

M&A:IA:0228: 22

Bogotá, junio 15 de 2022

Señores:

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS

Bogotá, Cundinamarca

Asunto: informe auditoría externa de gestión y resultados vigencia 2021

En cumplimiento de nuestras obligaciones contractuales como Auditores Externos de Gestión y Resultados de la **EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.**, nos permitimos emitir el presente documento, el cual surge del trabajo realizado conforme a los lineamientos establecidos en la Resolución SSPD - 20211000555175 del 05-10-2021 “*Por la cual se establecen lineamientos sobre el reporte de información de las Auditorías Externas de Gestión y Resultados y de las Oficinas de Control Interno de los prestadores de servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, a través del Sistema Único de Información – SUI y del sistema de gestión documental*” y sus modificatorias.

Nuestra participación como auditores externos de gestión y resultados de la **EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.**, tiene como propósito fundamental dar cumplimiento a los objetivos enmarcados en la resolución antes comentada y los cuales apuntan a:

“(…) **ARTÍCULO 4. OBJETIVO DE LOS LINEAMIENTOS PARA EL CARGUE DE INFORMACIÓN:** Con el lineamiento contenido en la presente Resolución y la implementación de los anexos a la misma, se busca lo siguiente:

1. *Evaluar la gestión del prestador de acuerdo con el plan de gestión y resultados de corto, mediano y largo plazo, aplicando los criterios, metodologías, indicadores, parámetros y modelos que defina la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG y los requerimientos de la Superservicios.*
2. *Verificar la conformidad de la gestión del prestador con los requisitos legales, técnicos, administrativos, financieros y contables del régimen de los servicios públicos domiciliarios.*
3. *Verificar la calidad de la información reportada por el prestador a través del SUI.*
4. *Establecer si el vigilado tiene definido un Sistema de Gestión de Riesgos para los aspectos técnico-operativos, comerciales y financieros, que permita identificar, analizar, valorar, tratar y documentar los riesgos que puedan afectar la prestación del servicio.*
5. *Identificar e informar oportunamente a la Superservicios, las situaciones que pongan en riesgo la viabilidad técnica, operativa y/o financiera de los vigilados y recomendar medidas preventivas o correctivas al respecto.*
6. *Informar de sus apreciaciones sobre el estado del desarrollo del Sistema de Control Interno, como un aspecto relacionado con el manejo de la empresa.*
7. *Atender las solicitudes de información que, en los términos del numeral 23 del artículo 79 de la Ley 142 de 1994, sean realizadas por la Superservicios para apoyar las funciones de inspección, vigilancia y control, así mismo, para evaluar la gestión y resultados de las empresas prestadoras de servicios públicos.*
8. *Verificar que el prestador adopte las medidas que corresponda para atender las observaciones y recomendaciones hechas con motivo de Evaluaciones Integrales y/o Programas de Gestión suscritos*

con la SSPD. Así mismo, informar los impactos obtenidos sobre la prestación del servicio y cumplimiento de obligaciones luego de la implementación de tales medidas.

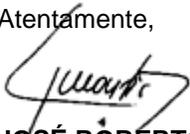
Hemos efectuado nuestra revisión de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría y de Trabajos de Aseguramiento, la Norma Internacional de trabajos de revisión -encargos de revisión de estados financieros ISRE-NITR 2400 y la norma internacional de trabajos para atestiguar distintos de revisiones de información financiera histórica ISAE-NITA 3000, además, de los lineamientos enmarcados en la Ley 142 de 1994 como Ley marco para este tipo de entidades, Ley 689 de agosto 28 de 2001 por medio de la cual se modifican algunos artículos de la Ley 142 de 1994 y las Resoluciones Resolución SSPD - 20211000555175 del 05 de octubre de 2021 y sus modificatorias expedidas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y sus modificatorias, donde se fijan los criterios en relación con las auditorías externas de gestión y resultados y sobre el reporte de información a través del Sistema Único de Información, SUI, para las empresas de energía.

En contexto de lo anterior, el alcance de la labor abordó los siguientes aspectos:

ANEXO A: INFORME GENERAL

ANEXO B: REPORTES COMPLEMENTARIOS

Atentamente,



JOSÉ ROBERTO MONTES MARÍN

Socio - Gerente

NEXIA MONTES & ASOCIADOS S.A.S.

Copia:

Jorge Hernán Mesa Botero - Gerente General
Jhovanny Mosquera Lozano - Gerente gestor
Dafud Jovany Iza Domínguez - Asesor administrativo y financiero
Luis Olea Suarez - Coordinador Administrativo gestor

EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.

ANEXO A: INFORME GENERAL

(Cifras presentadas en miles de pesos colombianos)

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

1.1. ANTECEDENTES DE CONSTITUCIÓN

La **EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.**, es una empresa de servicios públicos domiciliarios dedicada a la comercialización y distribución de energía eléctrica, constituida como sociedad anónima, con capital mixto, en la cual el Estado es poseedor de la mayoría del capital social, con domicilio en la ciudad de Quibdó, departamento del Chocó, Colombia.

En diciembre del año 2001, el Gobierno Nacional constituyó la empresa con el fin de solucionar la problemática que tenía el departamento con la prestación del servicio de energía por parte de la Electrificadora del Chocó. Para el efecto, se adoptó el modelo de gestión en el que la propiedad de la empresa quedaría en manos de la Nación, y la administración y operación de la misma estaría a cargo de una entidad privada. Actualmente, la administración y operación del establecimiento de comercio la ejerce el **CONSORCIO ENERGÍA CONFIABLE**, empresa privada que participó y fue ganadora del proceso de solicitud pública de ofertas SPO-DG-002-2019, y que por lo tanto, inició la ejecución del contrato de gestión el día 1 de septiembre del año 2019.

DISPAC ha tenido la oportunidad de desarrollar proyectos provenientes de los fondos especiales que el Gobierno Nacional ha dispuesto para financiar proyectos en búsqueda de la universalización del servicio de energía (FAZNI, FAER y PRONE adscritos al Ministerio de Minas y Energía y de recursos propios del INSTITUTO DE PLANIFICACIÓN Y PROMOCIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA LA ZONAS NO INTERCONECTADAS - IPSE, PLAN TODOS SOMOS PAZCÍFICO y del SISTEMA GENERAL DE REGALÍAS), en aquellas zonas donde las comunidades no cuentan con acceso al servicio de energía, así como en aquellas donde no actúa como operador de red, especialmente en aquellas no interconectadas, convirtiéndose la compañía en un instrumento del Estado en la ejecución de política pública de expansión energética en todo el territorio nacional.

Fue constituida como sociedad anónima por escritura Pública No. 3659 de la Notaría 24 de Bogotá del 11 de diciembre de 2001 inscrita el 13 de diciembre de 2001 ante la Cámara de Comercio del Chocó. El término de la duración es indefinido y con domicilio en la ciudad de Quibdó, Departamento del Chocó, República de Colombia.

Con el fin de contextualizar el esquema mediante el cual opera, se realiza un breve recuento de la reseña histórica de DISPAC S. A. ESP. La Electrificadora del Chocó (Electrochocó) venía presentando una situación financiera crítica desde hacía varios años, entre los aspectos más importantes se resaltan:

- Presentaba pérdidas de energía superiores al 50%
- El recaudo era inferior al 30%
- El 89% de los usuarios no contaba con medidor
- Operaba en un mercado muy pobre (32,000 usuarios: 93% residenciales de estratos subsidiados 1, 2 y 3)
- Las tarifas eran de las más altas del país
- Patrimonio negativo en la suma de \$54.210 millones

- Deudas alrededor de 92 mil millones

Dado lo anterior, pronunció la CREG mediante la Resolución 136 de 1997, conceptuando sobre la situación de la Electrificadora y llegando a la conclusión de que esta no era viable financiera ni operativamente en el mediano y largo plazo.

Gracias a este concepto, el 2 de abril de 1998 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios tomó posesión de la Electrificadora del Chocó debido al incumplimiento que venía presentando con sus obligaciones adquiridas por concepto de compras, conexión, peaje y transporte de energía, y cuyo objetivo era la liquidación de la electrificadora.

Mediante documento CONPES 3122 del 17 de junio de 2001 “Estrategia de la Nación para fortalecer la distribución de energía en 13 Departamentos”, se determinó:

- Que, para asegurar la prestación del servicio de energía de acuerdo con lo dispuesto en la ley y la regulación, se implementaría la vinculación de capital privado a las electrificadoras. La Nación en su calidad de accionista de las empresas, tomaría las decisiones que estén a su alcance, conforme a las normas legales y estatutos de la empresa, para hacer viable la vinculación.
- Que en el área de influencia de Electrochocó, se debía estructurar un esquema que permitiera la gestión de activos de propiedad del IPSE para la prestación del servicio. Para el efecto, se encargó al MHCP y el IPSE adoptar mecanismos que permitieran ejecutar el proceso de capitalización de activos de propiedad del IPSE en las compañías electrificadoras.

En julio de 2002 se liquidó Electrochocó, y se creó una nueva empresa que no heredaba ninguno de los pasivos de la liquidada electrificadora, y sólo debía contar con los activos, que en su mayoría eran del IPSE, la nueva empresa no debería tener empleados directos, ni indirectos, que se encargaran de la operación, ni el mantenimiento de los activos, debía tener un gerente general, un secretario general (jurídico), un asesor técnico, un asesor financiero y una asistente de gerencia.

Debía contratarse un gestor con autonomía e independencia administrativa, encargado, por su cuenta y riesgo, de realizar todas las labores necesarias para la adecuada prestación de los servicios de distribución y comercialización en dicha región. Asimismo, debía contratarse una interventoría externa integral al contrato de gestión, y un proveedor tecnológico que maneja, soporta y administra todos los sistemas misionales de la nueva empresa, la gerencia general se encargaría de supervisar los contratos.

Esta nueva empresa de la que se hablaba corresponde a la actual DISPAC, al esquema de contrato de gestión adoptado para asegurar la prestación del servicio en el área de influencia de la electrificadora del Chocó.

La empresa DISPAC tiene una situación particular, cuyo esquema de operación obedece a razones históricas avaladas en su momento por el comité de política sectorial, mediante el cual, la empresa terceriza la operación y el mantenimiento.

1.2. OBJETO SOCIAL

La sociedad tendrá por objeto la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias de Generación, Distribución y Comercialización, así como la prestación de

servicios conexos o relacionados con la actividad de servicios públicos, de acuerdo con el marco legal y regulatorio.

Igualmente, para lograr la realización de los fines que persigue la sociedad o que se relacionen con su existencia o funcionamiento, la empresa podrá celebrar y ejecutar cualquier acto y contrato, entre otros: prestar servicios de asesoría, consultoría, interventoría, intermediación, estructuración de proyectos, o importar, exportar, comercializar y vender toda clase de bienes o servicios, recaudo, facturación, toma de facturas, reparto de facturas, construir infraestructura, prestar toda clase de servicios técnicos de administración, operación o mantenimiento de cualquier bien, contrato de leasing o cualquier otro contrato de carácter financiero que se requiera, contratos de riesgo compartido, y demás que resulten necesarios y conveniente para el cumplimiento de su objeto social. Lo anterior de conformidad con las leyes vigentes.

Así mismo podrá promover y/o ejecutar y/o administrar, operar y realizar el mantenimiento AQM de proyectos de generación hidroeléctricas y de cualquier otro tipo de energía convencional o no convencional, para lo cual podrá celebrar estrategias y/o adoptar cualquier forma asociativa o de colaboración empresarial

1.3. CAPITAL

La **EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.**, tiene un capital autorizado por valor de \$131.432.400.000,00, un capital suscrito y pagado por valor de \$131.344.200.000,00; el valor nominal de cada acción es de \$100.000,00. Su principal accionista es la Nación, a través del Min. de Hacienda y crédito público,

Tabla No. 1
Composición del capital

Cifras en pesos

Capital Autorizado	
Valor	\$131.432.400.000,00
Número de Acciones	1.314.324,00
Valor Nominal de Acciones	\$100.000,00
Capital Suscrito	
Valor	\$131.344.200.000,00
Número de Acciones	1.313.442,00
Valor Nominal de Acciones	\$100.000,00
Capital Pagado	
Valor	\$131.344.200.000,00
Número de Acciones	1.313.442,00

Valor Nominal de Acciones	\$100.000,00
---------------------------	--------------

Fuente: Certificado de Existencia y Representación legal Cod. Verificación dpjfkfgkkbiadJV

1.4 COMPOSICIÓN ACCIONARIA

La **EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.** es una empresa de servicios públicos mixta, constituida como una sociedad por acciones, del tipo de las anónimas, sometida al régimen general de los servicios públicos domiciliarios, que ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado como empresario mercantil. De acuerdo con lo anterior, la composición accionaria actual de la **EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.** es la siguiente:

Tabla No. 2
Composición accionaria

Accionistas	No. de Acciones	% Participación Accionaria
Min. de Hacienda y Crédito Público	1.313.438	99,9996%
Electrificadora del Huila S.A E.S.P	1	0,0001%
Empresa de Energía e Boyacá S.A. E.S.P	1	0,0001%
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E.S.P	1	0,0001%
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A E.S.P	1	0,0001%
TOTALES	1.313.442	100%

Fuente: Información suministrada por Dispac S.A E.S.P.

El principal accionista es el ministerio de hacienda con el 99.9996% del capital, en virtud de una Transferencia a Título Gratuito de 985.438 Acciones en virtud del Convenio Interadministrativo celebrado entre el Ministerio de Minas y Energía y Ministerio de Hacienda y Crédito Público el 7 de diciembre de 2020; equivalente al 75.02% de la composición accionaria.

1.4. ÓRGANOS DE DIRECCIÓN Y ADMINISTRACIÓN

Mediante el contrato de gestión DG-025-2019 suscrito entre la **EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.** y el Consorcio Energía Confiables, se encomienda al Gestor la administración del Establecimiento de Comercio, la ejecución de las actividades del giro ordinario del negocio de tal manera que asegure la prestación ininterrumpida del servicio público domiciliario de energía eléctrica en los 18 municipio del Área de Influencia en el departamento del Chocó; la vigencia del contrato inició el 01 de septiembre de 2019 hasta el 31 de julio de 2022.

La dirección, administración, fiscalización y organización de la sociedad serán ejercidas dentro de su propia competencia por la Asamblea General de Accionistas, la Junta Directiva, el Gerente y Revisor Fiscal como órganos principales.

Asamblea de Accionistas: Es el máximo órgano de gobierno de DISPAC, y lo constituyen las personas inscritas como accionistas en el libro de registro de acciones de la sociedad, reunidas en el quórum y en

las condiciones previstas en los estatutos sociales. La asamblea es el mecanismo presencial o virtual por excelencia para suministro de información a los accionistas, sin perjuicio del derecho de inspección que les asiste.

Imagen No. 1



Fuente: Informe Gobierno corporativo 2021

Junta Directiva: Está compuesta por tres (3) miembros principales y sus suplentes elegidos por la asamblea general de accionistas, para un periodo de un (1) año, sin perjuicio de que puedan ser reelegidos indefinidamente o removidos en cualquier tiempo, En la junta directiva existirá representación proporcional a la propiedad accionaria. Las siguientes personas son los miembros de la junta directiva vigente:

Tabla No. 3
Junta directiva

Nombre	Representación	
Dr. Julián Antonio Rojas Rojas	Min. de minas y energía	Principales
Dr. Alberto Fayad Lemaitre	Min. de minas y energía	
Dr. Néstor Mario Urrea Duque	Min. de Hacienda y Crédito Público	
Dr. Marielena Daniela Bernal Sánchez	Min. de Hacienda y Crédito Público	Suplentes
Dr. Fabian Diaz Soto	Min. de Hacienda y Crédito Público	
Dr. Jorge Alberto Calderón Cárdenas	Min. de Hacienda y Crédito Público	

Fuente: Certificado Existencia y representación legal.cod. verificación dpjkfkgkbiadJV

Es de aclarar que en la página web <https://dispac.com.co/nuestra-empresa/junta-directiva/> esta información se encuentra desactualizada.

Revisadas las Actas de junta directiva, emitidas durante el año 2021, se evidencia que se realizaron doce (12) sesiones ordinarias y extraordinarias.

Gerente General: La administración y representación legal de la administración, está a cargo del gerente general quien será designado por la junta directiva y tendrá el carácter de trabajador particular sometido a las reglas del código sustantivo del trabajo y a lo dispuesto en la ley 142 de 1994, El gerente tiene dos suplentes nombrados por la Junta Directiva y plenas facultades para celebrar y ejecutar contratos, sin otras limitaciones más que los establecidos en los estatutos de la compañía.

**Tabla No. 4
Gerente General y Suplentes**

Nombre	Cargo
Jorge Hernán Mesa Botero	Gerente General
Ana María Santos Yepes	Primer Suplente

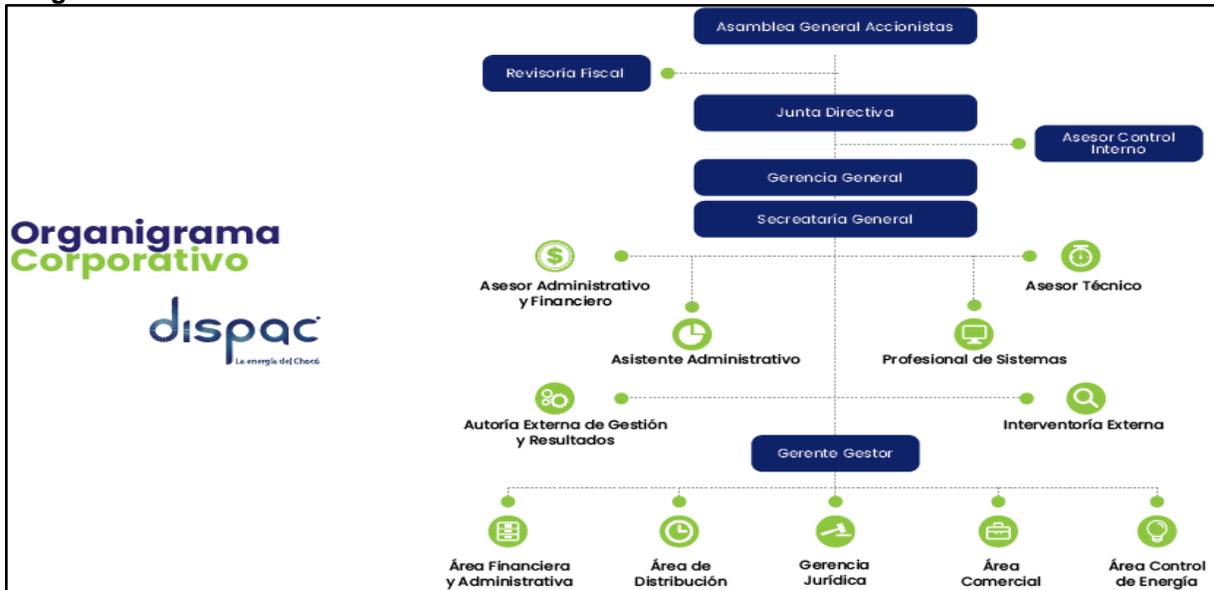
Fuente: Certificado Existencia y representación legal, cod. verificación dpjfkkgkbiadJV

Revisoría Fiscal: El revisor fiscal y su suplente serán designados por la Asamblea General. Por decisión unánime de la Asamblea General de Accionistas adoptada en sesión No. 29 del 17 de marzo de 2021, la firma Amézquita & CIA S.A.S. ejerció la Revisoría Fiscal durante la vigencia de 2021. En el ejercicio de sus funciones, la firma Amézquita & CIA S.A.S. Se realizó una auditoría al primer semestre de la vigencia 2021, cuyo informe final, de acuerdo con el sistema de calificación empleado, concluye con un resultado "Satisfactorio".

1.5. ORGANIGRAMA

La estructura orgánica de la **EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.**, muestra los niveles jerárquicos de autoridad y responsabilidad, de la siguiente manera, con el fin de crear una representación visual clara:

Imagen No. 2



1.6. PLAN DE NEGOCIOS Y SEGUIMIENTO

El Plan Estratégico Corporativo - PEC 2018 -2022, herramienta fundamental para el desarrollo de la empresa en el mediano plazo, define los objetivos corporativos a los que se debe enfocar el trabajo mancomunado de las instancias organizacionales de DISPAC.

Clientes: Al finalizar el año 2021, los clientes atendidos por DISPAC S. A. E.S.P fueron 103.656, esto es 3.618 más que el año inmediatamente anterior, lo cual representa un incremento en el crecimiento de 3,6% frente a los 100.038 clientes facturados al cierre de la vigencia 2020. Lo anterior, se explica principalmente por el ingreso de nuevos clientes, beneficiarios de la normalización de redes de media y baja tensión, al igual que la culminación de los proyectos de interconexión eléctrica, los cuales son matriculados e incluidos en el Sistema Comercial SIEC de la empresa.

Imagen No. 3



El mercado atendido por DISPAC S.A. E.S.P está compuesto por diferentes sectores económicos del departamento del Chocó, entre estos: clientes residenciales, comerciales, oficiales, industriales y alumbrado público donde el 94% corresponde al sector residencial y el 6% al segmento no residencial.

Para el año 2021, se puede evidenciar un crecimiento del 3,62%, representado en 3.618 nuevos usuarios, de los cuales 3.473 corresponden al sector residencial, sector que generó el mayor incremento, por otro lado el sector industrial decreció en -2,83% representado en -3 usuarios.

Tabla No. 5
Usuarios atendidos por sector

Usuarios atendidos por Sector				
Concepto	Año 2020	Año 2021	Variación Relativa	Variación Absoluta
Provisional	215	273	26,98%	58
Oficial	886	890	0,45%	4
Industrial	106	103	-2,83%	-3
Comercial	4.715	4.801	1,82%	86
Alumbrado público	16	16	0,00%	0
Residencial	94.100	97.573	3,69%	3.473
TOTAL	100.038	103.656	3,62%	3.618

Fuente: Información suministrada por DISPAC S.A E.S.P

Ventas: En cuanto a las ventas de energía, a continuación, se muestra la evolución de los años 2020 y 2021 de las ventas de energía puesta al cobro en MWh, en el cual se puede visualizar su variación absoluta y relativa, en el marco de un año a otro.

Tabla No. 6
Ventas de energía

Concepto	Año 2020 MWh	Año 2021 MWh	Variación Relativa	Variación Absoluta
Provisional	14.193	15.383	8,38%	1.190
Oficial	3.463	3.332	-3,78%	-131
Industrial	525	573	9,14%	48
Comercial	30.421	33.680	10,71%	3.259
Alumbrado público	5.802	5.726	-1,31%	-76
Residencial Estrato 1	103.082	110.251	6,95%	7.169
Residencial Estrato 2	9.803	9.718	-0,87%	-85
Residencial Estrato 3	5.602	5.524	-1,39%	-78
Residencial Estrato 4	0	0	0,00%	0

Fuente: Información suministrada por DISPAC S.A E.S.P

Dada la información anterior, la mayor fuente de venta de energía MWh, se concentra en el sector residencial con una participación del 88%; especialmente en el estrato 1, el cual tuvo una variación relativa del 6,95% representada en 7.169 Mwh nuevos; seguido por el sector comercial el cual obtuvo una variación relativa del 10,71% representada en 3.259 Mwh nuevos; posteriormente el sector provisional aportó una variación relativa del 8,38% equivalente a 1.190 Mwh nuevos.

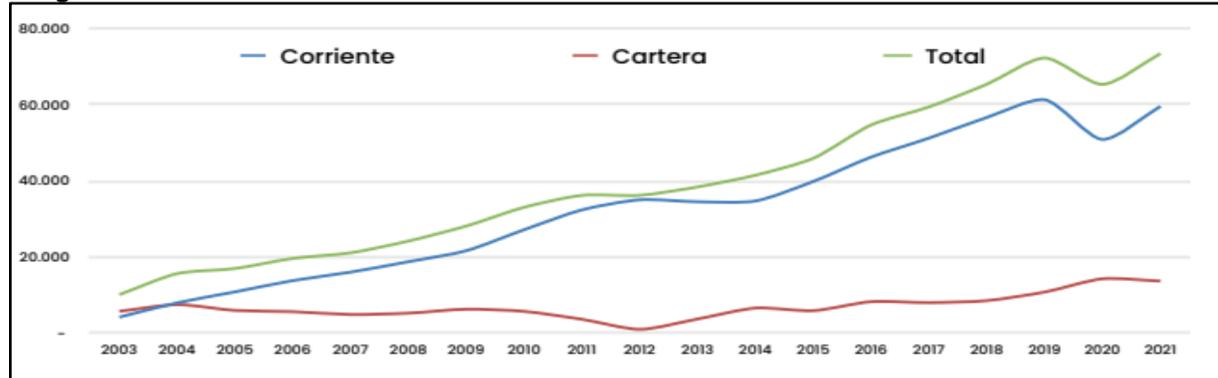
También, se presentaron algunas disminuciones, la más representativa se encuentra en el sector oficial, con un variación relativa de -3,78%, equivalente a -131 Mwh.

Comportamiento Tarifario: Para el 2021, el valor promedio del Costo Unitario de prestación del servicio (CU), fue de 616,96 \$/KWh. Es de resaltar que en este período igualmente, se dio cumplimiento a la Resolución CREG 012 de 2020, con la cual se hace la aplicación de la opción tarifaria en el cálculo del costo unitario y así cumplir con la regulación de las tarifas desde la declaratoria de la emergencia decretada por el virus COVID-19

Recaudo y Cartera: En el año 2021 se logró un recaudo por concepto de ventas de energía al usuario final de \$73.316 millones, para el año anterior 2020 fue de \$65.254 ,por lo cual hubo un incremento de \$8.062. Del valor recaudado en 2021, \$59.513 millones corresponden a recaudo corriente, por este

mismo concepto para el año 2020 fue de \$50.854 millones, mostrando un incremento de \$8.659. En la siguiente gráfica se observa la evolución positiva que ha tenido el comportamiento del nivel de recaudo entre los años de 2003 a 2021.

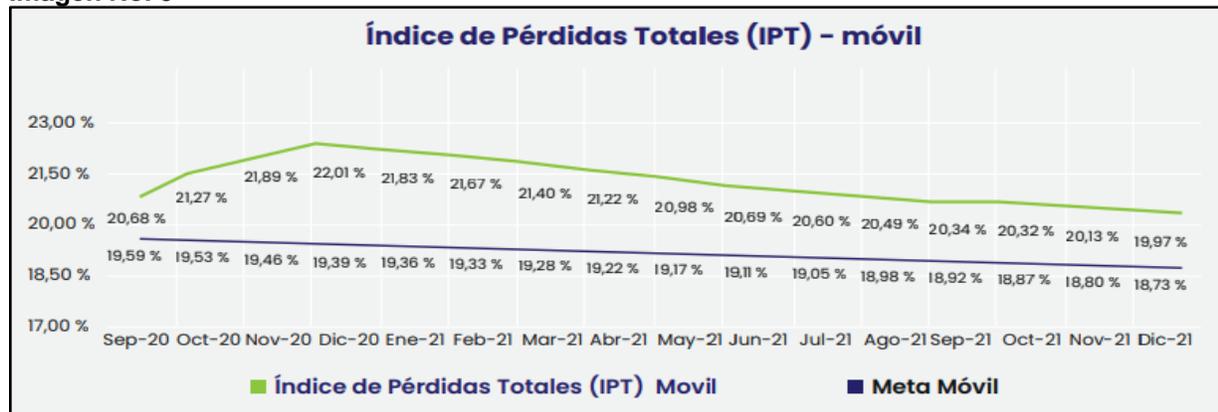
Imagen No. 4



Fuente: Información suministrada por DISPAC S.A. E.S.P

Control de energía: Su objetivo principal, es reducir el nivel de pérdidas de DISPAC S. A. E.S.P. a niveles reconocidos en la regulación vigente. Para el año 2021, el indicador de pérdidas totales de acuerdo con la regulación CREG 015 de 2018 cerró en 19,97%, a 2021, frente a un 22,01% del año 2020, lo que significó una reducción gradual del 2,04%, siendo este un resultado satisfactorio con una optimización del presupuesto de inversión. Sin embargo no se logró la meta móvil propuesta de 18,73%, estando esta 1,24% por encima de la meta.

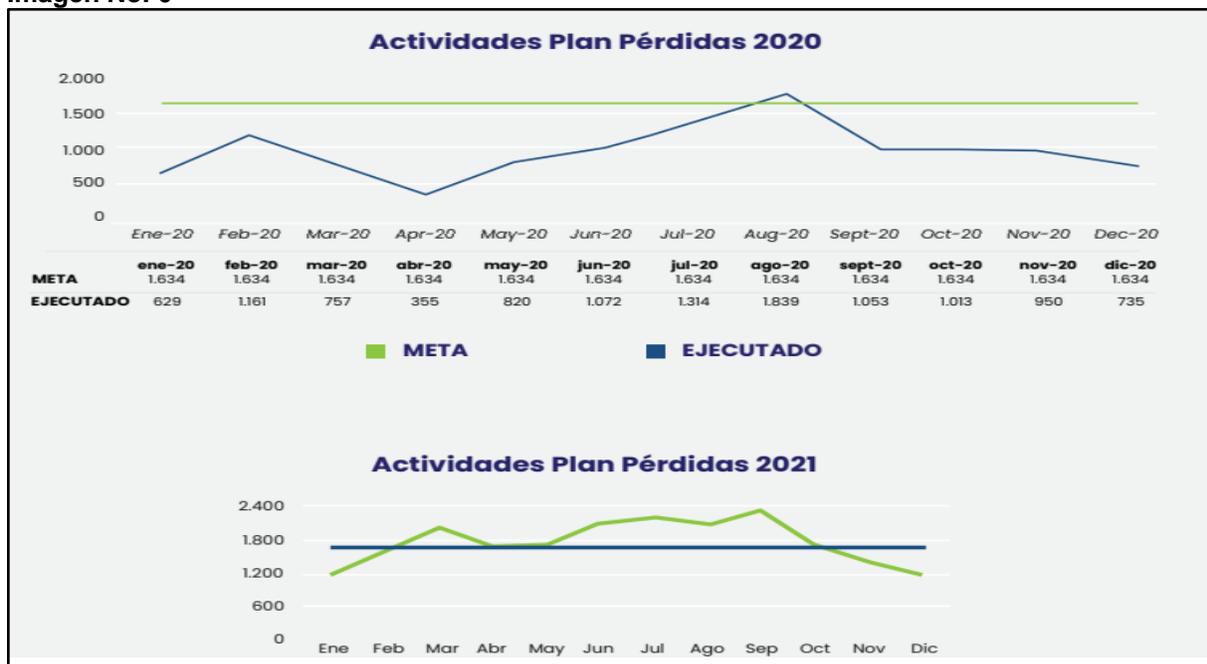
Imagen No. 5



Fuente: Información suministrada por DISCAP S.A. E.S.P

A continuación, se puede observar la variación del indicador de actividades del plan de pérdidas de DISPAC S. A. E.S.P. del año 2021 respecto del año inmediatamente anterior, en donde se vislumbra un número mayor de actividades en 2021 como consecuencia de la disminución de las restricciones producto de la declaratoria de emergencia sanitaria por parte del Ministerio de Salud y Protección Social en Colombia mediante Resolución 385 de 2020 del 12 de marzo del mismo año 2020:

Imagen No. 6



Fuente: Información suministrada por DISCAP S.A. E.S.P

1.7. ESTADO REPORTES SUI

Consultado el servicio único de información SIU, de la página web de la Superintendencia de servicios públicos http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=sui_adm_028, se evidencian los siguientes reportes pendientes de informar, correspondientes del año 2004 al 2021, evidenciándose que los tópicos administrativo y financiero, técnico operativo, y comercial y de gestión muestran el mayor incumplimiento de reportes.

Tabla No. 7
Reportes pendientes SUI

AÑO	TÓPICO	PERIODICIDAD	FORMATO
2004	Administrativo y Financiero	Trimestral	PROYECTOS INVERSIÓN - FORMULACIÓN DE PROYECTOS
2005	Administrativo y Financiero	Trimestral	PROYECTOS INVERSIÓN - FORMULACIÓN DE PROYECTOS
2005	Administrativo y Financiero	Trimestral	PROYECTOS INVERSIÓN - FORMULACIÓN DE PROYECTOS
2006	Administrativo y Financiero	Trimestral	PROYECTOS INVERSIÓN - FORMULACIÓN DE PROYECTOS
2006	Administrativo y Financiero	Trimestral	PROYECTOS INVERSIÓN - FORMULACIÓN DE PROYECTOS
2006	Administrativo y Financiero	Trimestral	PROYECTOS INVERSIÓN - FORMULACIÓN DE PROYECTOS
2007	Técnico operativo	MENSUAL	INFORMACIÓN BÁSICA DE CIRCUITOS E INTERRUPCIONES - TRANSFORMADORES
2008	Auditor	ANUAL	19. Concepto AEGR del indicador y referente de la evaluación de gestión
2008	Auditor	ANUAL	20. Concepto del AEGR sobre el indicador de nivel de riesgo
2010	Comercial y de Gestión	SEMESTRAL	FORMATO 14
2010	Técnico operativo	SEMESTRAL	ACCIDENTES DE ORIGEN ELÉCTRICO
2010	Administrativo y Financiero	Trimestral	PROYECTOS INVERSIÓN - EJECUCIÓN DE LOS PROYECTOS
2010	Administrativo y Financiero	Trimestral	PROYECTOS INVERSIÓN - FORMULACIÓN DE PROYECTOS
2010	Administrativo y Financiero	Trimestral	PROYECTOS INVERSIÓN - EJECUCIÓN DE LOS PROYECTOS
2010	Administrativo y Financiero	Trimestral	PROYECTOS INVERSIÓN - FORMULACIÓN DE PROYECTOS
2010	NSC	ANUAL	Medición de Nivel de Satisfacción del Cliente - NSC-P
2011	Administrativo y Financiero	ANUAL	06. Personal por Categoría de Empleo Servicio
2011	Administrativo y Financiero	Trimestral	PROYECTOS INVERSIÓN - EJECUCIÓN DE LOS PROYECTOS
2011	Administrativo y Financiero	Trimestral	PROYECTOS INVERSIÓN - FORMULACIÓN DE PROYECTOS
2011	NSC	ANUAL	Medición de Nivel de Satisfacción del Cliente - NSC-P

AÑO	TÓPICO	PERIODICIDAD	FORMATO
2012	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FORMATO 12 - INFORMACIÓN ÁREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO
2012	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FORMATO 6
2012	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FORMATO 6
2012	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FORMATO 12 - INFORMACIÓN ÁREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO
2012	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FORMATO 12 - INFORMACIÓN ÁREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO
2012	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FORMATO 12 - INFORMACIÓN ÁREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO
2013	NSC	ANUAL	Medición de Nivel de Satisfacción del Cliente - NSC-P
2014	Técnico operativo	ANUAL	CALIDAD ACTAS DE CONCERTACIÓN PUNTOS DE MUESTREO RANGO 1 (PDF o TIFF)
2014	NSC	ANUAL	Medición de Nivel de Satisfacción del Cliente - NSC-P
2015	Auditor	ANUAL	01. Datos Básicos Evaluación Sistema de Control Interno
2015	Auditor	ANUAL	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE PUNTOS ESPECÍFICOS PDF ENERGÍA
2015	Auditor	ANUAL	CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO PDF ENERGÍA
2015	Auditor	ANUAL	MATRIZ DE RIESGO ENERGÍA
2015	Auditor	ANUAL	NOVEDADES PDF ENERGÍA
2015	Auditor	ANUAL	ORGANIGRAMA PDF ENERGÍA
2015	Auditor	ANUAL	VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGÍA
2015	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FORMATO 6
2016	Comercial y de Gestión	MENSUAL	Reclamaciones del Servicio de Energía Eléctrica
2016	NSC	ANUAL	Medición de Nivel de Satisfacción del Cliente - NSC-P
2017	Auditor	ANUAL	12. Concepto Gral Evaluación y Resultados
2017	Auditor	ANUAL	17. Indicadores y Referentes de la Evaluación de Gestión
2017	Auditor	ANUAL	21. Indicadores de Nivel de Riesgo
2017	Comercial y de Gestión	MENSUAL	Comercializadores dentro del Mercado
2017	Técnico operativo	TRIMESTRAL	FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES
2017	NSC	ANUAL	Medición de Nivel de Satisfacción del Cliente - NSC-P
2018	NSC	ANUAL	Medición de Nivel de Satisfacción del Cliente - NSC-P
2019	NSC	ANUAL	Medición de Nivel de Satisfacción del Cliente - NSC-P
2020	Comercial y de Gestión	MENSUAL	Información Comercial para el Sector Residencial y No Residencial - C1
2020	Comercial y de Gestión	MENSUAL	Reporte Uso de los Subsidios por Menores Tarifas - C5
2020	Comercial y de Gestión	SEMESTRAL	Certificación de Existencia y Prestación del Servicio de Energía de las Localidades ZNI-PDF
2020	Comercial y de Gestión	TRIMESTRAL	C2. Registro Municipios con Estructura Tarifaria
2020	Técnico operativo	MENSUAL	Registro de Operación Diario - T01
2020	Técnico operativo	TRIMESTRAL	Formulario 7
2020	Técnico operativo	TRIMESTRAL	Formulario 9
2020	Técnico operativo	TRIMESTRAL	Operativa Adicional Cabecera Municipal y Localidad Menor - T04
2020	Técnico operativo	TRIMESTRAL	Redes de Distribución Cabecera Municipal y Localidad Menor - T05
2020	Técnico operativo	TRIMESTRAL	Registro de Operación Diario - Otro Tipo de Generación - T03
2020	NSC	ANUAL	Medición de Nivel de Satisfacción del Cliente - NSC-P
2021	Técnico operativo	MENSUAL	Formato Modelo Hidráulico
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FORMATO 1 - 480 ISAGEN
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FORMATO 1 - 48305 CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FORMATO 1 - 597 EMGESA S.A. E.S.P
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	Información Comercial para el Sector Residencial y No Residencial - C1
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	Reporte Uso de los Subsidios por Menores Tarifas - C5
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	Comercializadores dentro del Mercado
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	Información Comercial para el Sector Residencial y No Residencial - C1
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	Reporte Uso de los Subsidios por Menores Tarifas - C5
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FORMATO 1 - 480 ISAGEN
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FORMATO 1 - 48305 CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FORMATO 1 - 597 EMGESA S.A. E.S.P
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	Información Comercial para el Sector Residencial y No Residencial - C1
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	Reporte Uso de los Subsidios por Menores Tarifas - C5
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FORMATO 1 - 480 ISAGEN
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FORMATO 1 - 48305 CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FORMATO 1 - 597 EMGESA S.A. E.S.P
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	Información Comercial para el Sector Residencial y No Residencial - C1
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	Reporte Uso de los Subsidios por Menores Tarifas - C5
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FORMATO 1 - 480 ISAGEN
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FORMATO 1 - 48305 CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	FORMATO 1 - 597 EMGESA S.A. E.S.P
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	Información Comercial para el Sector Residencial y No Residencial - C1
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	Reporte Uso de los Subsidios por Menores Tarifas - C5
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	T2. Garantías Financieras
2021	Comercial y de Gestión	MENSUAL	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR

Bogotá:
Calle 127A N° 7 - 13
Edificio Access Centro Empresarial
Teléfono: (57) (1) 7454217

Manizales:
Calle 57 N° 24A - 53
Teléfono: (57) (6) 8814666

Medellín:
Carrera 43A N° 9 Sur - 91
Edificio Villas Centros de negocios
Teléfono: (57) (4) 3210317

De forma global el estado de reportes al SUI, se presenta a continuación:

Tabla No. 8
Resumen pendientes reportes SUI

AÑO	NÚMERO DE REPORTES PENDIENTES	NÚMERO DE REPORTES RADICADOS	PORCENTAJE DE CARGUE
2004	1	148	99,32%
2005	2	192	98,96%
2006	3	214	98,60%
2007	1	244	99,59%
2008	2	256	99,22%
2010	7	248	97,18%
2011	4	209	98,09%
2012	6	229	97,38%
2013	2	247	99,19%
2014	2	246	99,19%
2015	8	235	96,60%
2016	2	237	99,16%
2017	6	229	97,38%
2018	1	235	99,57%
2019	1	306	99,67%
2020	11	450	97,56%
2021	97	429	77,39%
2022	44	168	73,81%
TOTAL	200	4522	95,58%

Fuente: SUI

De acuerdo con lo anterior, actualmente se tienen reportes pendientes desde 2004, ahora bien con respecto a 2022 se tienen reportes sin remitir donde la mayoría se encuentran en los términos establecidos en la norma.

**EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.
ASPECTOS FINANCIEROS**

(Cifras presentadas en miles de pesos colombianos)

2. ASPECTOS FINANCIEROS

2.1. GENERALES

2.1.1. Metodología para determinar la Viabilidad Financiera

Para el análisis de la viabilidad financiera de **EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.** Consideraremos el histórico de los dos años anteriores y un horizonte de proyección de mínimo cinco años.

Nuestro análisis considerará mínimo los siguientes aspectos:

1. **Información general:** estados financieros, informe de gestión y otros informes que maneje la entidad y que hayan sido expuestos a la Junta Directiva o a la Asamblea sobre los resultados financieros obtenidos en los últimos dos años, resultados por unidades de negocio.
2. **Evolución financiera histórica** (considerando los dos años anteriores) y los estados financieros que se encuentran certificados por el representante legal y el contador, dictaminados por el Revisor Fiscal y que fueron aprobados por la Asamblea General de Accionistas. Se considerarán en este caso indicadores financieros de liquidez, endeudamiento y rentabilidad.
3. **Proyección del negocio o perspectivas empresariales** como demanda, oferta, plan de inversiones para el crecimiento de las unidades de negocio, endeudamiento financiero o con terceros.
4. **Supuestos macroeconómicos considerados**, analizando los valores estimados versus los proyectados por entidades financieras o por Banrepública.
5. **Elaboración de proyecciones financieras:** se analizarán las proyecciones elaboradas por el prestador en cuanto al estado de situación financiera proyectado, estado de resultados integral proyectado y flujos de caja para un período mínimo de cinco años.
6. **Análisis de las proyecciones financieras:** se analizarán las proyecciones financieras teniendo en cuenta los indicadores financieros mencionados en el punto 2., igualmente se considerará si existe patrimonio negativo, capital de trabajo negativo.

- 2.1.2. Aspectos societarios:** De acuerdo a las verificaciones realizadas durante la vigencia 2021 DISPAC no adelantó ni pretende adelantar reformas estatutarias consistentes en fusiones o escisiones.

**Tabla No. 9
Encuesta Aspectos societarios**

Concepto	Descripción Respuesta
a) Documento en el cual se adopta la decisión de la reforma estatutaria consistente en la fusión o escisión	No aplica durante la vigencia no se llevaron a cabo procesos de fusiones o escisiones en DISPAC.
b) Cuáles son los motivos de la fusión y las condiciones en que se realizará	
c) Cuáles son los nombres de las compañías participantes, sus domicilios y el capital social, o el suscrito y el pagado, en su caso	
d) Fue puesto en conocimiento del público la aprobación del compromiso, mediante aviso publicado en un diario de amplia circulación nacional	
e) Se ha formalizado el acuerdo de fusión	

Fuente: elaboración propia

2.1.3. Impactos en la reexpresión de los estados financieros

Durante la vigencia 2021 no se presentaron cambios en los estados financieros que requirieron reexpresión de estados financieros.

2.2. Estado de Situación Financiera y Estado de Resultado Integral

2.2.1. Estado de Resultados Integral

A continuación, presentamos el estado de resultados integral a diciembre 31 de 2021 y 2020:

Tabla No. 10
Estado de resultados integral - DISPAC S.A. E.S.P

Cifras en miles de pesos

	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
INGRESOS OPERACIONALES				
Prestación de servicios públicos	133.584.870	121.372.952	12.211.918	10,06%
Venta de bienes	631.439	222.191	409.248	184,19%
Contratos de construcción	14.713.712	4.511.600	10.202.112	226,13%
Otros servicios (Asistencia técnica)	725.071	100.685	624.386	620,14%
TOTAL INGRESOS OPERACIONALES	149.655.092	126.207.428	23.447.664	18,58%
COSTO DE VENTA				
Costo de venta de bienes	630.557	223.306	407.251	182,37%
Costo de prestación de servicios	128.051.674	105.909.793	22.141.882	20,91%
TOTAL COSTO DE VENTA	128.682.231	106.133.099	22.549.132	21,25%
UTILIDAD BRUTA	20.972.861	20.074.329	898.531	4,48%
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN				
Gastos de personal	1.411.197	1.625.844	(214.647)	-13,20%
Generales	3.490.871	2.475.729	1.015.143	41,00%
Impuestos, contribuciones y tasas	5.599.616	7.806.435	(2.206.819)	-28,27%
Deterioro, depreciaciones, amortizaciones y provisiones	6.018.213	5.309.496	708.717	13,35%
TOTAL GASTOS DE ADMINISTRACIÓN	16.519.897	17.217.504	(697.607)	-4,05%
UTILIDAD OPERACIONAL	4.452.963	2.856.825	1.596.138	55,87%
OTROS INGRESOS Y GASTOS				
Ingresos Financieros	582.916	490.898	92.017	18,74%
Gastos Financieros	1.849.225	1.764.079	85.147	4,83%
Otros ingresos	2.231.631	1.934.416	297.215	15,36%
Otros gastos	1.312.629	223.863	1.088.766	486,35%
TOTAL NETO OTROS INGRESOS Y GASTOS	(347.308)	437.372	(784.680)	-179,41%
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	4.105.655	3.294.197	811.458	24,63%
GASTO POR IMPUESTO DE RENTA CORRIENTE	1.622.822	1.296.110	326.712	25,21%
GASTO POR IMPUESTO DE RENTA DIFERIDO	16.290	14.660	1.629	11,11%
INGRESO POR IMPUESTO DE RENTA DIFERIDO	946.921	1.056.483	(109.561)	-10,37%
TOTAL NETO IMPUESTO DE RENTA	692.191	254.288	437.903	172,21%
UTILIDAD NETA	3.413.464	3.039.909	373.555	12,29%

Fuente: con base en la información suministrada por DISPAC

Ingresos Operacionales: Los ingresos operacionales tuvieron un incremento del 18,58% respecto al año 2020, en virtud de que las ventas de energía en kWh se incrementaron en 6.7% y se suscitaron incrementos notables en los índices de precios al consumidor (IPC) e índice de precios al productor (IPP) que son factores de escalamiento de los componentes que conforman la tarifa del servicio de energía. Un aspecto que limitó el crecimiento de los ingresos fue la remuneración de activos del Sistema de Transmisión Regional (STR) que redujo su aporte en el 2021 en \$2.033 millones.

La prestación de servicios públicos presentó un incremento en sus ingresos del 10.06%, en la siguiente tabla se presenta el desglose por cada actividad de energía:

**Tabla No. 11
Desglose de ingresos por actividades**

Actividad	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
TRASMISIÓN				
Remuneración de activos del STN	468.615	431.749	36.866	8,54%
TOTAL TRASMISIÓN	468.615	431.749	36.866	8,54%
DISTRIBUCIÓN				
Remuneración activos del STR	16.078.646	18.245.582	(2.166.936)	-11,88%
Sistema de distribución local SDL	1.652.723	1.263.293	389.429	30,83%
Facturación variable CPROG - Agentes	3.327.819	0	3.327.819	100,00%
Cargos por conexión EPM	305.862	269.063	36.799	13,68%
TOTAL DISTRIBUCIÓN	21.365.050	19.777.939	1.587.111	8,02%
COMERCIALIZACIÓN				
Consumo de energía				
Residencial	76.612.533	69.473.498	7.139.035	10,28%
Comercial	20.278.625	17.470.787	2.807.838	16,07%
Industrial	349.517	302.406	47.111	15,58%
Oficial	8.897.417	7.940.812	956.605	12,05%
Alumbrado público	2.896.754	2.953.499	(56.745)	-1,92%
Venta clientes otros sectores	1.903.984	1.936.964	(32.980)	-1,70%
Otros servicios de energía				
Acciones de corte y reconexión	379.278	206.674	172.604	83,52%
Reintegro de fraudes de energía	96.909	790.708	(693.799)	-87,74%
Venta de energía en bolsa	267.934	336.162	(68.228)	-20,30%
Otros servicios de energía	68.253	50.234	18.019	35,87%
Descuento energía- Art2 Decreto 517-20-pago oportuno	0	(298.480)	298.480	-100,00%
TOTAL COMERCIALIZACIÓN	111.751.206	101.163.264	10.587.942	10,47%
TOTAL INGRESOS POR PRESTACIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS	133.584.870	121.372.952	12.211.918	10,06%

Fuente: con base en la información suministrada por DISPAC

En la tabla precedente podemos evidenciar que los mayores ingresos por prestación de servicios se obtienen por la comercialización de energía en el mercado regulado siendo el 83,66%, seguido por la distribución. A continuación, se detallan los estadísticos de consumo de energía durante el año 2021 en comparativo con el año 2020:

**Imagen No. 7
Detalle de consumos de energía**

PERIODO	2021				2020			
	CONSUMO Mwh	CU	N° USUARIOS	VALOR CONSUMO	CONSUMO Mwh	CU	N° USUARIOS	VALOR CONSUMO
Enero	15.444	600,16	101.190	9.133.772	15.191	559,41	97.260	8.338.120
Febrero	14.576	603,76	101.594	8.658.854	14.913	587,24	97.396	8.600.149
Marzo	15.369	604,26	101.923	9.120.230	14.648	607,93	97.541	8.743.338
Abril	15.420	607,89	102.289	9.213.147	13.779	605,35	97.635	8.210.922
Mayo	15.629	610,57	102.523	9.384.426	14.054	598,14	97.739	8.251.475
Junio	15.180	614,23	102.930	9.173.175	13.350	599,12	98.131	7.840.839
Julio	15.708	617,92	103.044	9.545.685	14.169	597,33	98.556	8.309.660
Agosto	15.442	621,63	103.228	9.428.603	14.313	594,66	99.043	8.366.744
Septiembre	15.555	625,36	103.450	9.526.612	14.150	594,66	99.448	8.266.374
Octubre	15.719	629,11	103.535	9.687.858	14.861	594,66	99.716	8.673.248
Noviembre	15.156	632,88	103.656	9.398.513	14.446	594,66	100.038	8.428.093
Diciembre	15.375	636,68	103.905	9.602.380	15.018	598,17	100.904	8.823.082
TOTAL	184.574		102.772	111.873.254	172.892		98.617	100.852.044

Fuente: información suministrada por DISPAC

Con relación al consumo durante el 2021 este alcanzó los 184,574 Mwh equivalente a \$111.873.254, creciendo respecto al 2020 en 11.682 Mwh (6,76%). El CCU incrementó de diciembre de 2020 a diciembre de 2021 en \$39 (6,44%).

DISPAC S.A E.S.P atiende clientes de diferentes sectores económicos del departamento del Chocó, entre estos, clientes residenciales, comerciales, oficiales, industriales, alumbrado público y el sector provisional.

A continuación, se muestra la evolución de los años 2020 y 2021 de las ventas de energía puesta al cobro en MWH.

Tabla No. 12
Ventas de energía por sector

ESTRATO	AÑO 2021	AÑO 2020	Variación Absoluta	Variación relativa	% Participación
Uno	110.251	103.082	7.169	6,95%	59,86%
Dos	9.718	9.803	(85)	-0,87%	5,28%
Tres	5.524	5.602	(78)	-1,39%	3,00%
Total Residencial	125.493	118.487	7.006	5,91%	68,13%
Provisional	3.332	3.463	(131)	-3,78%	1,81%
Oficial	15.383	14.193	1.190	8,38%	8,35%
Industrial	573	525	48	9,14%	0,31%
Comercial	33.680	30.421	3.259	10,71%	18,29%
Alumbrado Público	5.726	5.802	(76)	-1,31%	3,11%
TOTAL	184.187	172.891	11.296	6,53%	100,00%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

Como se evidencia en la tabla precedente, la mayor participación en la venta de energía proviene del sector residencial con un 68% para el 2021, del cual el 60% corresponde al estrato uno, seguido del comercial con el 18,29%

Para el 2021, el valor promedio del Costo Unitario de prestación del servicio (CU), fue de 616,96 \$/KWh. Es de resaltar que en este período igualmente, se dio cumplimiento a la Resolución CREG!012 de 2020, con la cual se hace la aplicación de la opción tarifaria en el cálculo del costo unitario y así cumplir con la regulación de las tarifas desde la declaratoria de la emergencia decretada por el virus COVID-19.

En los ingresos por comercialización como se puede ver en el detalle también se tienen otros ingresos facturados asociados a la venta de energía, tales como acciones de reconexión por \$379.278, refacturaciones y/o consumos de periodos anteriores por valor de \$96.909, venta de energía en bolsa \$267.934 y otros servicios de energía \$ 68.253.

En los ingresos por distribución se tiene el valor cobrado a los operadores de red, según la resolución CREG 097 de 2008 "Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local." Discriminado en remuneración de activos STR por \$6.078.646 y Sistema de Distribución Local por \$1.652.723.

La Facturación variable CPROG – Agentes corresponde al valor cobrado a Emgesa e Isagen por el uso del Sistema de Distribución Local (SDL), según la resolución CREG 097 de 2008 "Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

Por último en distribución se detalla el valor cobrado a EPM por el uso de la infraestructura eléctrica y mantenimiento de redes de comunicación Barbosa – Bolombolo, según contrato CT-2014-002345.

Los ingresos por servicios de construcción corresponden al valor de la remuneración que obtiene DISPAC por la actividad de administración, ejecución de los recursos, asistencia técnica y energización; corresponde al 5% del monto total de los recursos ejecutados conforme a los contratos PRONE, FAER, FANZI, IPSE y PTSP, También está conformado por el servicio prestado al Municipio de Quibdó para la implementación del módulo de facturación del alumbrado público. En estos ingresos se presenta un incremento sustancial al pasar de \$4.511.600 en 2020 a \$14.713.712 en 2021 (\$10.202.112 – 226.13%).

Los costos de prestación del servicio se encuentran conformados por los siguientes conceptos: compra de energía y costos asociados a la misma, mantenimiento y reparaciones de la infraestructura eléctrica, depreciación y amortización, mano de obra y demás costos diversos que están relacionados con la prestación del servicio.

A diciembre 31 de 2021 los costos ascienden a \$128.682.231 mientras que para el 2020 alcanzaban los \$106.133.099 con un incremento de \$22.549.132 (21,25%).

El costo de venta de energía asciende a \$79.558.820 y en 2020 fue de \$70.312.945, el detalle del mismo se presenta a continuación:

Tabla No. 13
Detalle de los costos de venta de energía

Concepto	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
Energía	60.453.731	55.405.152	5.048.579	9,11%
Sistema de transmisión nacional STN	9.380.690	8.755.560	625.130	7,14%
Sistema de transmisión regional STR	6.464.491	5.897.653	566.838	9,61%
Sistema de intercambios comerciales y centro nacional de despacho	33.983	36.648	(2.665)	-7,27%
Costo variable CPROG - operador de red	2.992.447	0	2.992.447	100,00%
Liquidador y administrador de cuentas del STR – LAC	233.478	217.932	15.546	7,13%
TOTAL ENERGÍA Y COSTOS ASOCIADOS	79.558.820	70.312.945	9.245.875	13,15%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

El detalle del costo de energía entre compras en contratos, compras en bolsa y restricciones se presenta en la siguiente tabla

Tabla No. 14
Detalle costo de energía

Período	Concepto	Año 2021		Año 2020	
		kWh	Valor	kWh	Valor
Enero	Contrato	13.003.790	2.883.492	17.512.217	3.765.730
	Bolsa	7.230.530	1.334.263	2.908.671	962.339
	Restricciones		378.006		40.839
Febrero	Contrato	17.293.975	3.830.935	16.555.503	3.559.943
	Bolsa	1.410.510	382.863	3.490.392	1.454.311
	Restricciones		214.154		9.211
Marzo	Contrato	18.712.838	4.233.609	16.797.951	3.639.567
	Bolsa	1.765.091	301.363	3.683.179	1.272.120
	Restricciones		360.073		142.332
Abril	Contrato	17.876.709	4.100.305	15.750.225	3.393.646
	Bolsa	2.040.001	340.114	2.555.118	643.660
	Restricciones		349.953		159.714
Mayo	Contrato	18.551.628	4.360.292	16.790.947	3.615.262

Período	Concepto	Año 2021		Año 2020	
		kWh	Valor	kWh	Valor
	Bolsa	2.132.907	223.449	2.394.656	849.490
	Restricciones		210.394		23.959
Junio	Contrato	18.226.772	4.303.404	16.169.954	3.484.138
	Bolsa	1.473.329	133.848	2.222.307	653.216
	Restricciones		464.039		90.770
Julio	Contrato	18.657.612	4.465.193	16.807.204	3.626.375
	Bolsa	2.026.414	186.334	2.364.867	364.826
	Restricciones		583.975		316.857
Agosto	Contrato	18.205.534	4.382.517	16.603.618	3.605.264
	Bolsa	2.100.751	199.892	2.422.657	385.676
	Restricciones		605.003		348.268
Septiembre	Contrato	18.312.217	4.464.220	18.301.893	3.979.146
	Bolsa	1.994.192	218.972	1.020.664	145.453
	Restricciones		610.731		500.393
Octubre	Contrato	17.612.813	4.341.685	16.798.672	3.673.564
	Bolsa	3.235.866	340.613	3.166.900	633.671
	Restricciones		725.507		439.954
Noviembre	Contrato	16.906.000	4.249.029	16.229.124	3.545.948
	Bolsa	2.826.938	291.588	3.577.183	638.600
	Restricciones		689.910		382.968
Diciembre	Contrato	18.262.247	4.660.496	18.555.896	3.731.014
	Bolsa	1.984.236	643.697	1.330.043	543.699
	Restricciones		338.240		390.973
Ajustes			51.573		392.256
Total año 2021			60.453.731		55.405.152
Resumen	Contrato	211.622.135	50.275.177	202.873.204	43.619.597
	Bolsa	30.220.765	4.596.996	31.136.637	8.547.061
	Restricciones		5.529.985	0	2.846.238

Fuente: información suministrada por la DISPAC

Para la vigencia 2021 se presentaron compras por contrato por valor de \$50.275.177 mientras que en 2020 fueron de \$42.619.597 con un crecimiento de \$6.655.580 (15,26%), por el contrario la compra de energía en bolsa disminuyó en \$3.950.065 (46,22%); los costos por restricciones aumentaron de forma importante en 94,29% pasando de \$2.846.238 en 2020 a \$5.529.985 en 2021.

Compra y venta de energía del mercado mayorista: Durante el año 2021, DISPAC S.A. E.S.P. como comercializador integrado al Mercado Eléctrico Mayorista – MEM, contó con la energía para atención de la demanda regulada del mercado de comercialización en Chocó a partir de contratos bilaterales de compra de energía a largo plazo en la modalidad de pague lo contratado, con los agentes generadores listados a continuación: Empresas Públicas de Medellín E.S.P., EMGESA S.A. E.S.P., ISAGEN S.A. E.S.P.

Con estas empresas se tuvieron un total de 4 productos (teniendo en cuenta que con ISAGEN se contó con dos contratos), registrados ante el ASIC, con los contratos siguientes: EPMG 33342, ENDG 34517, ISGG 45996 e ISSG 45997. El suministro de energía por parte de EPM y EMGESA será hasta las 23:59 del 31-dic-2022, y por parte de ISAGEN hasta las 23:59 del 31-dic-2025 (ambos contratos).

En la siguiente tabla se resumen las compras de energía del mercado regulado en contratos bilaterales, que cumplieron las condiciones pactadas para la vigencia 2021, y las cuales permiten garantizar el suministro de energía a los 103.656 usuarios de los 17 municipios del área de influencia de DISPAC.

Tabla No. 15

Resumen de compras de energía en contratos bilaterales de largo plazo 2021

Período de suministro	Energía (kWh)	Precio promedio ponderado (\$/kWh)	Valor total energía contratos en miles
Enero	13.003.790	221,74	2.883.492
Febrero	17.293.975	221,52	3.830.913
Marzo	18.712.838	226,24	4.233.585
Abril	17.876.709	229,37	4.100.305
Mayo	18.551.628	235,04	4.360.292
Junio	18.226.772	236,10	4.303.404
Julio	18.657.612	239,32	4.465.193
Agosto	18.205.534	240,72	4.382.517
Septiembre	18.312.217	243,78	4.464.220
Octubre	17.612.813	246,51	4.341.685
Noviembre	16.906.000	251,33	4.249.029
Diciembre	18.262.247	255,20	4.660.498
Total año 2021	211.622.135	237,57	50.275.131

Fuente: información entregada por DISPAC

La operación del mercado requirió la realización de transacciones de compra y venta en bolsa, a continuación, se presenta el resumen de éstas:

Tabla No. 16

Resumen de transacciones en bolsa 2021

Período	Compras en bolsa (kWh)	Precio promedio ponderado (\$/kWh)	Valor total compras en bolsa en miles	Ventas en bolsa (kWh)	Precio promedio ponderado (\$/kWh)	Valor total ventas en bolsa en miles
Enero	7.230.530	184,53	1.334.263	1.064	136,59	145
Febrero	1.410.510	271,44	382.863	230.865	295,60	68.243
Marzo	1.765.091	170,73	301.363	124.686	142,00	17.706
Abril	2.040.001	166,72	340.114	113.167	159,28	18.025
Mayo	2.132.907	104,76	223.449	205.362	108,75	22.334
Junio	1.473.329	90,85	133.848	110.912	90,06	9.989
Julio	2.026.414	91,95	186.334	167.166	92,77	15.508
Agosto	2.100.751	95,15	199.892	518.812	92,52	47.999
Septiembre	1.994.692	109,78	218.972	249.374	93,77	23.385
Octubre	3.235.866	105,26	340.613	53.840	98,56	5.306
Noviembre	2.826.938	103,15	291.588	64.219	105,37	6.767
Diciembre	1.984.236	324,41	643.697	93.792	339,03	31.799
Total año 2021	30.221.265	152,11	4.596.994	1.933.259	138,22	267.206

Fuente: información entregada por DISPAC

El total de energía comprada por DISPAC en 2021 fue 241.843.400 kWh, de la cual el 87,5% (211.622.135 kWh) fue proveniente de compras en contratos por valor de \$50.275.131 y el 12,5% (30.221.265 kWh) por valor de \$4.596.994 de compras en la bolsa de energía. Adicionalmente, se acumuló un total de ventas en bolsa de 1.993.259 kWh por valor de \$267.206.

Demanda de energía: La demanda comercial regulada del mercado de comercialización en Chocó durante el año 2021, se presenta en la tabla siguiente:

Tabla No. 17

Demanda de energía mensual 2021

Período	Demanda real (kWh)	Pérdida real (kWh)	Demanda comercial (kWh)
Enero	19.949.912	283.343	20.233.255
Febrero	18.226.909	246.711	18.473.620
Marzo	20.042.729	310.514	20.353.243
Abril	19.490.102	313.441	19.803.543
Mayo	20.167.890	311.283	20.479.173

Período	Demanda real (kWh)	Pérdida real (kWh)	Demanda comercial (kWh)
Junio	19.271.534	317.655	19.589.189
Julio	20.223.485	293.376	20.516.861
Agosto	19.515.624	271.848	19.787.472
Septiembre	19.759.721	297.814	20.057.535
Octubre	20.502.909	291.929	20.794.838
Noviembre	19.398.366	270.353	19.668.719
Diciembre	19.881.847	270.845	20.152.692
Total año 2021	236.431.028	3.479.112	239.910.140

Fuente: información suministrada por la DISPAC

En total, la demanda comercial en el año 2021 suma 239.910.140 kWh, lo cual representa un incremento de 2,99% respecto al año 2020, que tuvo una demanda de 232.954.358 kWh. Además, cabe señalar que DISPAC sigue contando solo con usuarios del mercado regulado.

Tabla No. 18
Comparación demanda comercial 2021 y 2020

Período	Demanda comercial (kWh) 2021	Demanda comercial (kWh) 2020	Variación	Variación
Enero	20.233.255	20.404.268	(171.013)	-0,84%
Febrero	18.473.620	19.967.112	(1.493.492)	-7,48%
Marzo	20.353.243	20.451.733	(98.490)	-0,48%
Abril	19.803.543	18.235.662	1.567.881	8,60%
Mayo	20.479.173	19.100.342	1.378.831	7,22%
Junio	19.589.189	18.210.677	1.378.512	7,57%
Julio	20.516.861	19.007.651	1.509.210	7,94%
Agosto	19.787.472	18.815.681	971.791	5,16%
Septiembre	20.057.535	18.761.684	1.295.851	6,91%
Octubre	20.794.838	19.914.727	880.111	4,42%
Noviembre	19.668.719	19.751.881	(83.162)	-0,42%
Diciembre	20.152.692	20.332.940	(180.248)	-0,89%
Total año 2021	239.910.140	232.954.358	6.955.782	2,99%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

Como se puede advertir se presenta un crecimiento en la demanda comercial del 2.99% equivalente a 6.955.782 kWh, la cual fue atendida principalmente a partir de la energía comprada en contratos con un porcentaje global de exposición a bolsa del 12,6%

Tabla No. 19
Cobertura de la demanda comercial 2021

Período	Demanda comercial (kWh) 2021	Energía (kWh) comprada en contratos	Energía (kWh) comprada en bolsa	Exposición a bolsa
Enero	20.233.255	13.003.790	7.230.530	35,74%
Febrero	18.473.620	17.293.975	1.410.510	7,64%
Marzo	20.353.243	18.712.838	1.765.091	8,67%
Abril	19.803.543	17.876.709	2.040.001	10,30%
Mayo	20.479.173	18.551.628	2.132.907	10,42%
Junio	19.589.189	18.226.772	1.473.329	7,52%
Julio	20.516.861	18.657.612	2.026.414	9,88%
Agosto	19.787.472	18.205.534	2.100.751	10,62%
Septiembre	20.057.535	18.312.217	1.994.692	9,94%
Octubre	20.794.838	17.612.813	3.235.866	15,56%
Noviembre	19.668.719	16.906.000	2.826.938	14,37%
Diciembre	20.152.692	18.262.247	1.984.236	9,85%
Total año 2021	239.910.140	211.622.135	30.221.265	12,60%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

Como se advierte en la tabla anterior los meses de mayor exposición a bolsa fueron enero con el 35,74% y octubre con el 15,56% y los meses con menor exposición junio y febrero, para un promedio del año del 12,60%.

La remuneración del gestor ascendió durante la vigencia 2021 a \$21.321.246 y en 2020 ascendieron a \$19.364.024. Este valor corresponde al costo del contrato de gestión facturado durante la vigencia 2021, el detalle se presenta a continuación:

Tabla No. 20
Remuneración del gestor 2021 y 2020

Periodo	Año 2021	Año 2020	Variación absoluta	Variación relativa
Enero	1.748.091	1.886.635	(138.544)	-7,34%
Febrero	1.713.529	1.808.314	(94.785)	-5,24%
Marzo	1.546.891	1.769.795	(222.904)	-12,59%
Abril	1.802.335	1.413.483	388.852	27,51%
Mayo	1.823.042	1.408.622	414.420	29,42%
Junio	1.742.125	1.257.349	484.776	38,56%
Julio	1.857.745	1.442.136	415.609	28,82%
Agosto	1.870.167	1.795.249	74.918	4,17%
Septiembre	1.851.033	1.557.032	294.001	18,88%
Octubre	1.751.153	1.553.647	197.506	12,71%
Noviembre	1.884.642	1.706.913	177.729	10,41%
Diciembre	1.819.681	1.655.199	164.482	9,94%
TOTALES	21.410.434	19.254.374	2.156.060	11,20%
Ajustes	(89.188)	109.650	(198.838)	-181,34%
Total neto	21.321.246	19.364.024	1.957.222	10,11%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

Los otros costos de venta durante la vigencia 2021 alcanzaron los \$19.934.895 mientras que en 2020 fueron de \$8.245.913. El incremento obedece principalmente a los costos de construcción en los proyectos FAZNI el cual ascendió a \$9.959.738 los cuales no se tenían en el año anterior.

Los gastos de administración incluyen el deterioro, depreciaciones, amortizaciones y provisiones y ascienden a \$16.519.897 en 2021 mientras que en 2020 fueron de \$17.217.504 con una disminución de \$697.607 (-4,05%).

A nivel general tenemos que los gastos de personal presentaron una disminución de \$214.647 (13,20%), donde el principal factor corresponde a que para el año 2020 se habían generado pagos de indemnizaciones laborales por valor de \$311.913, situación que no se presentó en 2021.

En los gastos generales se presenta un incremento de \$1.015.143 (41,00%) siendo el mayor componente los honorarios, tal y como se muestra a continuación:

Tabla No. 21
Desglose de gastos generales

Actividad	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
MATERIALES Y SUMINISTROS	6.734	15.744	(9.010)	-57,23%
MANTENIMIENTO	72.364	59.525	12.839	21,57%
SERVICIOS PÚBLICOS	7.565	4.621	2.944	63,71%
ARRENDAMIENTO OPERATIVO	872.644	728.966	143.678	19,71%
VIÁTICOS Y GASTOS DE VIAJE	156.033	74.048	81.985	110,72%
PUBLICIDAD Y PROPAGANDA	125.850	319.729	(193.879)	-60,64%
IMPRESOS, PUBLICACIONES, SUSCRIPCIONES Y AFILIACIONES	35.842	54.268	(18.426)	-33,95%

Actividad	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
FOTOCOPIAS	16	116	(99)	-85,76%
COMUNICACIONES Y TRANSPORTE	30.784	45.612	(14.828)	-32,51%
SEGUROS GENERALES	224.063	268.919	(44.856)	-16,68%
SEGURIDAD INDUSTRIAL	744	2.486	(1.742)	-70,07%
COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES	9.179	7.551	1.628	21,56%
SERVICIOS DE ASEO, CAFETERÍA, RESTAURANTE	25.939	18.168	7.771	42,77%
ELEMENTOS DE ASEO, LAVANDERÍA Y CAFETERÍA	5.833	4.009	1.824	45,50%
GASTOS LEGALES	3.749	4.736	(987)	-20,84%
INTERVENTORÍAS, AUDITORÍAS Y EVALUACIONES	0	15.531	(15.531)	-100,00%
HONORARIOS	1.803.501	804.496	999.005	124,18%
SERVICIOS	54.447	9.452	44.994	476,01%
OTROS GASTOS GENERALES	55.584	37.750	17.834	47,24%
TOTAL GASTOS GENERALES	3.490.871	2.475.729	1.015.143	41,00%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

Los honorarios que mayor incremento presentaron fueron los correspondientes a asesoría jurídica por \$937.764 mientras que 2020 ascendieron a \$221.600 (alza de \$716.164 – 323%), seguido de asesoría técnica por \$264.336 (2020 \$145.262 – 122%).

El rubro de impuestos contribuciones y tasas ascendió a \$5.599.616 (2020 \$7.806.435 – (\$2.206.819) - 28,27%, el declive obedece al menor valor en contribuciones por \$2.441.381 y en estampillas por \$650.579.

Tabla No. 22
Detalle de impuestos, contribuciones y tasas

RUBRO	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
IMPUESTO PREDIAL UNIFICADO	28.582	27.679	904	3,27%
CUOTA DE FISCALIZACIÓN Y AUDITAJE	248.746	442.742	(193.996)	-43,82%
IMPUESTO DE INDUSTRIA Y COMERCIO	1.855.009	1.262.905	592.104	46,88%
TASAS	118.334	0	118.334	100,00%
IMPUESTO SOBRE VEHÍCULOS	61	59	2	3,39%
GRAVAMEN A LOS MOVIMIENTOS FINANCIEROS	883.433	533.355	350.078	65,64%
CONTRIBUCIONES	1.886.311	4.327.692	(2.441.381)	-56,41%
ESTAMPILLAS	535.475	1.186.054	(650.579)	-54,85%
IMPUESTO SOBRE EL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO	43.665	25.949	17.716	68,27%
TOTAL IMPUESTOS CONTRIBUCIONES Y TASAS	5.599.616	7.806.435	(2.206.819)	-28,27%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

Los gastos por deterioro, depreciaciones, amortizaciones y provisiones ascendieron a \$6.018.213 y en 2020 fueron de \$5.309.496 con un incremento de \$708.717 (13,35%). El detalle se presenta en la siguiente tabla:

Tabla No. 23
Detalle de Deterioro, depreciaciones, amortizaciones y provisiones

RUBRO	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
DETERIORO DE CUENTAS POR COBRAR	4.970.575	4.542.144	428.430	9,43%
DETERIORO DE INVENTARIOS	0	4.679	(4.679)	-100,00%
DEPRECIACIÓN DE PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	38.911	39.374	(462)	-1,17%
AMORTIZACIÓN DE ACTIVOS INTANGIBLES	8.287	9.648	(1.361)	100,00%
PROVISIÓN LITIGIOS Y DEMANDAS	1.000.440	713.651	286.789	40,19%
TOTAL IMPUESTOS CONTRIBUCIONES Y TASAS	6.018.213	5.309.496	708.717	13,35%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

Se advierte incremento en el deterioro de cuentas por cobrar la cual se detalla a continuación:

Tabla No. 24
Deterioro de cuentas por cobrar

CLASE DE SERVICIO	DETERIORO DE CARTERA POR SERVICIOS			
	Cartera mayor a 360 días	Saldos en reclamación	Cartera menor a 360 días	Total deterioro
Alumbrado público	(124.974)	0	0	(124.974)
Comercial	268.937	(25.148)	(253.709)	(9.920)
Industrial	37.900	0	(3.259)	34.641
Oficial	676.852	(2.706)	(97.094)	577.052
Provisional	79.955	782	(78.951)	1.786
Residencial	5.163.705	(373.716)	(297.999)	4.491.990
TOTAL DETERIORO	6.102.375	(400.788)	(731.012)	4.970.575

Fuente: información suministrada por la DISPAC

La utilidad operacional se incrementó en el mismo período en 56%, debido a que los gastos de administración registraron una reducción del 4%. La Utilidad Neta de la vigencia 2021 ascendió a \$3.413.464, incrementándose en 12% respecto al año 2020. Este resultado se alcanza debido a otro factor importante como fue la reducción del Indicador de Pérdidas Comerciales de Energía en 3.5 puntos.

Una vez analizado el estado de resultados integral podemos indicar que la Empresa Distribuidora del Pacífico durante el 2021 presentó excelentes resultados apalancados por el aumento en los ingresos operacionales y las gestiones realizadas para la contención de los gastos, de esta forma se garantiza una rentabilidad para los socios y además que se cuente con los recursos necesarios para la prestación del servicio, la inversión en infraestructura y el pago del financiamiento externo.

2.2.2. Estado de situación financiera

A continuación, presentamos el estado de cambios en la situación financiera a diciembre 31 de 2021 y 2020:

Tabla No. 25
Estado de Situación financiera

Cifras en miles de pesos

	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
ACTIVO				
ACTIVO CORRIENTE				
Efectivo y equivalentes al efectivo	81.122.217	102.117.824	(20.995.607)	-20,56%
Cuentas por cobrar por servicios	27.231.483	23.548.708	3.682.776	15,64%
Otras cuentas por cobrar	3.119.009	1.317.276	1.801.733	136,78%
Anticipos y saldos a favor de impuestos	71.700.844	12.072.826	59.628.018	493,90%
Inventarios	11.273.838	9.123.249	2.150.589	23,57%
Otros activos	442.543	720.297	(277.754)	-38,56%
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	194.889.935	148.900.180	45.989.755	30,89%
ACTIVO NO CORRIENTE				
CUENTAS POR COBRAR DIFÍCIL RECAUDO Y DETERIORO	2.040.578	1.428.854	611.725	42,81%
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	152.505.276	148.562.453	3.942.824	2,65%
INTANGIBLES	987.442	1.077.498	(90.056)	-8,36%
ACTIVO POR IMPUESTO DIFERIDO	41.877	57.596	(15.719)	-27,29%
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	155.575.174	151.126.401	4.448.774	2,94%
TOTAL ACTIVO	350.465.109	300.026.580	50.438.529	16,81%
PASIVO				

	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
PASIVO CORRIENTE				
PRÉSTAMOS POR PAGAR	3.318.332	4.585.650	(1.267.318)	-27,64%
CUENTAS POR PAGAR	10.905.387	12.356.649	(1.451.262)	-11,74%
PROVISIONES DIVERSAS	13.400.358	7.816.015	5.584.343	71,45%
BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	97.911	79.129	18.782	23,74%
PROVISIONES PARA CONTINGENCIAS	1.989.062	2.144.062	(155.000)	-7,23%
RECURSOS RECIBIDOS EN ADMINISTRACIÓN	51.933.451	18.744.821	33.188.630	177,05%
DEPÓSITOS RECIBIDOS EN GARANTÍA	2.117.175	1.028.069	1.089.106	105,94%
CONTRATOS DE CONSTRUCCIÓN	66.319.858	52.254.611	14.065.248	26,92%
INGRESOS RECIBIDOS POR ANTICIPADO	602.670	395.710	206.960	52,30%
TOTAL PASIVO CORRIENTE	150.684.203	99.404.713	51.279.490	51,59%
PASIVO NO CORRIENTE				
PRÉSTAMOS POR PAGAR	26.251.913	29.559.989	(3.308.075)	-11,19%
PASIVO POR IMPUESTO DIFERIDO	16.588.446	17.534.796	(946.350)	-5,40%
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	42.840.359	47.094.785	(4.254.426)	-9,03%
TOTAL PASIVO	193.524.562	146.499.498	47.025.064	32,10%
PATRIMONIO				
CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO	131.344.200	131.344.200	0	0,00%
RESERVAS	9.529.242	6.489.333	3.039.910	46,84%
RESULTADO DE EJERCICIOS ANTERIORES	12.653.640	12.653.640	0	0,00%
RESULTADO DEL EJERCICIO	3.413.464	3.039.909	373.555	12,29%
TOTAL PATRIMONIO	156.940.546	153.527.082	3.413.464	2,22%
TOTAL PASIVO MÁS PATRIMONIO	350.465.109	300.026.580	50.438.529	16,81%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

A nivel general advertimos un incremento **en el activo corriente** del 30.89% (\$45.989.755), siendo el rubro de mayor crecimiento los anticipos por \$59.628.018 (493,90%), seguido de las cuentas por cobrar por servicios (15,64% - \$3.682.776) e inventarios (23,57% - \$2.150.589), aunado al decremento en el efectivo y equivalentes (20.56% - \$20.995.607).

Tabla No. 26
Detalle del activo corriente

	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
ACTIVO				
ACTIVO CORRIENTE				
Efectivo y equivalentes al efectivo	81.122.217	102.117.824	(20.995.607)	-20,56%
Cuentas por cobrar por servicios	27.231.483	23.548.708	3.682.776	15,64%
Otras cuentas por cobrar	3.119.009	1.317.276	1.801.733	136,78%
Anticipos realizados e impuestos por cobrar	71.700.844	12.072.826	59.628.018	493,90%
Inventarios	11.273.838	9.123.249	2.150.589	23,57%
Otros activos	442.543	720.297	(277.754)	-38,56%
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	194.889.935	148.900.180	45.989.755	30,89%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

Efectivo y equivalentes al efectivo: asciende a \$81.122.217 en 2021 (2020 - \$102.117.824). La disminución obedece a:

- Reducción en los derechos de fideicomiso los cuales pasaron de \$27.305.991 en 2020 a \$12.776.193 en 2021. Estos valores corresponden a la fiducia mercantil irrevocable de administración y pagos constituida mediante el contrato N° 9731 del 29 de diciembre de 2016, suscrito entre la empresa DISPAC y la Fiduciaria Bancolombia; que tiene por objeto: "conforme con las previsiones generales

de los artículos 1.226 y siguientes del Código de Comercio, se constituye un patrimonio autónomo, separada e independiente de los patrimonio de las PARTES que intervienen en este CONTRATO, a través del cual la FIDUCIARIA adelantará, entre otras, las actividades de recaudo y pago ...”, Este contrato al cierre de la vigencia fiscal se encuentra en proceso de liquidación.

El día 31 de octubre de 2018 se firmó el contrato de fiducia mercantil irrevocable de administración y pago con fines de garantía entre DISPAC S.A. E.S.P. y Fiduciaria Corficolombiana S.A.; que tiene por objeto “ Que la Fiduciaria reciba los Bienes Fideicomitidos los administre con la finalidad de atender el pago de las obligaciones que el Fideicomitente adquiera conjunta o separadamente con los Beneficiarios, mediante la afectación de los bienes que integran el Fideicomiso a dicha finalidad de garantía”. El presente contrato tiene vigencia a partir de la suscripción del mismo y hasta el 31 de marzo de 2019, las partes firman un nuevo contrato DG-016_2019 el día 15 de marzo de 2019 que tiene una duración de nueve meses y quince días; mediante Otrosí N° 001 del día 10 de diciembre de 2019 se amplía la duración del contrato hasta el 28 de febrero de 2020.

DISPAC S.A. E.S.P. y Fiduciaria Colpatria S.A el día 16 de mayo de 2020, firmaron el contrato DG-013 de 2020 que tiene por objeto “El objeto del presente Contrato es la prestación de los servicios de Fiducia Mercantil para administración, pago y recaudo con fines de garantía con la finalidad de atender el pago de las obligaciones que el Fideicomitente adquiera conjunta o separadamente con los Beneficiarios y/o terceros, mediante la afectación de los bienes que integran el Fideicomiso” con un plazo de ejecución desde del 16 de mayo de 2020 hasta el 31 de julio de 2022.

- Recursos contratos de obra – FAZNI cuyo valor asciende en 2021 a \$15.229.809 mientras que en 2020 alcanzaban \$52.927.363. Los recursos de contratos de obra representan los giros recibidos por parte del Ministerio de Minas en calidad de pago anticipado por los convenios FAZNI suscritos con DISPAC.

También, se cuenta con efectivo de uso restringido cuyo valor asciende a \$53.086.924 a diciembre de 2021 y en 2020 los recursos alcanzaban la suma de \$21.858.413.

- Recursos entregados en administración – XM, ascienden a \$3.777.271, corresponde a los recursos girados a la cuenta custodia en el banco BBVA a nombre de Compañía Expertos en Mercados, con el fin de cubrir el pago de las garantías para compra de energía en bolsa y costos asociados STN, LAC, SIC y CND.
- Encargo Fiduciario - Proyectos alcanzaban \$49.309.425, corresponde a los depósitos en encargos fiduciarios de los recursos recibidos por DISPAC para la administración y ejecución de proyectos de inversión en infraestructura eléctrica. Estos dineros son de destinación específica. Los convenios interadministrativos a 31 de diciembre de 2021, se encuentran registrados en el pasivo en el rubro de recursos recibidos en administración, motivo por el cual son de uso restringido.

Cuentas por cobrar por prestación de servicios: asciende a \$27.231.483 en 2021 y en 2020 alcanzaban los \$23.548.708 con un incremento de \$3.682.776 (15,64%).

Tabla No. 27

Detalle de cuentas por cobrar por prestación de servicios

RUBRO	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
CUENTAS POR COBRAR USUARIOS	20.320.848	18.845.957	1.474.891	7,83%
FONDO DE SOLIDARIDAD Y REDISTRIBUCIÓN	5.213.812	2.764.897	2.448.914	88,57%
Beneficio distribuidor y conexión al STR	1.491.843	1.818.565	(326.723)	-17,97%

RUBRO	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
CONEXIÓN AL SDL - STN	164.438	119.288	45.150	100,00%
Facturación variable CPROG - Agentes	40.543	0	40.543	100,00%
TOTAL IMPUESTOS CONTRIBUCIONES Y TASAS	27.231.484	23.548.707	3.682.776	15,64%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

Se puede evaluar que se presenta un crecimiento en el valor de la cartera del 15,64% sustentada principalmente por el aumento en el monto pendiente de pago por subsidios el cual incrementó \$2.448.914 (88.575) y la cartera corriente por prestación de servicios en \$1.474.891 (7.83%).

A continuación, presentamos el detalle de la cartera donde se incluyen las deudas de difícil cobro las cuales se encuentran clasificadas en el activo no corriente de forma neta con el deterioro que también se encuentra reconocido conforme la política contable de la entidad.

En el año 2021 se logró un recaudo por concepto de ventas de energía al usuario final de \$73.316 millones. Del valor recaudado, \$59.513 millones corresponden a recaudo corriente y \$13.802 millones al de cartera.

Tabla No. 28
Composición de la cuenta por cobrar por prestación de servicios

Cifras en millones de pesos

Clase servicio	AÑO 2021			AÑO 2020		Variación	
	No. Usuarios	Total cartera	%	No. Usuarios	Total cartera		
Estrato 1	49.865	26.690,4	65,34%	49.260	20.767,7	5.922,7	28,52%
Estrato 2	2.085	775,5	1,90%	2.255	760,2	15,3	2,01%
Estrato 3	712	232,2	0,57%	832	279,0	(46,8)	-16,77%
Alumbrado público	13	4.712,8	11,54%	14	4.978,8	(266,0)	-5,34%
Comercial	1.256	2.946,5	7,21%	1.458	2.584,8	361,7	13,99%
Industrial	44	260,0	0,64%	51	209,6	50,4	24,05%
Oficial	401	4.212,0	10,31%	360	3.483,9	728,1	20,90%
Provisional	155	1.018,5	2,49%	107	495,3	523,2	105,63%
Totales	54.531	40.847,9	100,00%	54.337	33.559,3	7.288,6	21,72%

Fuente: información suministrada por DISPAC

A nivel general se advierte un crecimiento en la cartera del 21,72% al pasar de \$33.559 millones a \$40.848 millones, donde el mayor crecimiento en pesos se da en sector residencial estrato uno con \$5.923 millones (28,52%), de igual forma, corresponde a 54.531 suscriptores. Es importante indicar que esta cartera está dividida en financiada y por gestionar, siendo la primera la que está para pagar según el plan de pagos establecido con el suscriptor.

Tabla No. 29
Desglose de la cartera por gestionar y financiada

Cifras en millones de pesos

Clase servicio	2021				2020			
	Total cartera	Cartera financiada	Cartera a gestionar	% participación cartera a gestionar	Total cartera	Cartera financiada	Cartera a gestionar	% participación cartera a gestionar
Estrato 1	26.690,4	4.463,5	22.226,9	83,28%	20.767,7	5.140,0	15.627,7	75,25%
Estrato 2	775,5	265,2	510,3	65,80%	760,2	280,5	479,7	63,10%
Estrato 3	232,2	96,1	136,1	58,61%	279,0	128,8	150,2	53,84%
Alumbrado público	4.712,8	1.292,3	3.420,5	72,58%	4.978,8	80,3	4.898,5	98,39%
Comercial	2.946,5	795,6	2.150,9	73,00%	2.584,8	730,1	1.854,7	71,75%
Industrial	260,0	43,0	217,0	83,46%	209,6	54,5	155,1	74,00%
Oficial	4.212,0	546,3	3.665,7	87,03%	3.483,9	174,8	3.309,1	94,98%
Provisional	1.018,5	152,7	865,8	85,01%	495,3	144,7	350,6	70,79%
Totales	40.847,9	7.654,7	33.193,2	81,26%	33.559,3	6.733,7	26.825,6	79,93%

Fuente: información suministrada por DISPAC

Como se puede evidenciar en la tabla precedente la cartera por gestionar para el 2021 equivale al 81,26% del total de la cartera mientras que en 2020 asciende al 79,93%. De igual forma, el sector residencial y en especial en el estrato uno se presenta una mayor concentración. La cartera financiada se da en aplicación de la Directriz No. 23/2010, donde se logró suscribir acuerdos con 24.899 clientes por un valor de cartera financiada de \$7.654,7 millones de pesos.

Variación cartera por municipio: En la siguiente tabla presentamos la evolución de la cartera por municipios

Tabla No. 30
Evolución de cartera por municipio

MUNICIPIO	2021	Participación	2020	Participación	Variación
Alto Baudó	928,1	2,80%	585,3	2,18%	342,8 58,57%
Atrato	521,2	1,57%	413,3	1,54%	107,9 26,11%
Bagadó	801,8	2,42%	683,5	2,55%	118,3 17,31%
Cantón de San Pablo	727,6	2,19%	641,8	2,39%	85,8 13,37%
Cértegui	162,1	0,49%	130,0	0,48%	32,1 24,69%
Condoto	1870,9	5,64%	1.811,8	6,75%	59,1 3,26%
Istmina	2226,9	6,71%	2.673,2	9,97%	(446,3) -16,70%
Lloró	620,9	1,87%	443,0	1,65%	177,9 40,16%
Medio Baudó	2783,2	8,38%	2.039,3	7,60%	743,9 36,48%
Medio San Juan	1637,9	4,93%	1.215,8	4,53%	422,1 34,72%
Novita	2159,5	6,51%	1.708,2	6,37%	451,3 26,42%
Quibdó	15222,6	45,86%	10.783,3	40,20%	4.439,3 41,17%
Río Iró	370,2	1,12%	530,6	1,98%	(160,4) -30,23%
Río Quito	433,6	1,31%	348,9	1,30%	84,7 24,28%
Sipo	199,3	0,60%	0,1	0,00%	199,2 199200,00%
Tadó	1251,8	3,77%	1.791,5	6,68%	(539,7) -30,13%
Unión Panamericana	1275,7	3,84%	1.025,9	3,82%	249,8 24,35%
TOTAL	33.193,3	100,00%	26.825,5	100,00%	6.367,8 23,74%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

Los municipios que presentan mayor cartera por gestionar (sin considerar la financiada) son Quibdó \$15.222,6 millones, Medio Baudó \$2.783,2 millones, Istmina \$2.226,9 millones, Novita \$2.159,5 millones y Condoto \$1.870,9 millones, los cuales superan los \$24.263 millones sin incluir intereses, cifra que a su vez representa el 73% de la cartera de DISPAC.

De otra parte, dentro de los municipios que hubo reducción de cartera encontramos los municipios de Tadó, Istmina y Río Iró, que presentan una reducción del 30,1%, 16,7% y 30,2% respectivamente.

Tabla No. 31
Detalle de la cartera total

DETALLE	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
Materiales eléctricos	445.938	259.863	186.075	71,61%
Residencial	12.023.290	11.396.529	626.761	5,50%
Comercial	3.999.634	3.431.300	568.334	16,56%
Industrial	142.556	121.371	21.185	17,45%
Oficial	2.294.892	1.993.364	301.528	15,13%
Alumbrado público	400.897	384.287	16.610	4,32%
Clientes otros sectores	979.371	657.670	321.701	48,92%
Otros conceptos facturados	34.270	601.473	(567.203)	-94,30%
TOTAL CARTERA INFERIOR A 360 DÍAS	20.320.848	18.845.857	1.474.991	7,83%
CARTERA MAYOR A 360 DÍAS	28.711.093	23.128.794	5.582.298	24,14%
TOTAL CARTERA SEGÚN CONTABILIDAD	49.031.941	41.974.651	7.057.289	16,81%
(Menos) Saldos en reclamación - no suma en reportes SIEC	(1.182.907)	(1.264.713)	81.806	-6,47%
(Menos) Facturación estimada energía	(6.931.093)	(6.432.601)	(498.492)	7,75%

DETALLE	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
(Menos) Facturación estimada de otros conceptos	(150.358)	(414.148)	263.790	-63,69%
Total cartera capital contable a conciliar	40.767.583	33.863.189	6.904.393	20,39%
Total cartera capital según reportes SIEC	40.847.912	33.559.210	7.288.702	21,72%
Diferencia por conciliar	(80.329)	303.979	(384.309)	-126,43%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

La entidad realiza conciliación de la cartera entre el sistema contable y el sistema comercial SIEC, a diciembre 31 de 2021 se presenta una diferencia de \$80.330 la cual considerando el valor total de la cartera es inmaterial.

Gestión de recaudo 2021: Algunas de las gestiones realizadas durante el 2021 para gestionar la cartera de los usuarios fueron:

- Plan Fidelización: Se logró gestionar el 89% de la cartera de una meta de 68%, por valor de \$3.541 millones.
- Plan Prejurídico: La meta de cartera gestionada para este plan era de 25% y se logró un 44% normalizando un total de \$1.178 millones.
- Plan demandas: La meta de cartera gestionada para este plan era de 25% y se logró un 30 %, normalizando un total de \$2.760 millones.
- Plan difícil gestión: Para este plan se gestionó un 13% de la cartera de una meta de 15% con un total de \$1.790 millones.
- Realización de acuerdos de pagos en la cartera histórica de alumbrado público a los municipios de Istmina (\$622 millones), Lloró (\$112 millones), Cantón de San Pablo (\$128 millones), Cértegui (\$125 millones), Río Iró (\$139 millones), Tadó (\$413 millones) para un total de \$1.429 millones.
- Firma de outsourcing para la recuperación de cartera de alumbrados públicos.
- Demanda presentada en contra Hospital Nueva ESE Departamental San Francisco de Asís, por valor de \$2.079 millones, de la cual en 2022 decretaron mandamiento de pago por parte del respectivo Juzgado Civil del Circuito de Quibdó.
- Gestión de clientes destacados a través del personal del área de recaudos de la empresa.
- Mensajes de texto asociados a cobro del servicio a los usuarios registrados en el SIEC.
- Envío de comunicaciones para la apropiación de recursos para el pago del servicio de energía eléctrica con copia a la Contraloría y a la Procuraduría General de la Nación.
- Desmantelamientos de transformadores de clientes morosos o ilegales.
- Recuperación de cartera mediante la firma del acuerdo de facturación y recaudo.

Las cuentas por cobrar por subsidios ascienden a \$5.213.812 a diciembre 31 de 2021, mientras que en el mismo período de 2020 alcanzaban \$2.764.897 con un alza de \$2.448.914 equivalente a 88,57%, este valor es por cobrar al Ministerio de Minas y Energía, el movimiento se presenta a continuación:

Tabla No. 32
Movimiento de subsidios y contribuciones

DETALLE	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
SALDO INICIAL SUBSIDIOS POR COBRAR	2.764.897	7.314.978	(4.550.081)	-62,20%
Subsidios causados	34.406.210	30.472.957	3.933.253	12,91%
Contribuciones facturadas	(4.328.070)	(3.772.098)	(555.972)	14,74%
Giros recibidos del Ministerio de Minas y Energía	(27.480.510)	(31.132.882)	3.652.372	-11,73%
Giros de otros comercializadores	(148.716)	(118.058)	(30.658)	25,97%
TOTAL SUBSIDIOS POR COBRAR	5.213.811	2.764.897	2.448.914	88,57%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

Anticipos y avances, activos por impuestos corrientes: el saldo a diciembre 31 de 2021 ascienden a \$71.700.844 y en 2020 alcanzaban un total de \$12.072.826, con un alza de \$59.628.018 (493,90%).

En este el rubro más representativo con los anticipos y avances por \$67.178.766 (2020 - \$9.142.134). los anticipos entregados a contratistas en desarrollo de los programas o proyectos de inversión adelantados por valor de \$66.751.959, se incluyen además los anticipos con cargo al presupuesto de la operación comercial, como las garantías mensuales pagadas a Expertos en Mercados, para compra de energía y costos asociados a la misma por \$426.807.

Los activos por impuestos corrientes ascienden a \$4.522.077 en 2021 y en 2020 alcanzaban los \$2.930.689. De estos la suma de \$1.373.033 corresponde al saldo a favor generado en la liquidación privada de la declaración de renta acumulada al final de la vigencia del año 2020, que se encuentra en trámite de devolución y/o compensación en la DIAN seccional Quibdó mediante radicado N° 108008471723 con fecha 30 de noviembre 2021.

Otras cuentas por cobrar: pasaron de \$1.317.276 en 2020 a \$3.119.009 en 2021, siendo el principal factor los valores por cobrar por contratos de construcción por suma de \$2.246.818 y corresponden a la factura de los pagos anticipados por los convenios FAZNI firmado entre DISPAC S.A E.S.P. y el Ministerio de Minas y Energía que tiene por objeto la ampliación de la cobertura y satisfacción de la demanda de energía en las Zonas No Interconectadas – ZNI, mediante la instalación de soluciones solares fotovoltaicas; incluye etapas previas, instalación, administración, operación y mantenimiento y devolución de la infraestructura.

En los inventarios la variación corresponde principalmente a los materiales adquiridos para la ejecución de los diferentes proyectos definidos dentro del plan de inversión, a los contratos firmados para reposición de infraestructura y de normalización de redes.

En el activo no corriente se presentó un incremento del 2.94% al pasar de \$151.126.401 en el año 2020 a \$155.575.174 en el 2021. El rubro más material en este grupo es la propiedad, planta y equipo con un alza de \$3.942.824 (2.65%), seguido de las cuentas de difícil cobro netas (después de deterioro) donde el aumento fue de \$611.725 (42.81%).

Cuentas de difícil cobro y deterioro: tiene un saldo de \$2.040.578 en 2021 y en 2020 ascendía a \$1.428.854 con un alza de \$611.725 (42,81%).

El cálculo del deterioro de las cuentas por cobrar se realiza de la siguiente forma:

- A la cartera igual o menor a 360 días se le aplica deterioro de cartera del 100%, siempre y cuando cumplan con una de las siguientes condiciones de castigo: comunidades de difícil gestión, lotes en ramadas, demolidos y saldos en reclamación.
- La cartera mayor a 360 días se provisionará de la siguiente manera: Para la cartera de alumbrado público se aplicará un deterioro del 50%, y para la cartera de los demás sectores la provisión será del 100%.
- Deterioro intereses: El valor de los intereses de mora, se registra en cuentas de orden y afectan el ingreso cuando se recibe el pago efectivo de los mismos, por lo tanto, no son objeto de provisión.

Con corte a 31 de diciembre de 2021 el área comercial suscribió 24.899 acuerdos de pago con los usuarios del servicio de energía eléctrica, por valor de \$7.654 millones de pesos.

Con la declaratoria de emergencia sanitaria por la pandemia COVID-19 en el mes de marzo de 2020. El Gobierno Nacional permite la ampliación pago diferido mediante la Resolución No.40209 de 2020, por la cual se establecen los beneficiarios y lineamientos para la aplicación masiva de financiaciones a 36 meses a los consumos que no fueron cancelados entre los meses de abril y junio 2020; el saldo a 31 de diciembre por la cartera diferida por la pandemia COVID-19 es por la suma \$264.201.

Tabla No. 33
Deudas de difícil cobro y deterioro

CLASE DE SERVICIO	AÑO 2021		AÑO 2020	
	Cartera mayor a 360 días	Deterioro	Cartera mayor a 360 días	Deterioro
Residencial	18.709.145	18.808.158	13.581.591	14.315.546
Alumbrado público	4.405.343	2.202.671	4.655.290	2.327.645
Oficial	2.995.927	3.015.140	2.418.804	2.438.088
Comercial	2.036.309	2.073.621	1.968.064	2.083.541
Industrial	181.598	182.930	144.774	148.290
Clientes otros sectores	382.770	387.994	360.271	386.829
TOTAL DETERIORO	28.711.092	26.670.514	23.128.794	21.699.939

Fuente: información suministrada por la DISPAC

Conforme la política contable se advierte que la cartera mayor a 360 días se encuentra adecuadamente deteriorada, igualmente, se tiene deterioro de \$162.094 de la cartera inferior a 360 días. Se advierte que no hubo castigo de cartera durante la vigencia 2021.

Las propiedades planta y equipo: pasaron de \$148.562.453 en 2020 a \$152.505.276 en 2021 (alza de \$3.942.824 – 2.65%). Durante 2021 se adquirieron activos por valor de \$11.720.090 y se reconoció una depreciación de \$7.777.266.

Tabla No. 34
Composición de propiedad, planta y equipo

RUBRO	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
TERRENOS	535.494	535.494	0	0,00%
CONSTRUCCIONES EN CURSO	6.607.905	2.568.268	4.039.637	157,29%
PLANTAS, DUCTOS Y TÚNELES	56.268.326	54.114.010	2.154.316	3,98%
REDES, LÍNEAS Y CABLES	180.556.163	175.049.426	5.506.737	100,00%
MAQUINARIA Y EQUIPO	483.746	483.746	0	200,00%
MUEBLES, ENSERES Y EQUIPO DE OFICINA	175.609	175.609	0	300,00%
EQUIPOS DE COMUNICACIÓN Y COMPUTACIÓN	828.785	809.384	19.401	400,00%
EQUIPOS DE TRANSPORTE, TRACCIÓN Y ELEVACIÓN	216.034	216.034	0	500,00%
DEPRECIACIÓN ACUMULADA DE PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (CR)	(93.166.785)	(85.389.519)	(7.777.266)	600,00%
TOTAL PROPIEDADES PLANTA Y EQUIPO	152.505.276	148.562.453	3.942.824	2,65%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

El desglose de las construcciones en curso se presenta a continuación:

Tabla No. 35
Desglose de construcciones en curso

No. CONTRATO	OBJETO DEL CONTRATO	VALOR
Refuerzo	Asesoría plan de expansión refuerzo -amparar contratación estudio el ajuste del proyecto llamado Plan De Expansión – Refuerzo del STR.	214.012
Salida de almacén	Material entregado cuadrilla de DISPAC para instalación de infraestructura eléctrica de la empresa	195.203
DG 36_2021	Suministro, instalación y configuración de medida centralizada de DISPAC S.A. E.S.P.	1.704.012
CT 011-2021	Suministro, transporte, instalación ingeniería, pruebas y puesta en funcionamiento e integración al CSM de los seccionadores e interruptores de nivel 4, en las subestaciones de DISPAC S.A E.S.P	534.259
DG 42_20	Reparación y mantenimiento la línea Quibdó- Cértgwei del sistema de transmisión regional STR de DISPAC	1.850.810

No. CONTRATO	OBJETO DEL CONTRATO	VALOR
CT 005_21	Construcción e instalación de unidades constructivas de redes, plan de inversión de expansión en el municipio de Quibdó, para los resguardos indígenas y otros entre sector la vega, el 18, el 90 o la x, la selva, el palmar, el abajero, el 16, sector la herradura	333.404
DG 19_18	Interventoría técnica, administrativa, financiera, jurídica, ambiental y contable para el contrato de obra para el mantenimiento y repotenciación de la línea 115 kv entre huapango y Carmen de Atrato, departamento del chocó	303.596
CONTRATO 004_2021	Suministro, levantamiento de información, ingeniería de detalle, instalación, pruebas, puesta en servicio de los relés, equipos de telecomunicación de las subestaciones de DISPAC y demás actividades conexas para su puesta en operación	1.368.024
DG 51_21	Interventoría técnica, administrativa, financiera, jurídica, ambiental y contable para contrato de obra para el mantenimiento y repotenciación de la línea 115 kv entre huapango y Carmen de Atrato, departamento de chocó	19.733
OS 034 – 2021	Suministro de mano de obra, para la construcción e instalación de redes de media y baja tensión, comunidad del consuelo parte baja	416
CO 008-2021	Suministro, transporte y reparación de dos torres de 22.5 metros de retención para la línea Quibdó- Cértegui del sistema de transmisión regional STR de DISPAC	84.436
	TOTAL	6.607.905

Fuente: información suministrada por la DISPAC

Los proyectos más representativos que están en ejecución son la reparación y mantenimiento de la línea Quibdó - Cértegui del STR por \$1.850.810 y el suministro, instalación y configuración de medida centralizada por \$1.704.012.

La adición en subestaciones por valor de \$2.165.557 corresponde al contrato DG No. 043-2020, “suministro, levantamiento de información, ingeniería de detalle, instalación y pruebas y puesta en servicio de los relés de las subestaciones de DISPAC”.

Se presentaron adicciones en las redes, circuitos e instalaciones domiciliarias por la suma de \$5.506.737. En redes de tensión I por \$1.774.134, en circuitos de tensión II por \$2.720.557 y en instalaciones domiciliarias por \$1.012.045.

El pasivo corriente asciende a \$150.684.203 a diciembre 31 de 2021, y en 2020 alcanzaba un total de \$99.404.713, presentándose un incremento de \$51.279.490 (51,59%). El mismo se encuentra compuesto así:

Tabla No. 36
Composición del pasivo corriente

	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
PASIVO				
PASIVO CORRIENTE				
PRESTAMOS POR PAGAR	3.318.332	4.585.650	(1.267.318)	-27,64%
CUENTAS POR PAGAR	10.905.387	12.356.649	(1.451.262)	-11,74%
PROVISIONES DIVERSAS	13.400.358	7.816.015	5.584.343	71,45%
BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	97.911	79.129	18.782	23,74%
PROVISIONES PARA CONTINGENCIAS	1.989.062	2.144.062	(155.000)	-7,23%
RECURSOS RECIBIDOS EN ADMINISTRACIÓN	51.933.451	18.744.821	33.188.630	177,05%
DEPÓSITOS RECIBIDOS EN GARANTÍA	2.117.175	1.028.069	1.089.106	105,94%
CONTRATOS DE CONSTRUCCIÓN	66.319.858	52.254.611	14.065.248	26,92%
INGRESOS RECIBIDOS POR ANTICIPADO	602.670	395.710	206.960	52,30%
TOTAL PASIVO CORRIENTE	150.684.203	99.404.713	51.279.490	51,59%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

El principal componente del pasivo corriente corresponde a los valores de contratos de construcción por \$66.319.858 siendo uno de los rubros de mayor variación \$14.065.248 (26,92%) en comparación con 2020, además de los recursos recibidos en administración por \$51.933.451 en 2021 y en 2020

alcanzaban los \$18.744.821 (177,05%), los préstamos por pagar y las cuentas por pagar presentaron disminución de un período a otro, mientras que las provisiones diversas donde se registran las cuentas por pagar de las cuales no se tiene factura incrementaron en \$5.584.343.

Préstamos por pagar corrientes: en 2021 presentó un declive de \$1.267.318 (27.64%). Durante la vigencia 2021 fueron adquiridos los siguientes créditos:

- Crédito adquirido el día 30 de diciembre de 2021 con el banco BBVA, por valor de \$2.474.628 con un plazo de 79 meses a una tasa de interés del DTF EA más 1,8 puntos adicionales, el cual se espera ser cancelado el día 30 de Julio del 2028, este crédito no contempla período de gracia, es decir, que se comienza a amortizar capital inmediatamente. Asimismo, se evidencia la provisión del pago de los intereses por \$686 realizada en el mes de diciembre, la cual será reversada en el mes de enero del año 2022, reflejando como saldo del crédito a 31 de diciembre del año 2021 la suma de \$2.475.314.
- Crédito adquirido el día 30 de diciembre de 2021 con el banco BBVA, por valor de \$9.323.428 con un plazo de 64 meses a una tasa de interés del DTF EA más 1,8 puntos adicionales, el cual se espera ser cancelado el día 30 de abril del 2027, este crédito no contempla período de gracia, es decir, que se comienza a amortizar capital inmediatamente. De igual forma, se observa la provisión del pago de los intereses por \$ 2.585 realizada en el mes de diciembre, la cual será reversada en el mes de enero del año 2022, reflejando como saldo del crédito a 31 de diciembre del año 2021 la suma de \$9.326.013.
- Las tasas de los créditos vigentes oscilan entre el DTF+1.80 puntos y el DTF+2.9 puntos y el plazo entre 36 y 144 meses, siendo la mayor proporción del saldo de pasivos financieros a largo plazo (\$26.251.913).

Cuentas por pagar: en este rubro se incluyeron por parte de la entidad en la presentación a los estados financieros los valores que se registran en cuentas por pagar y también los de la cuenta de provisiones diversas que correspondían a pasivos de los cuales no se tenía todavía la factura, pero que ya habían sido prestados por los diferentes proveedores. El principal componente son las cuentas por pagar por bienes y servicios cuyo monto asciende a \$20.179.660 en diciembre de 2021 mientras que en el mismo período de 2020 ascendían a \$15.770.021.

Las cuentas por pagar por bienes y servicios se encuentran discriminadas como se muestra a continuación:

Tabla No. 37
Detalle de cuentas por pagar por bienes y servicios

RUBRO	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
PROVEEDORES DE INVERSIÓN	8.926.279	2.052.314	6.873.965	334,94%
PROVEEDORES DE PRODUCCIÓN	4.143.754	6.573.368	(2.429.614)	-36,96%
PROVEEDORES DE OPERACIÓN COMERCIAL	7.109.627	6.046.703	1.062.924	17,58%
PROVEEDORES DE OTROS COSTOS Y GASTOS	0	1.097.636	(1.097.636)	100,00%
TOTAL CUENTAS POR PAGAR POR BIENES Y SERVICIOS	20.179.660	15.770.021	4.409.639	27,96%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

Proveedores de inversión: Con corte a 31 de diciembre de 2021, la suma de \$ 780.588 corresponde a cuentas por pagar a Grupo AMS Unión SAS, por el suministro de materiales y mano de obra para la ejecución del plan de pérdidas según contratos CT 012_21; el valor de \$ 488.580 a Unión Eléctrica SA por el suministro e instalación de seccionadores según contratos CT 011_21; a FSCR \$166.973 por la ejecución de contratos de obras para normalización de redes eléctricas según contratos DG_53_20 Y DG_49_20; \$1.295.024 por pagar a Acovis Ingeniería por instalación de equipos según contrato 004_21

\$ 633.801 corresponde a la cuenta por pagar a la empresa Disico por el suministro de materiales según contrato CT_010_21. Por otro lado \$ 1.263.434 corresponde a la cuenta por pagar a la empresa AMS Unión SAS Suministros por la venta de materiales según CT 012_21 y CT 003_21; \$24.812 a Medidas y Recursos SAS por suministro de equipo según OC 32_21 y por último \$4.273.067 a HG Ingeniería contrato de obra según contrato DG 31_20

Proveedores de producción: Con corte a 31 de diciembre de 2021, la suma de \$ 3.574.456 corresponden a la remuneración del gestor Consorcio Energía Confiable por la remuneración de los meses noviembre y diciembre, la suma de \$ 105.579 a PROING por la liquidación del contrato de gestión. El valor de \$42.384 por pagar a Intercolombia, por concepto de conexión al STN, \$127.191 por la interventoría DEPI S.A.S. y \$ 102.961 al operador tecnológico Science & Technology S.A.>

Proveedores de operación comercial: Con corte a 31 de diciembre de 2021, este rubro lo componen las cuentas por pagar por el suministro de energía por contrato con Emgesa por valor de \$ 557.610 y EPM \$3.171.629, XM por el suministro de energía en bolsa, STN, LAC y SIC-CND por valor de \$1.706.273 y a la cuenta por pagar por concepto de STR con los diferentes agentes comerciales por \$1.051.190. Por la compra de materiales para el plan de pérdidas la suma de \$1.097.636 a la empresa C.P.S. Representaciones S.A.S.

Los recursos recibidos en administración ascienden a \$51.933.451 a diciembre de 2021, mientras que en diciembre de 2020 alcanzaban los \$18.744.821 con un alza de \$33.188.630 (177,05%). Estos recursos se encuentran respaldados en el efectivo de uso restringido y en los anticipos y avances entregados para la ejecución de los proyectos.

A continuación, se detallan los proyectos con mayor cobertura de usuarios, se además destacan porque benefician con el servicio de energía eléctrica a las comunidades más alejadas y vulnerables del Departamento del Chocó.

Tabla No. 38
Detalle de proyectos

CONTRATO	CONTRATO	VALOR CONTRATO	NUMERO DE USUARIOS	ESTADO	FECHA DE CONTRATO	FECHA DE TERMINACIÓN EJECUCIÓN
FAZNI-GGC766-19	Instalación de soluciones energéticas para beneficiar a 775 viviendas en zonas no interconectadas del municipio de Unguía-Chocó	13.872.575	775	En ejecución	13/12/2019	21/10/2022
PRONE GGC 722- 2019	Normalización de redes eléctricas barrio San Pedro municipio de Tadó	259.763	88	70% de avance	4/12/2019	10/04/2022
PRONE GGC 723 - 2019	Normalización de redes eléctricas Barrio Nuevo municipio de Rio Iro	519.319	143	En ejecución	4/12/2019	8/08/2022
PRONE GGC 724 - 2019	Normalización de redes eléctricas barrio Cascorba sector Buena Vista municipio de Quibdó	671.681	168	59% de avance	4/12/2019	27/03/2022
PRONE GGC 725 - 2019	Normalización de redes eléctricas barrio Palenque municipio de Quibdó	506.807	118	97% de avance	4/12/2019	23/03/2022
PRONE GGC 726 - 2019	Normalización de redes eléctricas barrio la playita sector Playón municipio de Quibdó	282.466	86	finalizado en proceso de liquidación	4/12/2019	11/08/2022
PRONE GGC 727 - 2019	Normalización de redes eléctricas barrio Villa Avelina municipio de Quibdó	953.401	278	70% de avance	4/12/2019	15/03/2022
PRONE GGC 729 - 2019	Normalización de redes eléctricas barrio Bosques de la Platina municipio de Quibdó	365.285	117	45% de avance	5/12/2019	11/04/2022
PRONE GGC 730 - 2019	Normalización de redes eléctricas barrio Altos de Cabi municipio de Quibdó	1.503.124	376	78% de avance	5/12/2019	2/04/2022
PRONE GGC 731 - 2019	Normalización de redes eléctricas barrio Minuto de Dios municipio de Bagadó	350.177	75	80% de avance	5/12/2019	26/03/2022
PRONE GGC 734 - 2019	Normalización de redes eléctricas barrio Villa del Carmen municipio de Quibdó	470.819	107	85% de avance	6/12/2019	23/03/2022
PRONE GGC 737 -2019	Normalización de redes eléctricas barrio Los Álamos municipio de Quibdó	391.240	112	82% de avance	6/12/2019	10/04/2022

CONTRATO	CONTRATO	VALOR CONTRATO	NUMERO DE USUARIOS	ESTADO	FECHA DE CONTRATO	FECHA DE TERMINACIÓN EJECUCIÓN
PRONE GGC 743 - 2019	Normalización de redes eléctricas barrio San Antonio municipio de Novita	348.870	97	84% de avance	9/12/2019	10/04/2022
FAZNI GGC 656- 2020	Implementación soluciones fotovoltaicas individuales en la zona rural del departamento del Choco	25.921.843	1380	En ejecución	31/12/2020	5/02/2023
IPSE 082-2021	Aunar esfuerzos técnicos, administrativos y financieros para identificar y caracterizar viviendas sin servicio de energía eléctrica y a su vez formular, estructurar y diseñar proyectos energéticos sostenibles para la ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica y el mejoramiento de la infraestructura en las zonas no interconectadas del departamento de Chocó.	1.472.755	3600	En ejecución	13/05/2021	30/04/2022
REGALÍAS	Construcción de interconexión eléctrica de centros poblados en la zona de Cajón y Torra, del municipio de Nóvita y las comunidades de Charco Largo - La Unión, Charco Hondo y Barrancón en el municipio de Sipi, departamento del chocó, código BPIN 20201301011070	19.828.545	657	En ejecución	25/10/2021	17 meses

Fuente: información suministrada por la DISPAC

Con base en la anterior tabla se advierte que la mayoría de los contratos se terminan en la vigencia 2022.

Otros pasivos contratos de construcción: en 2021 ascienden a \$66.319.858 y en 2020 alcanzaban los \$52.254.611 con un incremento del 26.92%. Corresponde a los contratos y/o convenios firmados por DISPAC S.A. E.S.P, donde la empresa actúa como contratista de obra y está obligada a desarrollar un conjunto de actividades para la elaboración de un activo. Un contrato de construcción puede abarcar los contratos de prestación de servicios que están directamente relacionados con la construcción del activo, así como los contratos para la demolición o rehabilitación de activos y la restauración del entorno que puede seguir a la demolición de estos.

DISPAC S.A. E.S.P y el Ministerio de Minas y Energía suscribieron unos convenios interadministrativos que tiene por objeto “La ampliación de la cobertura y satisfacción de la demanda de energía en las Zona No Interconectadas – ZNI, mediante la instalación de soluciones solares fotovoltaicas, incluye las etapas: previa, instalación, administración, operación y mantenimiento y devolución de la infraestructura” Para la medición y asociación de ingresos y costos, DISPAC tiene en cuenta el grado de avance de las actividades inherentes al contrato, el cual se determinará a partir de la utilización del método del grado de avance. Para calcular el grado de avance, se toma como referencia la proporción física del contrato de construcción ejecutado hasta la fecha. Para establecer el grado de avance de los contratos de construcción se consideran las actas y/o informes de ejecución de obras, y no se tendrán en cuenta los anticipos y los pagos recibidos del cliente, dado que no necesariamente reflejan la proporción del trabajo ejecutado. En cualquier caso, los ingresos reconocidos están razonablemente asociados con los respectivos costos y gastos de cada periodo, con independencia de la modalidad de contratación y de los anticipos o pagos recibidos.

Es importante resaltar que estos pasivos no son deudas que tiene DISPAC, sino valores que posteriormente se convertirán en ingresos. Los contratos de obra vigentes a diciembre 31 de 2021 se detallan a continuación:

El pasivo no corriente asciende a \$42.840.359 con un declive respecto al año anterior de \$4.254.426, este pasivo está compuesto por préstamos por pagar el impuesto diferido.

Préstamos por pagar no corrientes: en 2021 presentó un declive de \$3.308.075 (11.19%). El saldo a diciembre 31 de 2021 es de \$26.251.913. Se advierte que el 88.78% del total de los créditos son a largo plazo y tan sólo un 11.22% a corto plazo.

Patrimonio: A diciembre 31 el patrimonio ascendía a \$156.940.546, presentando un incremento de \$3.413.464 cuya variación corresponde básicamente a la generación de utilidades durante la vigencia 2021, dado que el resultado del año 2020 se trasladó a reservas y no fue distribuido, tal y como se puede advertir en la siguiente tabla:

**Tabla No. 39
Composición del patrimonio**

	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
PATRIMONIO				
CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO	131.344.200	131.344.200	0	0,00%
RESERVAS	9.529.242	6.489.333	3.039.910	46,84%
RESULTADO DE EJERCICIOS ANTERIORES	12.653.640	12.653.640	0	0,00%
RESULTADO DEL EJERCICIO	3.413.464	3.039.909	373.555	12,29%
TOTAL PATRIMONIO	156.940.546	153.527.082	3.413.464	2,22%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

De acuerdo al análisis realizado al estado de situación financiera de DISPAC podemos concluir que se cuenta con la solvencia necesaria para la prestación del servicio, se ha cumplido oportunamente con el pago de las diferentes obligaciones, y no se advierte riesgo de afectación del negocio en marcha.

2.3. Estado de flujos de efectivo

A diciembre 31 de 2021 el efectivo y equivalentes asciende a \$81.122.217, el cual presenta una disminución en comparación con el año 2020 cuando alcanzaba los \$102.117.824, con un declive de \$20.995.607.

**Tabla No. 40
Estado de flujos de efectivo**

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN		
UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO	3.413.464	3.039.909
CONCILIACIÓN ENTRE LOS RESULTADOS DEL EJERCICIO Y EL EFECTIVO NETO POR LAS UTILIDADES DE OPERACIÓN		
Depreciación de propiedad, planta y equipo	7.824.411	8.183.397
Amortización diferidos e intangibles	90.055	75.841
(Reintegro) Gasto provisión litigios y demandas	(155.000)	133.441
Deterioro cuentas por cobrar	4.970.575	4.542.144
Gasto por impuesto de renta	1.622.822	1.296.110
Ingreso por impuesto diferido	(930.631)	(1.041.822)
EFECTIVO GENERADO POR LA OPERACIÓN	16.835.696	16.229.020
CAMBIOS EN ACTIVOS Y PASIVOS OPERACIONALES		
Deudores	(9.265.073)	(4.236.258)
Otros deudores - anticipos - saldos a favor por impuestos	(61.429.751)	8.721.335
Inventarios	(2.150.589)	(3.150.326)
Otros activos	277.754	(104.937)
Cuentas por pagar	3.599.366	(653.539)
Obligaciones laborales	18.782	(23.397)
Ingresos recibidos por anticipado	206.959	87.707
Otros pasivos-Recursos recibidos en administración-Contratos de construcción	47.253.877	38.901.563
EFECTIVO NETO PROCEDENTE DE LA OPERACIÓN	(4.652.979)	55.771.168
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(11.767.235)	(4.680.818)
Ajuste depreciación NIIF	0	(359)

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020
EFFECTIVO NETO USADO EN ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(11.767.235)	(4.681.177)
FLUJO DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
(Pagos), Nuevas obligaciones financieras	(4.575.393)	16.756.642
EFFECTIVO NETO (USADO EN) PROVISTO POR ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	(4.575.393)	16.756.642
(DISMINUCIÓN) AUMENTO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES	(20.995.607)	67.846.633
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	102.117.824	34.271.191
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL EJERCICIO	81.122.217	102.117.824

Fuente: información suministrada por la DISPAC

Efectivo generado en la operación: De acuerdo con la anterior tabla, podemos indicar que el efectivo generado por la operación ascendió a \$16.835.696 durante la vigencia 2021, incrementando en comparación con 2020 cuando alcanzó los \$16.229.020 en \$606.676 (3.74%), sustentado principalmente en el aumento de la utilidad neta del ejercicio en \$373.555, en el gasto por impuesto de renta en \$326.712 y el deterioro de cartera en \$428.431.

Los cambios en activos y pasivos operacionales ocasionaron una disminución del efectivo generado en la operación de \$21.488.675, quedando el efectivo neto obtenido en negativo por \$4.652.979. Esta situación se presenta principalmente por la entrega de recursos en anticipos a contratistas en desarrollo de los programas o proyectos de inversión propios y en administración adelantados por valor de \$66.751.959, es de indicar que en el caso de los proyectos que se ejecutan con recursos recibidos en administración, estos ya se encontraban fondeados con el efectivo que se había recibido para su desarrollo y que se registra en el pasivo como otros pasivos, de ahí el incremento en los anticipos por \$61.429.751 y también en los recursos recibidos en administración u otros pasivos por \$47.253.877. Conforme lo anterior, si bien el flujo de efectivo generado en la operación es negativo, esta situación no se genera por situaciones que puedan colocar en riesgo a DISPAC, sino por el desarrollo normal de la actividad relacionada con la ejecución de contratos (en especial para proyectos FAZNI, PRONE e IPSE).

Efectivo generado en inversión: Durante la vigencia 2021 se hicieron adquisiciones de propiedad planta y equipo por valor de \$11.767.235, incrementando frente al valor invertido el año anterior en \$7.086.417 (2020 - \$4.680.818).

Los proyectos más representativos que están en ejecución son la reparación y mantenimiento de la línea Quibdó – Cértegui del STR por \$1.850.810 y el suministro, instalación y configuración de medida centralizada por \$1.704.012.

La adición en subestaciones por valor de \$2.165.557 corresponde al contrato DG No. 043-2020, "suministro, levantamiento de información, ingeniería de detalle, instalación y pruebas y puesta en servicio de los relés de las subestaciones de DISPAC".

Se presentaron adicciones en las redes, circuitos e instalaciones domiciliarias por la suma de \$5.506.737. En redes de tensión I por \$1.774.134, en circuitos de tensión II por \$2.720.557 y en instalaciones domiciliarias por \$1.012.045.

Efectivo generado en financiación: Durante la vigencia 2021 las actividades de financiación correspondieron principalmente a la generación y pagos de préstamos bancarios, se adquirieron dos nuevas obligaciones con banco BBVA por valor total de \$11.798.056 a una tasa de DTF +1.80, igualmente, se realizaron pagos por valor de \$16.373.449, en diciembre con los recursos recibidos de

BBVA se cancelaron los créditos que se tenían con Bancolombia (compra de cartera mejorando tasa y ampliando plazo en cuatro meses).

De acuerdo al análisis del estado de flujos de efectivo a diciembre 31 de 2021, si bien, se presenta una disminución en el efectivo al final del ejercicio, no significa que se advierta riesgo de liquidez para la prestación de los servicios, esta situación se encuentra sustentada en la ejecución de proyectos de los cuales se tenían recursos en el efectivo y de ahí la disminución.

Por lo anterior, es importante presentar la conciliación del efectivo y equivalentes dado que allí se tienen recursos de uso restringido para la ejecución de proyectos, tal y como se muestra a continuación:

Tabla No. 41
Conciliación de efectivo y equivalentes al efectivo

CONCILIACIÓN DEL EFECTIVO Y SUS EQUIVALENTES	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
CAJA	29.291	26.057	3.234	12,41%
DEPÓSITOS EN INSTITUCIONES FINANCIERAS				
Derechos en Fideicomiso	12.776.193	27.305.991	(14.529.798)	-53,21%
Recursos contratos de obra - FAZNI	15.229.809	52.927.363	(37.697.554)	-71,23%
TOTAL DEPÓSITOS EN INSTITUCIONES FINANCIERAS Y CAJA	28.035.293	80.259.411	(52.224.118)	-65,07%
EFECTIVO DE USO RESTRINGIDO				
Recursos entregados en administración - XM	3.777.271	4.306.916	(529.645)	-12,30%
Encargo Fiduciario - Proyectos	49.309.425	17.551.269	31.758.156	180,95%
Depósitos entregados en garantía	228	228	0	0,00%
TOTAL EFECTIVO DE USO RESTRINGIDO	53.086.924	21.858.413	31.228.511	142,87%
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES	81.122.217	102.117.824	(20.995.607)	-20,56%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

Tal y como lo indicamos respecto al efectivo generado en actividades de operación, en la tabla se evidencia una disminución importante en los recursos correspondientes a contratos de obra FAZNI sustentado de ahí el declive, por la ejecución de los proyectos para los cuales fueron entregados. De igual forma, el aumento en los recursos de uso restringido encargo fiduciario proyectos obedece a los recursos recibidos por DISPAC para la administración y ejecución de proyectos de inversión en infraestructura eléctrica. Estos dineros son de destinación específica

2.4. Revelaciones

Las revelaciones de la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P., se encuentran elaboradas cumpliendo con los aspectos establecidos en el marco normativo contable aplicable que corresponde a la Resolución 414 de 2014 Marco Normativo para Empresas que no Cotizan en el Mercado de Valores, y que no Captan ni Administran Ahorro del Público, en especial la Resolución 441 de 2019 por la cual se incorpora a la Resolución No.706 de 2016 la Plantilla para el reporte uniforme de las notas a la Contaduría General de la Nación.

2.5. Indicadores

2.5.1. Evaluación de gestión

Teniendo en cuenta los indicadores financieros definidos como referentes para evaluar la gestión de las empresas, determinados en la regulación vigente expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible (CREG) y con base en la publicación anual de referentes que realiza la Superservicios, y que se presenta a continuación, realizamos el análisis para concluir sobre la gestión del prestador por la vigencia 2021.

En el caso de DISPAC conforme las actividades registradas en el RUPS, los indicadores que le aplican corresponden a distribución y comercialización.

Se presentan los indicadores tanto referentes CREG y los NIIF, según el documento emitido por parte de la SSPD

Tabla No. 42
Indicadores y referentes 2021 Metodología CREG

GRUPO	INDICADORES FINANCIEROS METODOLOGÍA CREG				
	Razón Corriente (Veces)	Rotación Cuentas por Cobrar (días)	Rotación Cuentas por Pagar (días)	Margen Operacional (%)	Cubrimiento de Gastos Financ. (Veces)
Comercialización	2,54	71,70	19,80	33,00	38,91
Distribución y comercialización	1,79	45,96	24,93	25,00	64,60
Generación Distribución Comercialización	1,93	46,35	20,59	33,00	21,01
Generación	2,62	19,64	11,69	57,00	24,87
Generación Comercialización	2,32	33,30	23,18	42,00	29,18
Trasmisión	4,69	19,30	16,58	74,00	14,26

Fuente: documento SSPD

Tabla No. 43
Indicadores y referentes 2021 Metodología NIIF

GRUPO	INDICADORES FINANCIEROS METODOLOGÍA NIIF				
	Razón Corriente (Veces)	Rotación Cuentas por Cobrar (días)	Rotación Cuentas por Pagar (días)	Margen Operacional (%)	Cubrimiento de Gastos Financ. (Veces)
Comercialización	2,17	71,77	40,74	24,15	19,16
Distribución y comercialización	1,79	51,91	35,86	20,00	27,47
Generación Distribución Comercialización	1,85	50,47	39,82	31,00	15,84
Generación	2,62	29,50	22,30	55,59	10,01
Generación Comercialización	1,69	35,88	26,49	34,00	7,12
Trasmisión	3,10	30,12	70,83	73,21	14,26

Fuente: documento SSPD

Los resultados obtenidos para estos cinco (5) indicadores financieros durante la vigencia 2021 para la Empresa Distribuidora del Pacífico, se presentan a continuación:

Tabla No. 44
Resultado indicadores financieros

INDICADOR	Unidad	REFERENTE CREG	REFERENTE NIIF	CUMPLE REFERENTE	RESULTADO 2021	RESULTADO 2020
ROTACIÓN CUENTAS POR COBRAR	Días	45,96	51,91	NO	74,05	72,79
ROTACIÓN CUENTAS POR PAGAR	Días	24,93	35,86	SI	22,29	29,65
RAZÓN CORRIENTE	Veces	1,79	1,79	NO	1,29	1,50
MARGEN OPERACIONAL	%	25,00	20,00	NO	9,35%	9,83%
CUBRIMIENTO DE GASTOS FINANCIEROS	Veces	65	27,01	NO	10,02	8,20

Fuente: cálculo con base en la información financiera de DISPAC

ROTACIÓN DE CUENTAS POR COBRAR: A diciembre 31 de 2021 la rotación es de 74,05 días incrementando dos respecto al año anterior cuando era de 72,79 días, por tanto, no cumple con ninguno de los referentes ni el CREG ni el NIIF, es de indicar, que en estas cuentas por cobrar se incluye el valor

de los subsidios pendientes de pago por parte del MME por \$5.213.812 y además los estimados de facturación por \$6.931.093, que corresponden a valores que no han sido cobrados a los usuarios. De no tenerlos en cuenta la rotación de las cuentas por cobrar sería de 41,20 y 45,20 días respectivamente, cumpliendo con el referente establecido.

Lo anterior, se sustenta en las gestiones que se vienen realizando por parte de DISPAC para la recuperación de cartera, lo que redundó a su vez en el nivel de recaudo que acumulado a diciembre 31 de 2021 llegó al 91%. Es claro igualmente, que la rotación de cuentas por cobrar se mira desde el punto de vista de los usuarios motivo por el cual en el análisis realizado no se tiene en cuenta los valores pendientes de cobro al Ministerio de Minas y Energía por concepto de subsidios cuyo valor asciende a \$5.213.812 valor que fue cancelado en el primer trimestre de 2022.

ROTACIÓN DE CUENTAS POR PAGAR: A diciembre 31 de 2021 la rotación es de 22,29 días disminuyendo siete días respecto al año anterior cuando era de 30 días. Para el año 2021 se cumple con ambos referentes (CREG y NIIF), en el 2020 sólo se cumple con el referente NIIF. Es importante resaltar al respecto que las principales cuentas por pagar que se tenían a diciembre por el suministro de energía por contrato con Emgesa y EPM, XM por el suministro de energía en bolsa, STN, LAC y SIC-CND y a la cuenta por pagar por concepto de STR con los diferentes agentes comerciales y por la compra de materiales para el plan de pérdidas a la empresa C.P.S. Representaciones S.A.S.

RAZÓN CORRIENTE: A diciembre 31 de 2021 fue de 1.29 veces disminuyendo respecto al año anterior cuando era de 1.5. No cumple con ninguno de los referentes ni el CREG ni el NIIF, sin embargo, es importante indicar que en el pasivo corriente se tienen los recursos recibidos en administración para la ejecución de proyectos y también los ingresos recibidos por anticipado por la ejecución de contratos los cuales de acuerdo al grado de avance se llevan al ingreso. No se advierte riesgo de liquidez dado que se cuenta con los recursos suficientes para el pago de las obligaciones y como se mostró en el indicador anterior se viene cumpliendo con el referente de cuentas por pagar.

MARGEN OPERACIONAL: A diciembre 31 de 2021 fue de 9,35% disminuyendo 0.49 puntos porcentuales respecto al 2020 cuando ascendía a 9.83%. No cumple con ninguno de los referentes ni el CREG ni el NIIF. Es de indicar que el ebitda calculado conforme la metodología establecida por la SSPD ascendió a \$13.990.252 para 2021 mientras que en 2020 alcanzaba los \$12.412.173 incrementando en \$1.578.079, no obstante, debido al aumento en los ingresos, el margen decreta de un período a otro, lo anterior, ya que los costos de prestación de servicios incrementaron 1.89 puntos porcentuales en su participación en los ingresos, afectando el margen por las compras de energía.

Para la vigencia 2021 se presentaron compras por contrato por valor de \$50.275.177 mientras que en 2020 fueron de \$42.619.597 con un crecimiento de \$6.655.580 (15,26%), por el contrario la compra de energía en bolsa disminuyó en \$3.950.065 (46,22%); los costos por restricciones aumentaron de forma importante en 94,29% pasando de \$2.846.238 en 2020 a \$5.529.985 en 2021.

CUBRIMIENTO DE GASTOS FINANCIEROS: A diciembre 31 de 2021 fue de 10.02 veces y en 2020 fue de 8,20 veces, se advierte un incremento en el cubrimiento de los gastos financieros, no obstante, no se alcanza a cumplir con los referentes establecidos. Es importante resaltar que durante la vigencia 2021 DISPAC disminuyó sus obligaciones financieras realizando en diciembre una compra de cartera con el BBVA con tasa inferior a la que tenía (pasó de DTF TA +3 a DTF +1.80), igualmente, se presentó una disminución en los gastos financieros de \$117.385 en 2021.

Una vez analizados los indicadores de evaluación de la gestión financiera podemos concluir que si bien, sólo se cumple con el referente de cuentas por pagar, al hacer un análisis más minucioso en el caso de las cuentas por cobrar se advierte una disminución en los días de cartera gracias a las gestiones realizadas por el prestador para su recuperación y a pesar de que en 2021 aún se tenían rezagos de las afectaciones en cartera por la pandemia del COVID (financiaciones y no suspensiones del servicio). Para la vigencia 2021 se resalta el crecimiento en la generación de ingresos e igualmente la disminución en los pasivos financieros.

2.5.2. Otros indicadores incluidos en la resolución de riesgo

De acuerdo a lo establecido en la Resolución presentamos el análisis de los indicadores de riesgo financiero a diciembre 31 de 2021 comparativos con 2020.

Tabla No. 45
Indicadores de riesgo financiero

INDICADOR	Unidad	RESULTADO 2021	RESULTADO 2020	RESULTADO 2019	Variación 2021 - 2020
PERIODO PAGO PASIVO LARGO PLAZO	Años	3,46	4,24	2,02	-0,77
RENTABILIDAD SOBRE ACTIVOS	%	3,99%	4,14%	8,17%	-0,15%
RENTABILIDAD SOBRE PATRIMONIO	%	6,99%	6,25%	9,75%	0,74%
ROTACIÓN ACTIVOS FIJOS	Veces	0,88	0,82	0,81	0,07
CAPITAL DE TRABAJO SOBRE ACTIVOS	%	9,92%	8,65%	11,44%	1,27%
SERVICIO DE DEUDA SOBRE PATRIMONIO	%	3,00%	3,97%	3,26%	-0,97%
FLUJO DE CAJA SOBRE SERVICIO DE DEUDA	%	26,42%	-85,00%	20,75%	111,42%
FLUJO DE CAJA SOBRE ACTIVOS	%	0,36%	-1,73%	0,42%	2,08%
CICLO OPERACIONAL	Días	51,77	43,14	60,35	8,63
PATRIMONIO SOBRE ACTIVO	%	44,78%	51,17%	62,30%	-6,39%
PASIVO CORRIENTE SOBRE PASIVO TOTAL	%	77,9%	67,9%	64,4%	10,01%
ACTIVO CORRIENTE SOBRE ACTIVO TOTAL	%	55,6%	49,6%	35,9%	5,98%

Fuente: cálculo con base en la información financiera de DISPAC

PERÍODO DE PAGO PASIVO A LARGO PLAZO: A diciembre 31 de 2021 arroja un resultado de 3.46 disminuyendo frente al 2020 cuando alcanzaba los 4,24 años. Lo anterior, teniendo en cuenta que el plazo máximo actual de los préstamos es de 144 meses para tres préstamos desembolsados en 2020 y de 79 meses para los desembolsados en 2021 y que el valor total de los préstamos a largo plazo es de \$26.251.913 (el resto del pasivo a largo plazo es impuesto diferido), es decir el 78% del pasivo es para cubrir a corto plazo y a diciembre 31 de 2021 se contaba con un ebitda de \$13.990.252 para cubrir el pasivo a largo plazo.

RENTABILIDAD SOBRE ACTIVOS: A diciembre 31 de 2021 el resultado es de 3,99% mientras que en 2020 ascendía a 4,14%, se advierte un leve descenso en el indicador, es importante resaltar que los activos totales crecieron en un 14,39% mientras que el ebitda sólo un 11,28%. El principal componente del activo son la propiedad, planta y equipo que equivale al 43,51%.

RENTABILIDAD SOBRE EL PATRIMONIO: A diciembre 31 de 2021 el resultado es de 6,99% incrementando levemente (0,74%) en comparación con 2020 cuando alcanzó un 6,25%. Al respecto se advierte que durante 2021 el único movimiento en el patrimonio correspondió al traslado del valor del resultado del ejercicio 2020 a reservas legales y para fortalecimiento institucional, además del resultado del ejercicio 2021.

ROTACIÓN ACTIVOS FIJOS: A diciembre 31 de 2021 la rotación es de 0,88 veces manteniéndose frente al resultado de 2020 cuando fue de 0,82 veces. Con base en este resultado se puede indicar que

en ese número de veces se han utilizado los activos fijos para la obtención de los ingresos, resaltando que éstos últimos crecieron un 10,88%.

CAPITAL DE TRABAJO SOBRE ACTIVOS: A diciembre 31 de 2021 el resultado es de 9,92% incrementando frente al del año anterior cuando alcanzaba 8,65%. De acuerdo con lo anterior, podemos indicar que el capital de trabajo para el 2021 ascendió a \$34.757.823 y en 2020 fue de \$25.956.098 con un crecimiento de \$8.801.725 (33,91%), situación que obedece principalmente al alza en las cuentas por cobrar e inventarios y la disminución de los pasivos corrientes, aunado a que los activos totales sólo crecieron en 16,81% (\$50.438.528).

SERVICIO DE DEUDA SOBRE PATRIMONIO: A diciembre 31 de 2021 el resultado fue de 3% presentando una leve disminución frente al 2020 cuando alcanza 3,97%. Esto significa que tan sólo este porcentaje del patrimonio se encuentra comprometido para el pago del capital y los intereses de la deuda financiera a corto plazo, resaltando que durante la vigencia hubo una reducción de la deuda a CP en \$1.267.318.

FLUJO DE CAJA SOBRE SERVICIO DE DEUDA: A diciembre 31 de 2021 el resultado de este indicador es del 26,42%, mientras que en el año 2020 era negativo del 85%, esto significa que para la actual vigencia este porcentaje de la deuda se encuentra cubierto con el flujo de caja después del pago de la inversión.

FLUJO DE CAJA SOBRE ACTIVOS: A diciembre 31 de 2021 el resultado fue de 0,36% y en 2020 negativo en 1,73%. Es decir, que los activos pueden ser cubiertos en un 0,36% con el flujo de caja libre después del pago de la inversión.

CICLO OPERACIONAL: El resultado de este indicador es de 51,77 días en 2021 y en 2020 fue de 43,14 días, se advierte un incremento, no obstante, al hacer la depuración de las cuentas por cobrar la rotación real de la cartera cobrada a los usuarios es de 41,20, es decir, que el ciclo operacional se reduciría a 18,71 días.

PATRIMONIO SOBRE ACTIVO: A diciembre 31 de 2021 equivale a 44,78% mientras que en 2020 era de 51,17%, es decir, que el patrimonio respalda los activos en este porcentaje, advirtiendo una disminución en la participación que se tenía en 2020 debido al aumento de los activos totales en 2021 por encima del alza en el patrimonio, principalmente por los recursos recibidos en administración para la ejecución de proyectos y los contratos de construcción los cuales en su mayoría se ejecutan con dineros de terceros.

PASIVO CORRIENTE SOBRE PASIVO TOTAL: La participación es del 77,86% para el 2021 mientras que en 2020 era de 67,85%, el incremento obedece principalmente a que en los pasivos corrientes se encuentran los recursos recibidos en administración para la ejecución de proyectos por \$51.933.451 y los contratos de construcción por \$66.319.858.

ACTIVO CORRIENTE SOBRE ACTIVO TOTAL: La participación es del 55,61% para el 2021 mientras que en 2020 era de 49,63%, el incremento obedece principalmente al reconocimiento de anticipos y avances por \$67.178.766 (2020 - \$9.142.134). los anticipos entregados a contratistas en desarrollo de los programas o proyectos de inversión adelantados por valor de \$66.751.959, se incluyen además los anticipos con cargo al presupuesto de la operación comercial, como las garantías mensuales pagadas a Expertos en Mercados, para compra de energía y costos asociados a la misma por \$426.807.

La entidad viene presentando resultados positivos en los últimos años, los cuales se espera (con base en las proyecciones financieras) que se mantengan en el corto y mediano plazo. De acuerdo al análisis realizado se estima que el nivel de apalancamiento (medido como deuda bruta sobre EBITDA) se mantenga por debajo de 3x (veces) y el margen EBITDA esté alrededor del 13% para el periodo 2022-2026. A diciembre de 2021 se encuentra en 2 veces el apalancamiento y un ebitda del 9,35%.

DISPAC mantiene niveles de liquidez adecuados para dar continuidad a su operación. Esto se refleja en un indicador de razón corriente de 1,29 para 2021 y 1,50 para 2020. Se estima mantenerse por encima de 1.50 para el período 2022 - 2026 según las proyecciones financieras. El nivel de recaudo llegó al 90% un nivel alto considerando la disminución en la capacidad de pago de los usuarios y la situación de pandemia que se seguía viviendo durante 2021, y de acuerdo a lo proyectado se estima mantenerla en el 92% lo que podría garantizar los niveles de liquidez esperados.

Una vez revisados los aspectos mencionados y verificada la información entregada por DISPAC, es posible concluir sobre el aspecto financiero que la entidad para la vigencia evaluada muestra un comportamiento positivo, apuntando siempre a la mejora continua.

La opinión positiva se argumenta en los resultados positivos obtenidos y el análisis de los indicadores de gestión y de nivel de riesgos. Frente a las cifras económicas, DISPAC obtuvo resultados adecuados derivados de la operación, pues cumplió en su mayoría con las metas presupuestarias establecidas, además del crecimiento evidenciado en la vigencia tanto para los usuarios como para los ingresos, adicional sobre el futuro de corto, mediano y largo plazo, se evidencia un escenario establece, que permite a la entidad continuar con la hipótesis de negocio en marcha y el desempeño de sus proyecciones financieras y de inversión en infraestructura, mejora en la cobertura y calidad del servicio.

VALORACIÓN DEL RIESGO

Tabla No. 49
Valoración del riesgo

ALERTA	ACTIVIDAD	VALORACION (\$)
N/A	N/A	N/A

Fuente: elaboración propia

3. SERVICIO ENERGÍA ELÉCTRICA

3.1. ASPECTOS TÉCNICOS

3.1.1. Actividad Distribuidor u Operador de Red:

MACRO PROCESO TÉCNICO

Gestoría DISPAC atiende el Servicio de energía en todo el departamento del Chocó con una dirección de Distribución, la cual tiene tres procesos Ingeniería, Operación y Mantenimiento y Planeación cuya función principal es entregar el servicio de energía eléctrica con calidad, continuidad y eficiencia, y vela de manera permanente por que las metas y objetivos se cumplan, para lograr un alto grado de confiabilidad y continuidad y calidad del servicio. No cuenta con la actividad de Transmisión.

**Imagen No. 9
Organigrama de Distribución**



Fuente: Suministrado por DISPAC

Incluir en el informe un análisis del plan de mantenimiento de la empresa, identificando peligros y riesgos, y un resumen de la verificación del cumplimiento del Plan Semestral de Mantenimiento reportado al operador del sistema, indicando el monto del presupuesto dispuesto para estas actividades, el número de modificaciones al mismo realizadas durante el periodo de evaluación y sus causas, el número de consignaciones de emergencia solicitadas por la empresa y sus causas, y el número de eventos no programados en el STR operado por la empresa y sus causas, es importante detallar qué actividades de mantenimiento fueron ejecutadas a los activos relevantes del STR y SDL, adicionalmente, se deberá incluir una verificación de la comunicaciones realizadas a los suscriptores con el fin de informar sobre las interrupciones por mantenimientos programados.

Mantenimiento en redes de Distribución SDL y STR:

- Planes y programas de mantenimiento.
- Indicadores de cumplimiento.
- Presupuesto para ejecución del mantenimiento
- Modificaciones al plan de mantenimiento y sus causas
- Número de consignaciones de emergencia y sus causas
- Comunicación a los usuarios sobre las interrupciones

En las siguientes imágenes se muestran apartes de los planes de mantenimiento de redes Nivel I y II en la zona del Atrato y en la zona de San Juan, que se hacen anualmente con una programación semanal.

Imagen No. 10
Plan de mantenimiento redes zona Atrato

OPERACIÓN & MANTENIMIENTO REDES ATRATO											
ITEM	FECHA		TIPO DE MANTENIMIENTO			ACTIVO A INTERVENIR - UBICACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES	FEBRERO-2021			
	INICIO	FIN	PRED	PREV	CORR			5	6	7	8
	1	04/10/2021	17/10/2021		X				SQ-202 (Quibdó - Sanceno)	Mantenimiento del área de servidumbre	
	22/11/2021	19/12/2021		X		SQ-202 (Quibdó - Munguadó)	Mantenimiento del área de servidumbre				
	25/01/2021	21/02/2021		X		SQ-202 (Quibdó - Neguá)	Mantenimiento del área de servidumbre				
2	02/08/2021	05/09/2021		X		SQ-204 (Quibdó - Tutunendo)	Mantenimiento del área de servidumbre				
3	13/09/2021	04/10/2021		X		SQ-204 (Tutunendo - Icho)	Mantenimiento del área de servidumbre				
4	06/09/2021	12/09/2021		X		SQ-204 (TUTUNENDO - GUADALUPE)	Mantenimiento del área de servidumbre				
5	05/04/2021	26/04/2021		X		SQ-204 (LLORÓ-VILLA CLARETH)	Mantenimiento del área de servidumbre				
6	10/05/2021	24/05/2021		X		SQ-204 (LLORÓ - BORAUDO)	Mantenimiento del área de servidumbre				
7	24/06/2021	30/06/2021		X		SQ-204 (BORAUDO - GUASERUMA)	Mantenimiento del área de servidumbre				
8	12/04/2021	26/04/2021		X		SQ-204 (RAMAL PEÑALOSA)	Mantenimiento del área de servidumbre				
9	19/07/2021	01/08/2021		X		SQ-204 (YUTO - SAMURINDÓ)	Mantenimiento del área de servidumbre				
10	05/07/2021	18/07/2021		X		SQ-204(YUTO - ARENAL)	Mantenimiento del área de servidumbre				
11	15/02/2021	07/03/2021		X		SQ-204 (YUTO - LA MOLANA)	Mantenimiento del área de servidumbre				
12	04/10/2021	17/10/2021		X		SQ-204 (Quibdó - Yuto)	Mantenimiento del área de servidumbre				
13	18/10/2020	31/10/2020		X		SQ-204 (Yuto - Lloró)	Mantenimiento del área de servidumbre				
14	24/05/2021	30/05/2021		X		SM-202 (Ramal Quibdó - Bahía Solano)	Mantenimiento del área de servidumbre				
15	03/01/2022	30/01/2022		X		SM-202 (Quibdó - Río Quito)	Mantenimiento del área de servidumbre				
16	31/05/2020	20/06/2020		X		SQ-204 (inicio de ramal SQ4-40 - San Martín de Purre)	Mantenimiento del área de servidumbre				
17	28/10/2020	02/12/2020		X		SQ-204 (Quibdó - Pacurita)	Mantenimiento del área de servidumbre				

Fuente: Suministrado por DISPAC

Imagen No. 11
Plan de mantenimiento redes zona San Juan

OPERACIÓN & MANTENIMIENTO REDES SAN JUAN															
ITEM	FECHA		TIPO DE MANTENIMIENTO			ACTIVO A INTERVENIR - UBICACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES	FEBRERO - 2021				MARZO - 2021			
	INICIO	FIN	PRED	PREV	CORR			6	7	8	9	10	11	12	13
	1	10/01/2022	31/01/2022		X				SC-202/ Ramal La Vuelta	Mantenimiento del área de servidumbre					
2	25/01/2021	22/02/2021		X		SC-201/Tadó - Gingarabá	Mantenimiento del área de servidumbre								
3	22/02/2021	22/03/2021		X		SC-201/Animas - El Dos - Raspadura	Mantenimiento del área de servidumbre								
4	10/01/2022	07/02/2022		X		SC-201/El Dos - Boca de Raspadura	Mantenimiento del área de servidumbre								
5	10/01/2022	28/02/2022		X		SI-202/Istmina - Pie de Pepé - Puerto Meluk	Mantenimiento del área de servidumbre								
6	10/01/2022	31/01/2022		X		SI-204/Istmina - San Pablo Adentro	Mantenimiento del área de servidumbre								
7	05/04/2021	26/04/2021		X		SI-204/Istmina - Mojarras - Profundó	Mantenimiento del área de servidumbre								
8	01/03/2021	22/03/2021		X		SI-204/Istmina - Andagoya	Mantenimiento del área de servidumbre								
9	28/06/2021	02/08/2021		X		SI-204/Andagoya - Chaquí	Mantenimiento del área de servidumbre								
10	28/06/2021	02/08/2021		X		SI-204/Chaquí - San Miguel	Mantenimiento del área de servidumbre								
11	02/08/2021	29/08/2021		X		SI-204/Boca de Suruco - Paitó - Basurú - Carmelita	Mantenimiento del área de servidumbre								
12	30/08/2021	27/09/2021		X		SI-203/Viro Viro - Santa Rita	Mantenimiento del área de servidumbre								
13	20/12/2021	02/01/2022		X		SI-203/Condoto - Viro Viro	Mantenimiento del área de servidumbre								
14	01/03/2021	22/03/2021		X		SI-203/Condoto - Novita	Mantenimiento del área de servidumbre								
15	29/03/2021	05/04/2021		X		SI-203/Novita - Tambito	Mantenimiento del área de servidumbre								

Fuente: Suministrado por DISPAC

En las dos siguientes imágenes se muestran apartes de los planes de mantenimiento de líneas Nivel III y IV y el plan de mantenimiento de subestaciones.

**Imagen No. 12
Plan de mantenimiento líneas Nivel III y IV**

ITEM	FECHA		TIPO DE MANTENIMIENTO			ACTIVO A INTERVENIR - UBICACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES	FEBRERO - 2021					MARZO - 2021			
	INICIO	FIN	PRED	PREV	CORR			5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1	15/04/2021 6/12/2021	9/05/2021 2/01/2022		X				Línea 115-KV Huapango - El Siete							
2	15/04/2021 6/12/2021	2/05/2021 12/12/2021		X		Línea 115-KV Huapango - El Siete										
3	22/03/2021 18/10/2021	4/07/2021 21/11/2021		X		Línea 115 KV Huapango - Córtegui										
4	18/10/2021	21/11/2021	X	X		Línea 115 KV Huapango - Córtegui										
5	16/08/2021 15/11/2021	19/09/2021 12/12/2021		X		Línea 115 KV Córtegui - La Virgínia										

Fuente: Suministrado por DISPAC

**Imagen No. 13
Plan de mantenimiento de Subestaciones**

COLOR DE REFERENCIA DE SUBESTACIÓN	ELEMENTO Y/o ACTIVO	DESCRIPCIÓN ACTIVIDAD	PERSONAL EN CARGADO	TIPO DE MANTENIMIENTO				E/D	TIEMPO DE EJECUCIÓN [Hr]	FRECUENCIA	PLANEACIÓN
				PRED	PREV	CORR	LOCAT				
CÉRTEGUI	T r a n s f o r m a d o r	Ventiladores, Bujes y Conmutador - Limpieza y Lubricación.	O Y M SUBESTACIONES		X			D	8	1 VEZ AL AÑO	PROGRAMADO
		Tablero de Conexiones - Limpieza, lubricación bisagras puerta, comprobar conexionado y verificar calefacción.	O Y M SUBESTACIONES		X			E			PROGRAMADO
		Terminales y Conectores - Ajuste y conexión de punto caliente.	O Y M SUBESTACIONES		X			D			PROGRAMADO
		Terminales y Conexiones de Puesta a Tierra - Ajuste	O Y M SUBESTACIONES		X			E			PROGRAMADO
EL SIETE	o t	Aceite tanque principal - Regeneración	O Y M SUBESTACIONES		X			D	8	1 VEZ AL AÑO	PROGRAMADO
		Caja de bujes - Inspección interna	O Y M SUBESTACIONES		X			D			PROGRAMADO
ISTMINA	a c	Bombas de circulación - Limpieza, lubricación y/o cambio de empaques	O Y M SUBESTACIONES		X			D	8	1 VEZ AL AÑO	PROGRAMADO
		Inspección general del transformador (verificación mando del conmutador, verificación ventilación y bombas, estado de sílica y/o presión de nitrógeno, temperaturas máximas y reseteo de temperaturas, calefacción y reseteo de temperaturas, calefacción e iluminación de gabinetes)	O Y M SUBESTACIONES					E			PROGRAMADO
HUAPANGO	d o a r	Gabinetes de sistema de refrigeración y conmutador de tomas - Limpieza, verifica r conexionado y calefacción.	O Y M SUBESTACIONES		X			D	8	1 VEZ AL AÑO	PROGRAMADO
		Pruebas a protecciones mecánicas: Relé Buchholz, termómetros, válvula de sobrepresión, imagen térmica, relé de flujo, etc.	O Y M SUBESTACIONES		X			D			PROGRAMADO
		Ensayos dieléctricos generales, Relación de transformación, Factor de potencia al aislamiento de devanados, Resistencia de aislamiento en devanados, Prueba de aislamiento de los devanados, Medición de la resistencia óhmica de los devanados, Medición y análisis de carga del transformador, Medidas del nivel de ruido, cromatografía de gases y análisis fisicoquímico del aceite aislante	O Y M SUBESTACIONES	X				D			8
			O Y M SUBESTACIONES	X				E	8	1 VEZ AL AÑO	PROGRAMADO

Fuente: Suministrado por DISPAC

Los eventos más relevantes en la Operación y mantenimiento fueron:

- Traslado de redes de media y baja tensión por no cumplir distancias de seguridad.
- Cambio de Reconectador trifásico 13,2 Kv vía Huapango

- Cambio de Reconector trifásico 13,2 Kv RQ4-02 en el Basurero
- Cambio de puentes de conductor en mal estado de la línea 115 Kv Huapango el Siete.
- Instalación de seccionador de maniobra en el circuito SQ-203 y SA - 201
- Instalación de cuchilla monopolar barrio Pandeyuca
- Repotenciación y cambio por obsolescencia la salida de la subestación Huapango.
- Cambio de redes de media tensión entre el corregimiento de La Playa y Boca de Tumutumbudo.
- Reubicación de transformador Barrio Cascorva.
- Traslado de estructuras en MT
- Modificación de la trayectoria de red en Doña Josefa.

Imagen No. 14
Indicador de cumplimiento al Plan de mantenimiento

Mes	Ejecutado	No Ejecutado	Reprogramado	Total Actividades programadas	Porcentaje de Ejecucion
ene	47	2	5	54	87%
feb	27	2	28	57	47%
mar	44		28	72	61%
abr	60	5	19	84	71%
may	30		26	56	54%
jun	62		19	81	77%
jul	58		39	97	60%
ago	60		34	94	64%
sep	80		18	98	82%
oct	58		31	89	65%
nov	56		15	71	79%
dic	36		11	47	77%
Total	618	9	273	900	69%

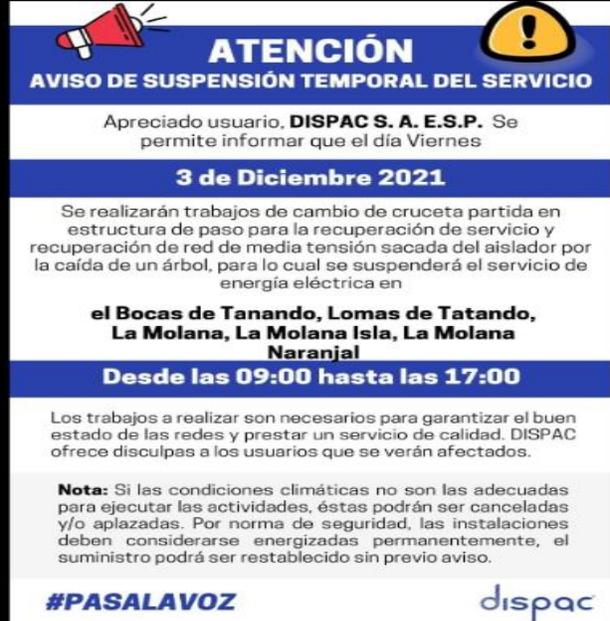
Fuente: Suministrado por DISPAC

Con relación a la comunicación a los usuarios referente a las interrupciones, se verificó que se esté cumpliendo a cabalidad; al hacer un muestreo una orden de consignación aparece informada a los usuarios en el boletín de prensa indicando que habrá interrupción del servicio.

En la página se pueden ver los Comunicados Dispac en redes sociales: <https://www.facebook.com/DispacComunica/photos/455615722806024>. Se muestra una evidencia en las siguientes imágenes.

Imagen No. 15

Comunicación a los usuarios de las interrupciones



ATENCIÓN

AVISO DE SUSPENSIÓN TEMPORAL DEL SERVICIO

Apreciado usuario, **DISPAC S. A. E.S.P.** Se permite informar que el día **Viernes 3 de Diciembre 2021**

Se realizarán trabajos de cambio de cruceta partida en estructura de paso para la recuperación de servicio y recuperación de red de media tensión sacada del aislador por la caída de un árbol, para lo cual se suspenderá el servicio de energía eléctrica en

el Bocas de Tanando, Lomas de Tatando, La Molana, La Molana Isla, La Molana Naranjal

Desde las 09:00 hasta las 17:00

Los trabajos a realizar son necesarios para garantizar el buen estado de las redes y prestar un servicio de calidad. DISPAC ofrece disculpas a los usuarios que se verán afectados.

Nota: Si las condiciones climáticas no son las adecuadas para ejecutar las actividades, éstas podrán ser canceladas y/o aplazadas. Por norma de seguridad, las instalaciones deben considerarse energizadas permanentemente, el suministro podrá ser restablecido sin previo aviso.

#PASALAVOZ 

Fuente: Suministrado por DISPAC

DISPAC para el año 2021 elaboró el plan de mantenimiento anual con programación semanal para cada una de las zonas en que está dividida (Atrato y San Juan), al igual que para las líneas de nivel III y IV como para las subestaciones, teniendo en cuenta una previa revisión e inspección de los circuitos y la vegetación en las servidumbres. Se realizaron los mantenimientos a la infraestructura del OR y al control forestal (poda a la vegetación).

En este plan se programaron 900 órdenes de trabajo y se realizaron 618 órdenes de trabajo con un cumplimiento del 69% y se reprogramaron 273 que equivalen al 30% de las programadas y no se ejecutaron 9 órdenes de trabajo equivalente al 1%. Las ejecutadas más la reprogramadas fueron el 99%. No se realizaron órdenes de trabajo de emergencia.

Incluir en el informe un resumen del plan de inversión establecido por la empresa y su avance durante el periodo de análisis, y realizará un análisis del impacto de dichas inversiones ejecutadas en los índices de calidad en todos los niveles de tensión del periodo de evaluación. En este análisis de impacto se debe contemplar la identificación de proyectos críticos a implementar dentro de la ejecución de los planes de inversión del siguiente periodo a evaluar, con el objetivo de priorizar de acuerdo a los resultados obtenidos cada año.

Con respecto a la inversión:

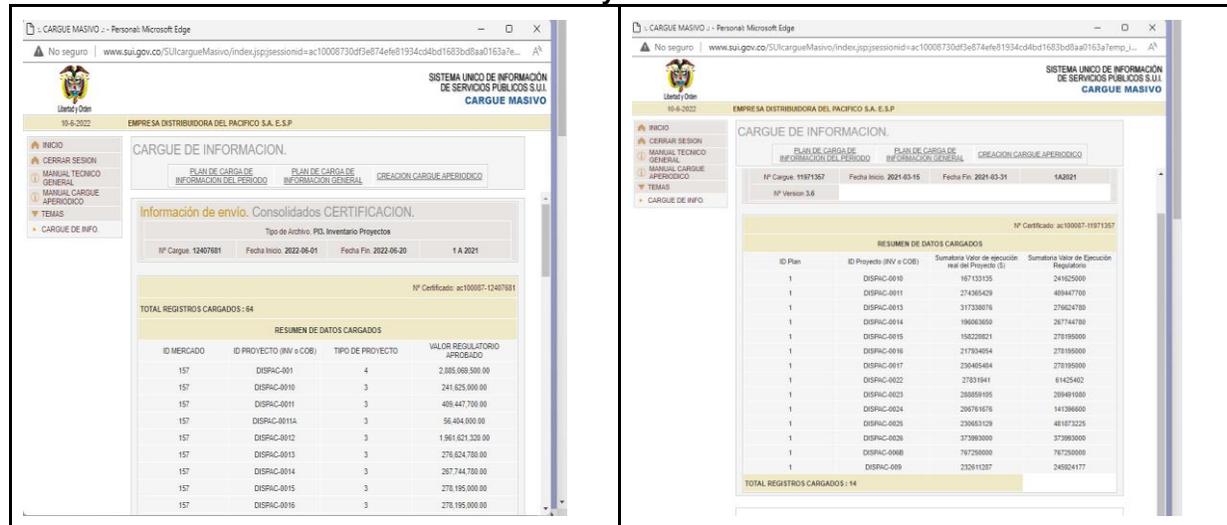
- Se revisó la ejecución de los proyectos de inversión
- Las inversiones un alto porcentaje están encaminadas a la Calidad del Servicio.
- Han sido planeados de acuerdo a la resolución CREG 015/18.
- Certificaciones al SUI

**Tabla No. 50
Inversiones año 2.021**

RUBRO	PRESUPUESTO INICIAL	COMPROMISOS 2021	PAGOS
PÉRDIDAS	8.613.829	7.601.118	4.464.051
DISTRIBUCIÓN			
INVERSIONES CREG	15.558.068	14.521.342	8.168.409
REMODELACIÓN		153.768	153.768
REPOSICIÓN		615.051	615.051
TRANSMISIÓN		11.032.788	11.032.484
TOTAL	35.204.686	33.923.764	14.668.854
PRESUPUESTO VS COMPROMISO		96,36%	
PRESUPUESTO VS PAGADO		41,67%	

Fuente: Suministrado por DISPAC y Elaborado por la Auditoría

**Imagen No. 16
Evidencia de certificación de los Formatos PI4 y PI3**



The image shows two screenshots of the 'CARGUE MASIVO' web application interface. The left screenshot displays the 'Información de envío' section, showing a table of 'RESUMEN DE DATOS CARGADOS' with 64 records. The right screenshot displays the 'RESUMEN DE DATOS CARGADOS' section, showing a table of 14 records. Both screenshots show the application's navigation menu and the 'EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.' logo.

Fuente: Suministrado por DISPAC

OBSERVACIÓN: En el año 2021 y con base en la Resolución CREG 015 de 2018 se analizó la ejecución de la inversiones en el área Técnica y se observó que del presupuesto del \$ 35.204 millones se tiene compromisos en el 2.021 el 96% y en pagos el 42%. También, se verifico que los formatos PI3 (Inventario proyectos) el 2/06/2021 y PI2 (Plan seguimiento) 25/11/2021 y PI3 (Inventario de proyectos) 7/01/2022.

RECOMENDACIÓN: dar cumplimiento a los proyectos de Inversión de Regulación y a los de pérdidas.

Realizar un análisis sobre el avance de ejecución del Plan Estratégico de Gestión de Activos - PEGA del operador, evaluando el grado de madurez que el operador ha logrado en el año de evaluación y verificando el estado de avance en el proceso de certificación, además, se deberá incluir un análisis de activos relevantes en la operación, donde se pueda conocer la fecha de entrada en operación y su vida útil remanente.

Con respecto Plan Estratégico de Evaluación de Activos - PEGA:

- Se revisó el avance del PEGA para la certificación del SGA

Dispac en el 2018 realizó mediante la firma JMD Consulting SAS la planeación y el diagnóstico al SGA para dar cumplimiento a la resolución CREG 015/18 numeral 6.3.3.4 y a la circular 029/18. El avance del SGA está alineado con lo solicitado por la normatividad donde requiere el diagnóstico, síntesis del plan de trabajo, avance en su ejecución y cierre de brechas. Dispac en el año 2021 se enfocó en el cierre de brechas del numeral 7.3 de la norma ISO 55001-2014 relacionada con la toma de conciencia entre los colaboradores y los proveedores ya que implica un cambio cultural en el planeamiento estratégico de la empresa.

Imagen No. 17

Avance certificación del SGA año 2.021



Fuente: Suministrado por DISPAC

OBSERVACIÓN: La empresa aún no cuenta con la certificación de un Sistema de Gestión de Activos SGA.

RECOMENDACIÓN: dar cumplimiento a la normatividad de la Resolución 015 de 2.018 en lo referente a tener un Plan de Gestión de Activos PEGA con el fin de obtener el Sistema de Gestión de Activos SGA, ya que los 5 años de la resolución 015/2018 se vence el 30 de enero de 2023.

Analizar el comportamiento y la evolución de los gastos de AOM realizados por el OR, respecto al monto de activos eléctricos totales, indicando si se evidencian riesgos respecto al mantenimiento oportuno de la infraestructura eléctrica.

Comportamiento del AOM del OR:

- Se revisó los gastos de AOM (SDL y STR)
- Se revisó el monto de los activos eléctricos (SDL y STR)

La empresa en el mes de abril de 2022 le fue auditado el AOM vigencia 2.021 por la firma OR BETTER Consultores, arrojando un valor demostrado de \$13.195 millones.

**Tabla No. 51
AOM Gastado Vs Demostrado**

AOM 2021		
AOM GASTADO	32.599.323	40,48%
AOM DEMOSTRADO	13.195.222	

Fuente: Suministrado por DISPAC

**Tabla No. 52
AOM VS ACTIVOS ELÉCTRICOS**

BASE DE ACTIVOS ELÉCTRICOS DISPAC	
N1	22.120.772
N2	69.923.968
N3	8.234.011
N4	76.811.241
TOTAL ACTIVOS	177.089.992
VALOR AOM	32.599.323
AOM VS ACTIVOS ELÉCTRICOS	18,41%

Fuente: Suministrado por DISPAC

OBSERVACIÓN: Al analizar los gastos de AOM en el periodo 2.021 para el negocio de Distribución OR se pudo observar que los AOM equivalen al 18% del monto del valor de los activos eléctricos. Solo el 40% de lo gastado fue demostrado en la Auditoría del AOM. No se evidencia riesgo al mantenimiento y se realiza mantenimiento oportuno de la infraestructura eléctrica. Aún no se conoce lo reconocido vía tarifa.

RECOMENDACIÓN: analizar los gastos AOM en el OR con el fin de cerrar la brecha entre lo gastado y lo demostrado, ya que solo se demostró el 40%.

Incluir en el informe un análisis de los eventos que generaron demanda no atendida en el sistema operado por el agente, e identificará las principales causas de los eventos y las zonas en las cuales son repetitivos.

Eventos que generaron demanda no atendida:

- Se revisaron los eventos en el SDL: Se muestra un aparte del archivo donde se relacionan los eventos que generaron Demanda No Atendida DNA en el Operador de Red en el SDL y STR, en la observación se clasifican según su causa.

Imagen No. 18
Eventos que generaron Demanda No Atendida (DNA)

Causa	Tipo	Causa	Cantidad	Tiempo de Indisponibilidad Horas por evento
9	Programada	Mantenimiento preventivo sobre las redes	143	824,966
10		Plan anual de trabajos de reposición o modernización de subestaciones	13	112,658
13		Remodelación, reposición o ampliación de redes en el SDL	272	420,174
15	No programada	Acciones de terceros	7	17,453
16		Acercamiento entre redes del SDL	18	23,548
19		Animales sobre las redes del SDL	8	13,476
20		Apertura en redes del SDL por causa de equipos o líneas del STN o STR	42	19,433
27		Árbol o rama sobre redes del SDL	47	286,679
29		Causa desconocida	9	1,523
30		Condiciones atmosféricas	60	99,671
35		Falla en equipos de red	40	67,230
37		Falla en postes y/o crucetas en el SDL	4	13,234
38		Falla en redes de baja tensión	122	164,216
39		Falla en redes de distribución y elementos asociados	216	871,978
40		Falla en transformador de distribución o sus elementos asociados.	16	66,460
41		Seguridad ciudadana	2	0,817
45		Interrupción para enfrentar situaciones de riesgo de la vida humana	2	2,374

Fuente: Suministrado por DISPAC

OBSERVACIÓN: Al analizar el listado que presentó la empresa de los eventos que generaron demanda no atendida DNA en el SDL, se observó que tuvieron 1.021 eventos en el periodo 2.021, de las cuales 428 son programadas (42%) y 593 (58%) son no programadas y el número de horas de indisponibilidad fueron 3.005 horas, de las cuales 1.357 eran programadas (45%) y 1.648 no programadas (55%). Siendo las causas más relevantes: En número de eventos la remodelación y reposición de redes con 272 (27%), Fallas en elementos de la red de distribución con 216 (21%) y mantenimiento preventivo con 143 (14%). Pero en horas las que más afectaron son por fallas en la red 871 (29%) y por mantenimiento preventivo con 824 horas (27%).

RECOMENDACIÓN: establecer estrategias enfocadas a minimizar las causas más relevantes que generaron demanda no atendida como son los mantenimientos y la reposición de redes con el fin de reducir el número de eventos que generan demanda no atendida, lo que conlleva a tener mejores indicadores de calidad media e individual, logrando las metas y logrando incentivos.

Realizar un análisis de los indicadores de continuidad del servicio de la empresa durante el periodo de análisis comparando con los indicadores registrados para el año anterior, estos índices deberán calcularse para toda la empresa, para cada circuito y para cada municipio. Adicionalmente deberá informar a cuantos usuarios se ha compensado durante el periodo de análisis a partir de los indicadores de calidad individual del servicio.

Indicadores de Calidad:

- Se revisaron los indicadores de calidad SAIDI Y SAIFI
- Se realizó la comparación año 2.020 vs 2.021
- Se analizó las compensaciones
- Se revisó el número de usuarios compensados

Imagen No. 19

Metas de los Indicadores de Calidad del Servicio SAIDI y SAIFI

Indicador	2019	2020	2021	2022	2023
SAIDI_M _{j,t}	70,94	65,27	60,05	55,24	50,82
SAIFI_M _{j,t}	36,90	33,95	31,24	28,74	26,44

Fuente: Suministrado por DISPAC

Imagen No. 20

Indicadores de Calidad del Servicio SAIDI y SAIFI Totales

Indicador	2019	2020	2021
SAIDI _{j,t}	30,29	34,49	53,06
SAIFI _{j,t}	21,16	20,89	22,12

Fuente: Suministrado por DISPAC

Imagen No. 21

Indicadores de Calidad del Servicio SAIDI y SAIFI mes a mes

MES	2021	
	SAIDI	SAIFI
ENERO	3,11	1,9
FEBRERO	4,82	1,56
MARZO	6,04	2,72
ABRIL	5,94	2,67
MAYO	6,39	2,45
JUNIO	5,6	2,45
JULIO	9,1	2,72
AGOSTO	1,97	1,53
SEPTIEMBRE	7,09	2,35
OCTUBRE	1,35	0,66
NOVIEMBRE	0,77	0,52
DICIEMBRE	0,88	0,59
TOTAL	53,06	22,12

Fuente: Suministrado por DISPAC

Imagen No. 22

Incentivos por indicadores de Calidad media SAIDI y SAIFI

AÑO	IC_SAIDI	IC_SAIFI	TOTAL
2019	\$ 286.335.625,00	\$ 283.830.822,00	\$ 570.166.447,00
2020	\$ 349.937.079,00	\$ 361.187.411,00	\$ 711.124.490,00
2021	\$ 61.086.553,00	\$ 73.028.201,00	\$ 134.114.754,00
2020 VS 2021	-83%	-80%	-81%

Fuente: Suministrado por DISPAC

Imagen No. 23
Indicadores de Calidad Individual DIU y FIU

RESULTADOS 2021				
NIVEL 1				
DIU	FIU	GRUPO	DIUG	FIUG
42,15251	26	13	50,71	34
343,41196	60	22	360,00	120
79,90445	25	23	181,66	80
340,71335	59	32	360,00	120
179,73278	50	33	236,72	97
NIVEL 2				
DIU	FIU	GRUPO	DIUG	FIUG
30,988589	19	13	37,98	27
93,904614	38,9	23	161,63	85
39,84334	9	32		
110,704785	46,85	33		

Fuente: Suministrado por DISPAC

Imagen No. 24
Número de Usuarios compensados y Compensaciones pagadas año 2.021

Cifras en pesos

MES	Usuarios a Compensar por Frecuencia	Usuarios a Compensar por Duracion	Total Usuarios a Compensar	Vcf:
01-ENERO	569	375	944	\$ 1.818.200
02-FEBRERO	3902	3883	7785	\$ 9.397.622
03-MARZO	4654	5036	9690	\$ 13.952.869
04-ABRIL	3904	3885	7789	\$ 10.776.510
05-MAYO	4654	5036	9690	\$ 13.952.869
06-JUNIO	677	5375	6052	\$ 13.856.458
07-JULIO	22	2063	2085	\$ 4.508.957
08-AGOSTO	541	4300	4841	\$ 9.236.587
09-SEPTIEMBRE	2978	4049	7027	\$ 14.650.564
10-OCTUBRE	1397	4981	6378	\$ 12.631.118
11-NOVIEMBRE	87	2539	2626	\$ 3.274.528
12-DICIEMBRE	71	518	589	\$ 1.573.248
TOTAL	23456	42040	65496	\$ 109.629.529

Fuente: Suministrado por DISPAC

OBSERVACIÓN: Al revisar los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI se pudo observar que durante el periodo 2.021 se continúa con el logro la meta regulatoria, en SAIDI 53,06% (meta 60,5%) y SAIFI 22,12% (meta 31,24%) y al compararla con el año 2.020 el SAIDI y SAIFI aumentaron. El SAIDI pasó de 34,49 a 53,06, y el SAIFI de 20,89 a 22,12.

El cumplimiento de los indicadores SAIDI y SAIFI en el año 2021 llevaron a que la empresa recibiera incentivos por valor de \$134.115, pero fue inferior al recibido en los dos años anteriores 2019 y 2020. Al compararlo con el 2020 se redujeron los incentivos en un 83% y en los últimos tres años lleva un acumulado de \$1.415 millones.

En lo referente a los indicadores individual DIU y FIU se pudo observar que el promedio de los indicadores cumplen con la meta de norma, pero al analizarlo en forma individual hubo que compensar a 65.496 usuarios por valor de \$109.630.

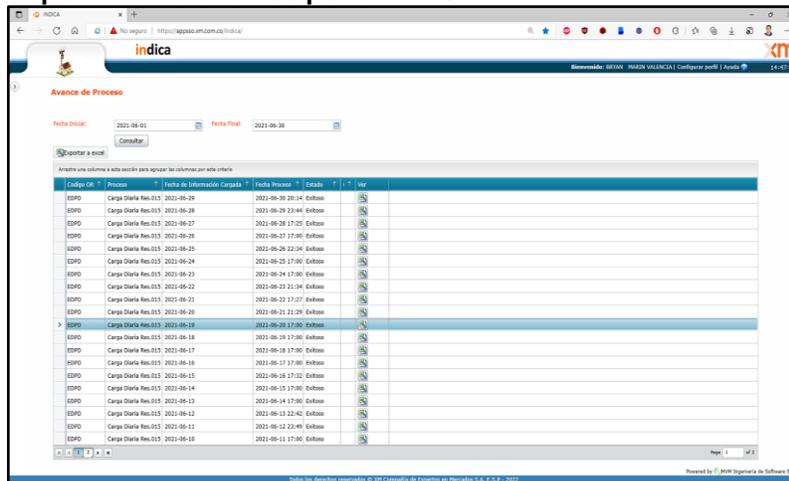
RECOMENDACIÓN: establecer estrategias que permitan obtener valores del SAIDI y SAIFI como en los años anteriores o inferiores con el fin de obtener mayores incentivos.

Realizar una verificación de la información de interrupciones del servicio durante el periodo de análisis, donde se haga un muestreo de las interrupciones y se verifique la trazabilidad de la información desde el sistema de información de la empresa hasta el reporte en el Portal INDICA, adicionalmente, realizar una verificación de las exclusiones, con el fin de establecer si éstas realmente corresponden a las permitidas por la regulación y tienen los soportes pertinentes.

Información sobre Interrupciones:

- Se verificó el sistema de información de interrupciones
- Se verificó la trazabilidad
- Se verificó el reporte en el portal INDICA

Imagen No. 25 Reporte de los eventos portal INDICA



Código CR	Proceso	Fecha de Información Cargada	Fecha Proceso	Estado	Ver
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-29	2021-06-29 20:14	Exitoso	(X)
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-28	2021-06-29 23:46	Exitoso	(X)
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-27	2021-06-29 17:50	Exitoso	(X)
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-26	2021-06-27 17:50	Exitoso	(X)
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-25	2021-06-28 22:34	Exitoso	(X)
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-24	2021-06-28 17:50	Exitoso	(X)
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-23	2021-06-24 17:50	Exitoso	(X)
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-22	2021-06-23 21:29	Exitoso	(X)
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-21	2021-06-22 17:51	Exitoso	(X)
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-20	2021-06-21 21:29	Exitoso	(X)
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-19	2021-06-20 17:50	Exitoso	(X)
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-18	2021-06-19 17:50	Exitoso	(X)
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-17	2021-06-18 17:50	Exitoso	(X)
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-16	2021-06-17 17:50	Exitoso	(X)
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-15	2021-06-16 17:50	Exitoso	(X)
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-14	2021-06-15 17:50	Exitoso	(X)
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-13	2021-06-14 17:50	Exitoso	(X)
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-12	2021-06-13 22:50	Exitoso	(X)
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-11	2021-06-12 23:46	Exitoso	(X)
EDPD	Carga Diaria Res.015	2021-06-10	2021-06-11 17:50	Exitoso	(X)

Fuente: Suministrado por DISPAC

Directamente en el sistema de información se verificó el reporte de interrupciones, la cual se inicia con una revisión preliminar del reporte diario, luego se verificó la confirmación exitosa de la información y por último el reporte final al portal INDICA. Cumpliendo con la normatividad.

Para el caso de los operadores de red que cumplan los requisitos establecidos en el numeral 11.2.6.3 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008 y no cumplan los establecidos en el numeral 5.2.10 de la Resolución CREG 015 de 2018, además del comportamiento del indicador ITAD, debe analizarse el comportamiento de los indicadores SAIDI y SAIFI, calculados con la información del Sistema de Gestión de Distribución de la empresa, siguiendo la metodología establecida en el capítulo 5 de la Resolución CREG 015 de 2018 o aquella que la modifique o sustituya.

Si el agente no ha cumplido con los requisitos establecidos en el numeral 5.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, incluir en el informe un análisis del estado de avance de las actividades orientadas a cumplir

estos requisitos adjuntando como anexos soportes que permitan verificar dichos avances, además, deberá verificar si el agente incluyó todas las inversiones necesarias para cumplir los requisitos del numeral 5.2.10 en el plan de inversión establecido por la empresa. Adicionalmente, realizar un análisis de riesgo, donde se identifiquen los impactos que se presenten por el no cumplimiento de requisitos, tanto a nivel técnico como financiero.

Incluir en el Informe, un concepto sobre el cumplimiento de la Empresa respecto de la medición y telemedición en sistemas de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.2.10. del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, en particular, los siguientes:

- Certificación del sistema de medición y procedimientos de registro y reporte del OR.
- Telemedición y control automático en elementos de corte y maniobra instalados en todas las cabeceras de circuito.
- Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos el 90% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 del OR, el cual por lo menos debe ser telemedido y detectar ausencia o presencia de tensión en el circuito. Este equipo es adicional al mencionado en punto anterior.
- Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado y que sea adicional a los mencionados en los puntos anteriores. Estos equipos deben estar instalados en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3. "

Cumplimiento al numeral 5.2.10 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018:

- Se verificó la certificación del sistema de medición, procedimientos y reporte del OR
- Se verificó cuentan con el segundo elemento en el 90% de los circuitos nivel 2 y 3
- Se verificó cuentan con el tercer elemento de telemedición en el 70% de los circuitos

La empresa fue auditada el 24 de noviembre de 2.021 por la firma OR BETTER consultores, cumpliendo los requisitos establecidos en los numerales a, b, c, d, e, e, f del numeral 5.2.10 de la resolución CREG 015 de 2.018. para la aplicación de incentivos y compensaciones, aclarando que él OR cuenta con un plazo mayor para el tercer elemento (numeral f).

Analizar el comportamiento y la evolución de las pérdidas técnicas y no técnicas del OR con la mejor información disponible, del periodo de evaluación y de los dos periodos anteriores, indicando los porcentajes, la formulación y la ejecución de los planes de reducción y/o mantenimiento de pérdidas.

Contrastar los resultados de los indicadores de pérdidas del OR durante el periodo de análisis con la senda aprobada en las resoluciones particulares de aprobación de ingresos y cargos asociados a la actividad de distribución de energía eléctrica.

Pérdidas:

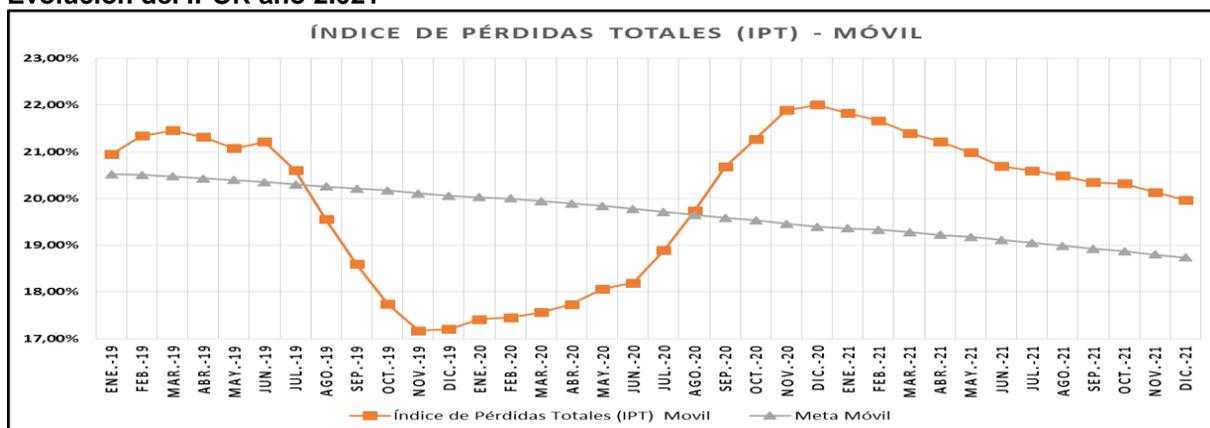
- Se revisaron los planes tácticos
- Se revisó la evolución del indicador
- Se revisó plan de inversiones

Imagen No. 26
Indicador de Pérdidas del OR - IPOR

Índice de Pérdidas - Móvil	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21
Índice de Pérdidas Totales (IPT) Móvil	21,83%	21,67%	21,40%	21,22%	20,98%	20,69%	20,60%	20,49%	20,34%	20,32%	20,13%	19,97%
Meta Móvil	19,36%	19,33%	19,28%	19,22%	19,17%	19,11%	19,05%	18,98%	18,92%	18,87%	18,80%	18,73%
Desviación - Móvil	-2,47%	-2,34%	-2,12%	-2,00%	-1,81%	-1,58%	-1,55%	-1,50%	-1,42%	-1,45%	-1,34%	-1,24%

Fuente: Suministrado por DISPAC

Imagen No. 27
Evolución del IPOR año 2.021



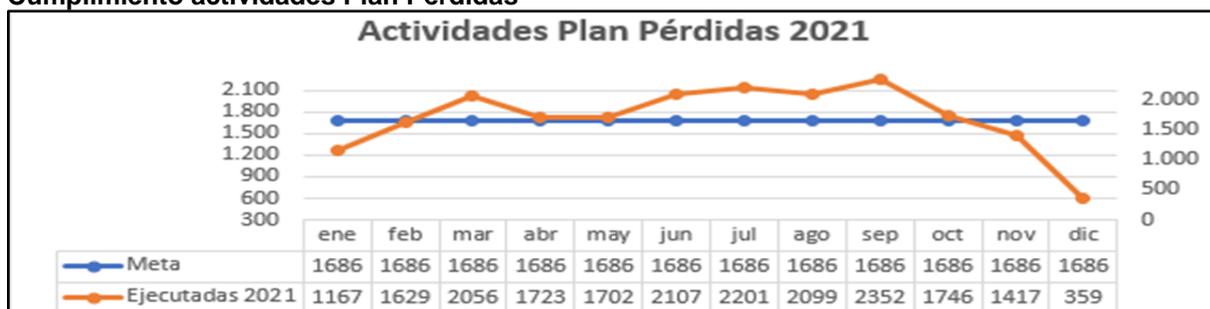
Fuente: Suministrado por DISPAC

Tabla No. 53
Cumplimiento plan táctico del Plan Pérdidas

Año	Meta	Ejecutadas	% Ejecución
2020	19,608	11,698	60%
2021	20,232	20,558	102%

Fuente: Suministrado por DISPAC

Imagen No. 28
Cumplimiento actividades Plan Pérdidas



Fuente: Suministrado por DISPAC

OBSERVACIÓN: Al analizar el Indicador de pérdidas del Operador de Red podemos observar que no se cumplió la meta para el año 2.021, ya que cerró en diciembre con IP del 19,27% por debajo de la meta (18,73%) según la senda establecida, equivalente al 93,7%. Las metas físicas se cumplieron en un

102% y el presupuesto de pérdidas se cumplió en un 88,82% (Presupuesto inicial Vs Compromisos año 2.021)

RECOMENDACIÓN: analizar las estrategias para disminuir el IPOR con el fin primero de cumplir con el plan y segundo lograr el reconocimiento vía tarifa.

A partir de una selección estadística, seleccionar un número de subestaciones equivalente al 3% de las operadas por el OR y realizar para estas un análisis de los indicadores de calidad de potencia suministrada vigentes e incluir un resumen de este análisis en el informe.

Calidad de la Potencia:

- Se revisaron los THDV
- Se revisaron los V_2/V_1

OBSERVACIÓN: Se seleccionó el 3% de las subestaciones para verificar la calidad de la potencia en el nivel 2 (13,2 Kv), nivel 3 (33 KV) y Nivel 4 (115 Kv) y nos dio 1 subestación. Se escogió la subestación Istmina 115 KV. Al analizar los datos tanto de THDV como el de V_2/V_1 vimos que eran datos incongruentes y no se pudo dar un concepto si están cumpliendo o no la norma. En el nivel 4 los valores referencia de los THDV menores al 2,5%, para los niveles 2 y 3 menores al 5% y los valores de la relación V_2/V_1 menores al 2%.

RECOMENDACIÓN: analizar porque se están obteniendo estos los datos de los TDHV y los V_2/V_1 .

Seleccionar a partir de una selección estadística 5 instalaciones operadas por el OR, para las cuales evaluará el cumplimiento de las disposiciones aplicables del RETIE siempre y cuando estas instalaciones requieren mayor interés en cuanto a priorización por topología carente de confiabilidad, seguridad y vida útil en el sistema eléctrico de potencia; adicionalmente, incluirá en el informe un análisis de las actividades desarrolladas por la empresa con el fin de mitigar riesgos eléctricos en su sistema.

Para el caso en el cual dentro de la revisión se consideren instalaciones que cuenten con certificación plena de cumplimiento RETIE, verificar la existencia de la certificación RETIE de la instalación y, además, verificar que dicha instalación no genera una condición de riesgo o peligro inminente en los términos establecidos en el numeral 9.2.2 del artículo 9 del RETIE, para efectos de este análisis, debe entenderse como instalación el conjunto de aparatos eléctricos, conductores y transformadores que componen como mínimo una subestación de distribución de patio o encapsulada de alta y/o media tensión, o un tramo equivalente al 50% de un circuito de distribución.

Realizar una revisión documental de cumplimiento RETIE, en sede de la Empresa, donde, el AEGR o la Oficina de Control Interno solicitará al prestador documentación que permita validar el cumplimiento al Reglamento de 5 proyectos eléctricos desarrollados por el mismo prestador y 5 proyectos eléctricos presentados por particulares.

RETIE SDL:

- Se revisaron proyectos realizados por OR
- Se revisaron proyectos realizados por terceros
- Actividades para mitigar los riesgos eléctricos en el sistema del OR

En la imagen siguiente se muestra un aparte del listado de los proyectos de los cuales se escogieron tres (3) para su revisión en el cumplimiento del RETIE, y se muestra la imagen de uno de los tres certificados solicitados como evidencia, las actividades para mitigar el riesgo por incumplimiento de las distancias de seguridad.

Imagen No. 29

Listado de proyectos para verificar RETIE

ITEM	SEGUIMIENTO PROYECTOS DE TERCEROS			
	N° DE PROYECTO	NOMBRE DEL PROYECTO	FACTIBILIDAD	ESTADO
1	P-547	INSTITUCION EDUCATIVA NUESTRA SEÑORA DEL CARMEN	SI	SI
2	P-628	RS_QUB_0014_ISTMINA	SI	SI
3	P-568	BT PEREZ	SI	SI

Fuente: Suministrado por DISPAC

Imagen No. 30

Verificación de proyectos con certificación RETIE



RETIE Y RETILAP SAS.



ACREDITADO
ONAC
ORGANISMO NACIONAL DE
ACREDITACIÓN DE COLOMBIA

ISO/IEC 17020:2012
16-OIN-035

REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DICTAMEN DE INSPECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE CUMPLIMIENTO DEL RETIE

A. IDENTIFICACIÓN DEL ORGANISMO DE INSPECCIÓN						
Lugar y fecha de expedición:		Bogotá D.C. - 22 de Julio 2021		Dictamen No. RYR-25405		
Nombre Organismo de Inspección:		RETIE Y RETILAP S.A.S		Resolución de Acreditación:		
NIT. Organismo de Inspección:		900.959.176-9		16-084635		
Dirección detallada:		Cra 26 # 41-08 Bogotá D.C		Teléfono		
				7327393		
B. IDENTIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE USO FINAL OBJETO DEL DICTAMEN						
Localización:		Municipio	MEDIO CAMPO	Dirección	INSTITUCIÓN EDUCATIVA PUERTO MELAR NUESTRA SRA DEL CARMEN PTO MELAR/CHOCO	
Barrio o sector		CHOCO				
Tipo de servicio:		Pública	<input type="checkbox"/>	Residencial	<input type="checkbox"/>	
		Comercial	<input checked="" type="checkbox"/>	Industrial	<input type="checkbox"/>	
Especial - tipo		<input type="text"/>				
Cap. Instalada (KVA ó KW)		75	Tensión (KV)	6,2400 (12)	Fases	
				1	X 3	
Año de terminación		2021				
C. IDENTIFICACIÓN DE PROFESIONALES COMPETENTES RESPONSABLES DE LA INSTALACIÓN						
Diseñador		CARLOS ALBERTO FRANDO VILLA		Mat. Prof. No		
Interventor (si lo hay)		N.A		Mat. Prof. No		
Responsable construcción		JERONIMO ALEJANDRO SANCHEZ		Mat. Prof. No		
				CN205-144901		
D. ASPECTOS EVALUADOS						
ITEM	REQUISITO ESENCIAL	ASPECTO A EVALUAR		APLICA	CUMPLE	NO CUMPLE
1		Plano, Diagramas y Esquemas		SI	X	-
2	Diseño Eléctrico	Análisis de riesgos de Origen Eléctrico		SI	X	-
3		Especificaciones Técnicas, Manuales de Calidad		SI	X	-
4		Mapas de profesionales de personas certificadas		SI	X	-
5	Calidad	Valores de Calidad		SI	X	-

Fuente: Suministrado por DISPAC

Bogotá:
Calle 127A N° 7 - 19
Edificio Access Centro Empresarial
Teléfono: (57) (1) 7454217

Manizales:
Calle 57 N° 24A - 53
Teléfono: (57) (6) 8814666

Medellín:
Carrera 43A N° 9 Sur - 91
Edificio Villas Centros de negocios
Teléfono: (57) (4) 3210317

Imagen No. 31

Actividades para mitigar riesgo por distancia de seguridad - RETIE

ÍTEM	FECHA	DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES	ACTIVO A INTERVENIR	DURACIÓN DE ACTIVIDAD (HORA)	ESTADO PREVIO DEL ACTIVO	ESTADO POSTERIOR DEL ACTIVO
155	martes, 25 de mayo de 2021	Traslado de red de MT en el corregimiento de la Molana	SQ-204 / SQ4-60	7	Activo en incumplimiento de distancias de seguridad Art. 13 RETIE	Activo en cumplimiento de distancias de seguridad Art. 13 RETIE
166	miércoles, 02 de junio de 2021	Traslado de red de MT y transformador en el corregimiento de La Molana	SQ-204 / SQ4-60	6	Activo en incumplimiento de distancias de seguridad Art. 13 RETIE	Activo en cumplimiento de distancias de seguridad Art. 13 RETIE
207	miércoles, 07 de julio de 2021	Traslado de red de MT en el barrio Alfonso López	SM-201 / SM1-14	7	Activo en incumplimiento de distancias de seguridad Art. 13 RETIE	Activo en cumplimiento de distancias de seguridad Art. 13 RETIE
221	jueves, 15 de julio de 2021	Traslado de red de BT en el Barrio Alfonso López	SM-201 / T-607	7	Activo en incumplimiento de distancias de seguridad Art. 13 RETIE	Activo en cumplimiento de distancias de seguridad Art. 13 RETIE

Fuente: Suministrado por DISPAC

Se revisaron los proyectos de Expansión y Reposición del OR y ninguno de ellos requiere certificación RETIE. En lo referente a los proyectos de terceros se revisaron tres (3) proyectos: P547 Institución Educativa Nuestra Señora del Carmén, P628 Rs_qub-0014 Istmina y P658 BTPerez certificados por RETIE Y RETILAP SAS. También se pudo constatar que la empresa constantemente está mitigando los riesgos eléctricos en las redes del SDL.

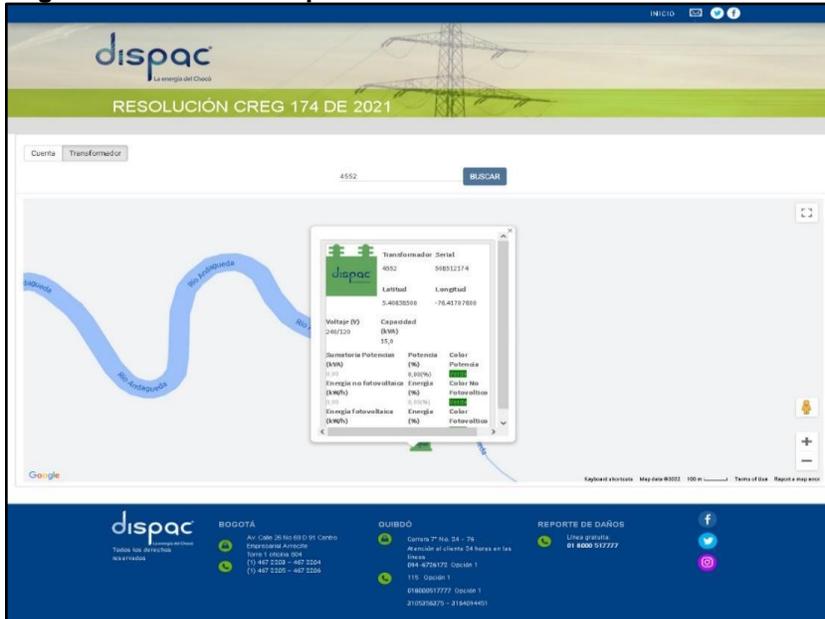
Realizar un análisis del número y el tiempo de atención de las solicitudes de conexión recibidas por el OR tanto a nivel de Autogeneradores a Pequeña Escala - AGPE, Autogeneradores a Gran Escala - AGGE, Generación Distribuida – GD, Cogeneración, y generación de forma general, de acuerdo con lo definido en las resoluciones CREG 106 de 2015, CREG 024 de 2015 y CREG 030 de 2018, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

Solicitudes de conexión de Autogeneradores AGPE, AGGE, GD, Cogeneración y generación general:

- Se revisaron el número de solicitudes recibidas
- Se revisaron los tiempo de atención de la solicitud
- Se revisó la Página Web, cartilla
- Se verifico las Herramientas de consulta y seguimiento de los trámites
- Se revisó el Formato de solicitudes
- Sistema de información disponible

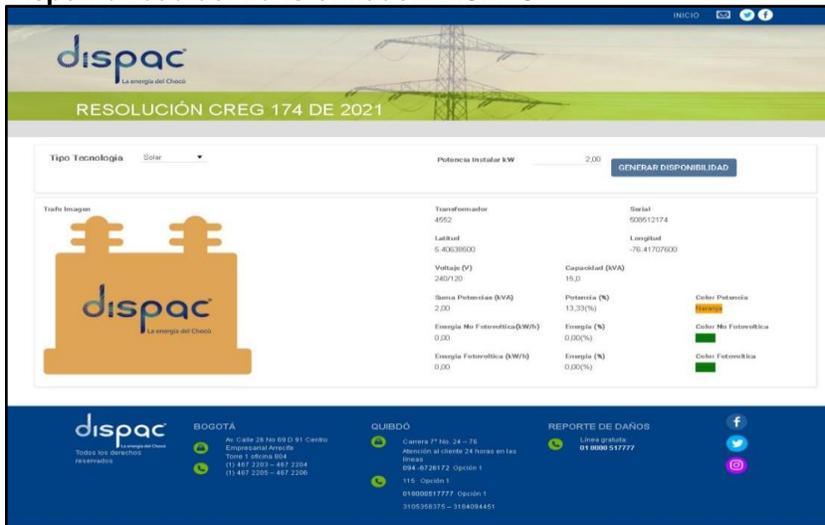
A continuación se muestran los pantallazos del recorrido por la página WEB de DISPAC.

Imagen No. 32
Página WEB DISPAC capacidad transformadores



Fuente: Suministrado por DISPAC

Imagen No. 33
Disponibilidad del transformador DISPAC



Fuente: Suministrado por DISPAC

**Imagen No. 34
Historia del transformador DISPAC**

INICIO



RESOLUCIÓN CREG 174 DE 2021

INFORMACIÓN DEL TRANSFORMADOR

Código: 4552	Tipo TRF: TRF1_16	Longitud: -76.4370200	Zona: 3300
Dirección: Bogotá	Latitud: 5.4063900	Superf: 606512174	Marca:
Ciudad: Bogotá	Voltaje: 240V 23	Capacidad Disponible: 10.0	Porcentaje Disponible: 39.7
Capacidad: 15.0	Cantidad Usuarios: 2		

1. TIPO DE GENERACIÓN

Tipo de Solicitud: Seleccione...

Fecha prevista entrada en operación comercial GD: / /

¿Se entregarán credenciales?

Si No

Nivel de tensión en punto de conexión: Seleccione...

Clasificación del proyecto de acuerdo con su capacidad (marcar solo una casilla)
Si entrega credenciales a la red:

GD y AGPE con Capacidad Instalada <= 100 kW

GD y AGPE con Capacidad Instalada > 100 kW

AGPE con Potencia máxima declarada < 5 MW

2. INFORMACIÓN DEL CLIENTE

3. INFORMACIÓN DEL INMUEBLE

4. TIPO DE TECNOLOGÍA UTILIZADA

5. INFORMACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN BASADA EN INVERSIONES

6. DATOS DEL PUNTO DE CONEXIÓN

7. PROYECCIÓN ANTI-ISLA (DESCRIBA LAS CARACTERÍSTICAS DE LA PROYECCIÓN A INSULAR)

10. DOCUMENTOS QUE DEBE APORTAR EL SOLICITANTE PARA LA APROBACIÓN DE LA SOLICITUD DE LA CONEXIÓN DEL PROYECTO

11. CONDICIONES QUE DEBE TENER EN CUENTA EL SOLICITANTE PARA LA APROBACIÓN DE LA CONEXIÓN DEL PROYECTO

12. INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

13. OBSERVACIONES (ACLARACIONES QUE DEBE REALIZAR SOBRE EL PROYECTO)

He leído y acepto los términos y condiciones del proceso.

NOTA 1: Remite formulario en formato Excel y PDF (firmado) correspondiente del proyecto al correo electrónico: correspondencia@dispacsaesp.com con el siguiente asunto, y cargar la información al aplicativo de la página web del OR (hasta que la ventanilla única de la UPME esté habilitada):
Asunto: FORMULARIO SIMPLIFICADO PARA SOLICITUD DE CONEXIÓN DE GD, AGPE Y AGCE CON POTENCIA MÁXIMA DECLARADA MENOR A 6 MW

NOTA 2: Para proyectos que se conecten en el Nivel de tensión 1, adjuntar el archivo de la consulta de disponibilidad de punto de conexión de la página web del OR con los datos del punto solicitado. En nivel de tensión N2 o N6 no es necesario el anterior archivo de consulta.

NOTA 3:

3.1) Las solicitudes que no lleguen con la información indicada conforme la Resolución CREG 174 de 2021 o el formulario incompleto se les aplicaran las reglas de subsanación de que trata el Anexo 5 de la misma Resolución.

3.2) La información que se debe entregar con el formulario de conexión simplificado es la indicada en el Artículo 14 de la Resolución CREG 174 de 2021 conforme a la capacidad instalada o nominal, Tipo de recurso (AGPE, AGCE, GD) y lo dispuesto en el Anexo 5 de la misma Resolución en sus literales vi (paso 2) y vii (paso 1).

3.3) Cuando se trate de un recurso que aplica el último citado literal (vii del Anexo 5), solo se debe entregar el formulario de conexión simplificado con el registro de información sin ningún otro documento anexo, esto para que le sea suministrada la información para continuar con el estudio de conexión simplificado.

3.4) Para todo lo anterior, el restante de información que se indique en la citada Resolución se cargara en el sistema en línea conforme los pasos definidos durante el proceso de conexión definido en el Anexo 5 y artículo 14 de la Resolución CREG 174 de 2021.

ENVIAR SOLICITUD
CANCELAR



BOGOTÁ
Av. Calle 36 No 69 D-91 Centro Empresarial Arona Torre 1 oficina 504
C: 467 2263 - 467 2264
F: 467 2265 - 467 2266

QUIBDO
Carrera 7ª No. 24 - 76 Atención al cliente 24 horas en las líneas:
094 6726172 Opción 1
119 Opción 1
018000517777 Opción 1
3105368975 - 3104094451

REPORTE DE DAÑOS
Llámanos al
01 8000 917777





Fuente: Suministrado por DISPAC

Bogotá:
Calle 127A N° 7 - 19
Edificio Access Centro Empresarial
Teléfono: (57) (1) 7454217

Manizales:
Calle 57 N° 24A - 53
Teléfono: (57) (6) 8814666

Medellín:
Carrera 43A N° 9 Sur - 91
Edificio Villas Centros de negocios
Teléfono: (57) (4) 3210317

En el año 2.021 no se recibieron solicitudes de conexión de AGPE, AGGE, GD y auto generadores. Se entró en la página WEB de DISPAC mediante el enlace WWW.dispac.com.co/CREG030/servelet/com.dispac.creg030.disponibilidad realizando un recorrido por la página se pudo verificar que se tiene un sistema de información donde se puede acceder a la información de Autogeneradores y Generadores Distribuidos según la Resolución CREG 174/2.021.

Se tiene un sistema de información para el trámite del usuario en línea, cuenta con la Cartilla que sirve como guía para los interesados en los trámites de la solicitud de acuerdo a las resoluciones CREG 016/11, 24/15 y 030/18.

Se encontró además el instructivo para el diligenciamiento de gestión de los proyectos enmarcados en la resolución CREG 030/2.018, los parámetros de disponibilidad, el formato de solicitud de conexión, el portal de gestión de solicitudes, las historias de las solicitudes. Cumple todo lo solicitado por la normatividad vigente.

PLAN DE GESTIÓN DEL RIESGO DE DESASTRES

El AEGR o la Oficina de Control Interno verificará la gestión del riesgo, conforme al cumplimiento del plan de gestión del riesgo de desastres en entidades públicas y privadas según decreto 2157 de 2017, y las disposiciones sobre gestión de riesgos operativos emanadas de la resolución CREG 080 de 2019.

Tabla No. 54

Encuesta PGRD	
ÍTEM	RESPUESTA
¿La empresa cuenta con un plan de gestión del riesgo de desastres -PGRD que contemple los procesos de conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo de desastres según lo establecido en el decreto 2157 de 2017?	DISPAC cuenta con un plan de gestión de desastres adoptado mediante el manual PL 10-13-07 que contempla en su numeral 5.1 el conocimiento del riesgo con el establecimiento del contexto. Contempla en el numeral 5.2 la reducción del riesgo con la descripción de la intervención correctiva, identificación de alternativas, priorización de medidas de intervención, intervención prospectiva y protección financiera. Por último, en el numeral 5.3 contempla el manejo de desastres con el plan de emergencias y contingencias.
¿El PGRD cuenta con un análisis específico de riesgo que considere los posibles efectos de los eventos de origen natural, socio natural, tecnológico, biosanitario o humano no intencional sobre el área de influencia de posible afectación por la empresa?	El análisis de riesgo del plan de gestión de riesgos de desastres se tiene contemplado: 1. El método para estimar los criterios de valoración de las consecuencias, este está compuesto por: - Clasificación (máxima, mayor, moderada, menor, mínima) - Costo / recurso financiero (millones de pesos) - Personas (muerte o secuestro, pérdidas anatómicas o funcionales de algún funcionario, lesiones con incapacidad > 30 días, lesiones con incapacidad < 30 días) - Imagen, reputación (valores corporativos afectados) - Ambiente (alteración del factor ambiental en diferentes proporciones) - Información (disponibilidad y/o restricciones de información) - Calidad (cumplimiento básico del objetivo del producto y/o servicio) 2. Valoración de controles, medidos mediante atributos, efectividad y eficacia: - Muy bajo - Bajo - Medio - Alto 3. Análisis de consecuencias - Código del riesgo - Escenario del riesgo - Causas - Efecto - Controles preventivos existentes - Controles correctivos existentes - Evaluación del control

Encuesta PGRD	
	<ul style="list-style-type: none"> - Objeto impacto relevante - Ocurrencia de eventos.
¿El PGRD contempla el diseño e implementación de las medidas para reducir las condiciones de riesgo actual y futuro?	<p>El PGRD de DISPAC tiene contemplado en su plan el proceso de reducción de riesgo actual y futuro, así:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Intervención correctiva: buscando disminuir el nivel de riesgo existente, actual, mediante acciones de mitigación para disminuir las condiciones de amenaza y vulnerabilidad. Para esto realiza una identificación de alternativas, la priorización de las medidas y el diseño, especificaciones y desarrollo de las medidas seleccionadas. - Intervención prospectiva: fórmula medidas y procedimientos que reduzcan el riesgo de desastres (futuro), contemplando los 19 procesos de la organización.
¿El PGRD cuenta con un plan de emergencia y contingencia formulado con el fin de proteger a la población, mejorar la seguridad, el bienestar y sostenibilidad de la empresa?	<p>DISPAC dentro de su PGRD tiene contemplado el manejo de desastres mediante un plan de emergencias y contingencias con los siguientes protocolos usados:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Plan de contingencia I30-31-01 - Plan de emergencia PL 10-13-01 - Plan de contingencias ambientales PL 10-13-06 <p>Estos planes están desarrollados con el fin de proteger la población, iniciando desde un programa de capacitación al personal para que sea comprendido y entendido por todos los que desarrollan la ejecución de las labores. También se realizan simulaciones y simulacros y un equipamiento con el fin de que se esté suficientemente preparado para la mitigación de los impactos.</p>
¿El PGRD tiene un plan de inversiones para el plan de gestión del riesgo que incluya la programación de cada una de las acciones de intervención que deben desarrollarse para los procesos de conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo del desastre, para el corto, mediano y largo plazo?	<p>DISPAC incluye en su plan un capítulo destinado al plan de inversiones, alineado con el plan empresarial reconociendo que estos proyectos de inversión buscan generar conocimiento, reducción y manejos de desastres, contemplando:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Acciones de intervención a desarrollar <ul style="list-style-type: none"> - Sistemas de detección de incendios - Mejoramiento y reposición de la infraestructura - Comunicación y socialización del PGRD 2. Proceso de gestión de riesgo <ul style="list-style-type: none"> - Reducción del riesgo y manejo de desastres - Reducción del riesgo - Conocimiento del Riesgo 3. Plazo <ul style="list-style-type: none"> - Largo - Mediano - Corto 4. Área responsable <ul style="list-style-type: none"> - Coordinador admón. y financiero - Director de distribución - HSEQ
¿El PGRD incluye todas las instalaciones donde se adelante la actividad que pueda generar riesgo de desastre? En el caso que dichas instalaciones tengan diferente ubicación geográfica a la sede principal, así pertenezcan a la misma entidad cada una deberá adelantar su plan de gestión del riesgo.	<p>El PGRD incluye las instalaciones donde se encuentra DISPAC con sus diferentes ubicaciones geográficas, incluyendo su sede principal. Este plan abarca las mismas.</p>
¿En qué fecha fue adoptado por la empresa el PGRD?	<p>09/08/2019</p> <p>Versión 0</p> <p>Emisión del documento</p> <p>Elaborado por Pedro Garrido Mosquera, Coordinador de calidad</p>
¿El PGRD contempla los mecanismos de interacción y de articulación con los comités locales y regionales de gestión de riesgo de la zona donde opera la empresa?	<p>Dentro del plan de gestión de DISPAC se contempla en la coordinación, la adopción de directrices y conformación estipulada por los comités ya conformados localmente y regionales quienes serán guía y organizarán la ayuda mutua.</p>
¿El PGRD cuenta con una estrategia de socialización y comunicación interna y externa?	<p>DISPAC cuenta con las siguientes estrategias de comunicación con el fin de promover y fomentar la participación para aumentar la conciencia del riesgo y socializar permanentemente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Grupos de interés: página web y redes sociales. 2. Clientes y usuarios: Factura de servicio

Encuesta PGRD	
	3. Colaboradores: boletines internos informativos mediante el ambiente web Owncloud
¿El PGRD es revisado y ajustado anualmente?	<p>Dentro del control de cambios se evidencia la revisión y ajustes que se han realizado con la descripción de cambios así:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 09/08/2019 - versión 0 - emisión del documento 2. 11/08//2020 - versión 1 - Actualización general de cargos, estructura organizacional y certificados de calidad 3. 11/01/2022 - versión 2 - Actualización general de cargos, sedes administrativas.

Concepto plan de gestión del riesgo de desastres: Se considera que el Plan de Gestión de Riesgos de Desastres de DISPAC está constituido y definido con base en el decreto 2157 de 2017. El mismo se encuentra adecuado y acorde al tamaño de la organización y su estructura. Además el mismo cumple con el fin de identificar, priorizar, formular, programar y hacer seguimiento a las acciones necesarias para conocer y reducir las condiciones de riesgo (actuales y futuras) derivadas de sus instalaciones y las actividades que desarrolla DISPAC, así como dar respuesta a los desastres que se puedan presentar que no sean de índole directo de la organización.

Por otro lado, la formulación del plan está acorde y con los criterios establecidos de manera completa que son la valoración del riesgo (incluyendo identificación de riesgos, análisis de riesgos y evaluación), el monitoreo de desastres, el proceso de reducción del riesgo y los planes de emergencia y contingencia.

3.1.2. Actividad comercializador

Incluir un informe sobre la implementación y verificación del cumplimiento de los requisitos establecidos en el código de medida para todas las fronteras comerciales que representa, identificando entre otras el inventario de fronteras, análisis sobre las actividades y/o avances realizados durante el último año, análisis del seguimiento de los informes que el comercializador haya realizado al operador de red cuando se detecte la existencia de una posible irregularidad o de irregularidades en los sistemas de medida."

- Implementación y verificación de requisitos del código de medida.
- Inventario de fronteras comerciales.
- Irregularidades en el sistema de medida

DISPAC a través del Centro de Gestión de la Medida – CGM cumple con los requisitos establecidos en el Código de Medida para las 2 fronteras de Distribución, no cuenta con fronteras entre agente y usuario. Se encontró además el inventario de las fronteras comerciales las cuales contienen las hojas de vida, los mantenimientos, verificaciones, el cual puede verse en el informe anual de operación enviado al ASIC.

**Imagen No. 35
Inventario de Fronteras Comerciales**

4. INFORME DE GESTION DE FRONTERAS						
Definición de Frontera	Fronteras Activas			Fronteras Canceladas en el periodo	Cantidad de Fronteras activas al cierre del periodo	Tasa de Crecimiento anual
	Cantidad de fronteras al inicio del periodo	Fronteras inscritas en el periodo	Fronteras suspendidas al cierre del periodo			
Generación	0	0	0	0	0	0,00%
Comercialización entre agentes	2	0	0	0	2	0,00%
Comercialización entre agentes y usuarios	0	0	0	0	0	0,00%
Enlace Internacional	0	0	0	0	0	0,00%
Interconexión Internacional	0	0	0	0	0	0,00%
Distribución	0	0	0	0	0	0,00%
Demanda desconectable	0	0	0	0	0	0,00%
Subtotal	2	0	0	0	2	0,00%

Nota: 1 Reportar la cantidad de fronteras activas en estado suspendido (no descontar de las fronteras al inicio del periodo o inscrito en el periodo)
VER: Anexo 1 RELACION DE FRONTERAS CREADAS Y CANCELADAS EN EL PERIODO, ANEXO 2: RELACION FRONTERAS EN ESTADO SUSPENDIDO

Fuente: Suministrado por DISPAC

**Imagen No. 36
Fallas en el sistema de medida**

1. INFORME DE CANTIDAD Y CAUSA DE LAS FALLAS EN LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE MEDICIÓN										
Tipo de Falla / Componente	Medidor principal	Medidor de Respaldo	Transformadores de tensión (PT)	Transformadores de corriente (CT)	Sistemas de comunicación	Bloque de bornas de prueba	Cableado	Otros Componentes	Subtotal	% por tipo de falla
Hurto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00%
Vandalismo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00%
Falla Metrológica	0	0	0	0	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	0	0,00%
Quemado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00%
Roto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00%
Abierto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00%
Otro Tipo de Falla	0	0	0	0	6	0	0	0	6	100,00%
Subtotal	0	0	0	0	6	0	0	0	6	100,00%
% Por elemento	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	<small>Nota: Reportar solamente la falla del elemento que causa la mayor duración de tiempo en falla del sistema cuando se presenta la falla de dos o mas elementos, de tal forma que la cantidad de fallas de sistema de medición corresponden con los eventos de fallas reportados ante el ASIC</small>	

Fuente: Suministrado por DISPAC

Al revisar las fronteras comerciales en la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A E.S.P - Comercializador DISPAC se pudo observar que cuenta con dos fronteras entre agentes con solo un punto de conexión y no cuenta con fronteras comerciales con usuarios. La frontera llamada CHOCÓ está ubicada en la subestación La Virginia Risaralda en 230 KV con clasificación 1 y el medidor bidireccional con clase de precisión 0,2 s. Como son Distribuidores y atiende comercialmente a usuarios conectados solo a sus sistema SDL.

En la siguiente imagen vemos una parte de la hoja de vida de la frontera comercial.

Imagen No. 37
Hoja de vida Frontera Comercial entre agentes - CHOCO

HOJA DE VIDA SISTEMA DE MEDICIÓN			
Cédula Catastral del Predio		Código SIC de la frontera IMP-(Servicio Eléctrico)	FRT10360
00 02 0000 0001 0107 000 00 000		Código SIC de la Frontera EXP	FRT22158
		Código NIU de la Frontera	
1. REGISTRO DE NOVEDADES			
1.1. Fecha de la última novedad:	1.2. Tipo de Novedad:		
2021 11 28	<input type="checkbox"/> Hoja de vida inicial-Verificación Inicial <input type="checkbox"/> Cambio de medidor principal <input type="checkbox"/> Cambio de medidor de respaldo <input type="checkbox"/> Cambio de transformador de corriente <input type="checkbox"/> Cambio de transformador de tensión <input type="checkbox"/> Parametrización de medidor <input type="checkbox"/> Actualización hora		
1.1.1. Fecha de la verificación Inicial	<input type="checkbox"/> Visita de verificación <input type="checkbox"/> Cambio de modem <input checked="" type="checkbox"/> Mantenimiento programado <input type="checkbox"/> Lectura en sitio <input type="checkbox"/> Adecuaciones en celda de medida <input type="checkbox"/> Otro - ¿Cuál? _____		
#### 08 06			
1.3. Estado de la Frontera en el ASIC:			
<input checked="" type="checkbox"/> Activa <input type="checkbox"/> Cancelada <input type="checkbox"/> Suspendida <input type="checkbox"/> En Falla			
2. INFORMACIÓN GENERAL			
2.1. Nombre Frontera		2.2. Nombre de Usuario	
CHOCO		EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	
2.3. Dirección	2.4. Localización	2.5. Ciudad/Municipio	
S/E LA VIRGINIA	via Pereira - Cerritos	PEREIRA	
2.6. Coordenadas (Latitud)		2.7. Coordenadas (Longitud)	
4,8499		-75,8515	
2.8. Departamento	2.9. Agente RF	2.10. Código SIC RF	2.11. Exportador Físico
RISARALDA	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. -	EDPC	SISTEMA DE TRANSMISION NACIONAL - TRANSPORTADOR
			2.12. Código SIC EXP
			XM
2.13. Fecha de Registro (matricula)		2.14. Tensión de Servicio (kV)	2.15. Capacidad Instalada (kVA)
2004 '06 23		230	90000

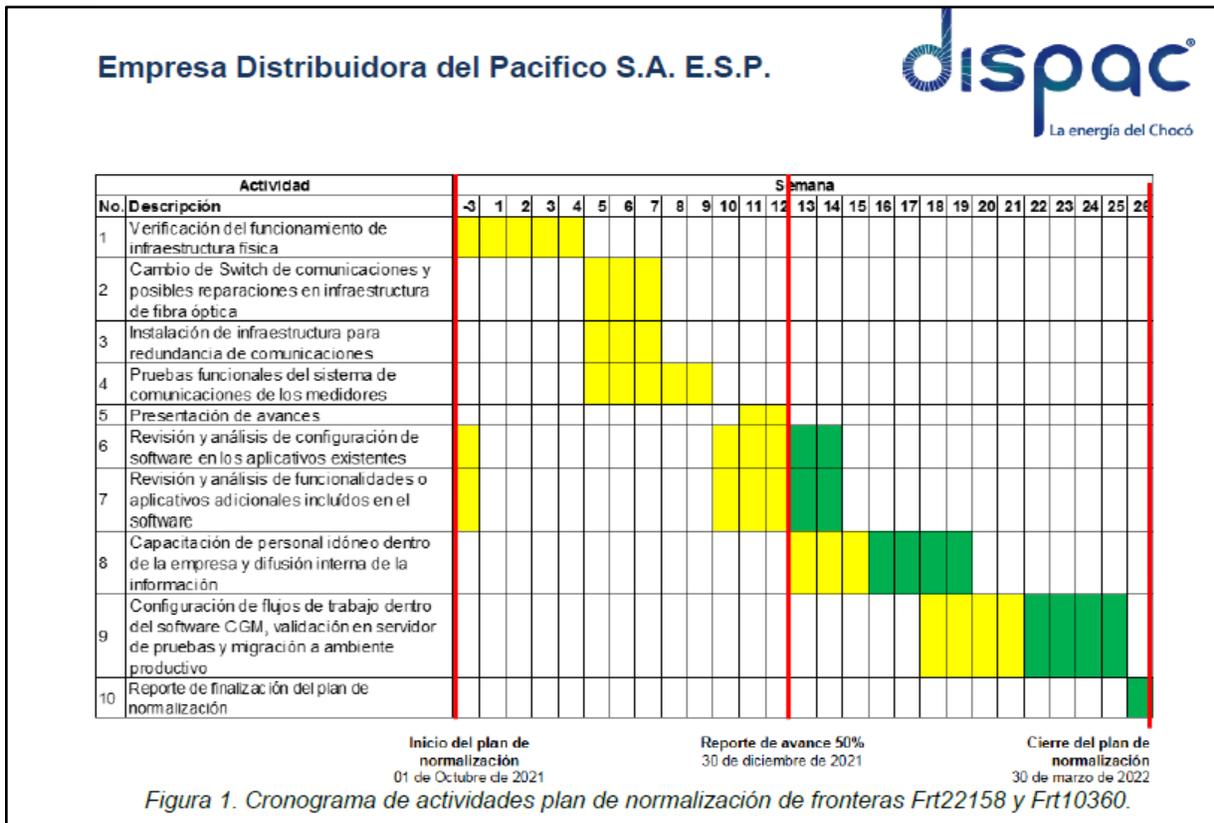
Fuente: Suministrado por DISPAC

Se presentaron durante el año 2021 tres fallas en el reporte de la información superando el artículo 36 de la Resolución CREG 038/14 (límite 2 fallas), lo anterior debido a fallas en la infraestructura de comunicaciones:

- 2021-01-04: Falla No Envío de Lectura, fronteras Frt22158 - Frt10360
- 2021-05-03: Falla No Envío de Lectura, fronteras Frt22158 - Frt10360
- 2021-08-23: Falla No Envío de Lectura, fronteras Frt22158 - Frt10360

A partir de esta información de las irregularidades se presentó el 16 de septiembre de 2021 el plan de normalización de las dos fronteras comerciales, y dando respuesta a solicitud del XM se envió el 24 de septiembre con radicado 20111100077641 el avance N° 1 con el siguiente cronograma:

Imagen No. 38
Cronograma de normalización de las fronteras comerciales

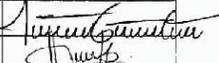
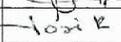


Con un 60% de ejecución, se presenta avance satisfactorio en el plan de normalización al 21 de diciembre de 2021, ya que se supera la meta de 50% de avance al 30 de diciembre de 2021. Las actividades desarrolladas cubren en su totalidad los requerimientos asociados a la infraestructura física y también parte de los asociados a temas de software, y han sido exitosas al mantener operación diaria exitosa del CGM asociado a las fronteras comerciales Frt10360 y Frt22158.

Se verificó el seguimiento a los informes y solicitudes que el comercializador ha realizado al área técnica al detectar irregularidad en el sistema de medida, realizando reuniones con el área técnica para solicitar el mantenimiento correctivo a la infraestructura de comunicaciones como puede verse en una de las actas de reunión que se muestra en la siguiente imagen.

Imagen No. 39

Acta de reunión para corregir irregularidades

	<p>ACTA DE REUNIÓN</p>	<p>Versión: 01</p> <hr/> <p>Vigencia: 2019/09/01</p>										
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 25%;">Fecha:</td> <td style="width: 45%;">28 - Sep - 2021</td> <td style="width: 25%;">Hora:</td> <td style="width: 5%;">8:45 am - 10:30 am</td> </tr> <tr> <td>Lugar:</td> <td>5/E La Virginia - Pereira, Risaralda</td> <td>Convocada Por:</td> <td>Gestión Energía</td> </tr> <tr> <td>Motivo o Tema:</td> <td colspan="3">Mantenimiento correctivo a infraestructura de comunicaciones Frontera comercial</td> </tr> </table>	Fecha:	28 - Sep - 2021	Hora:	8:45 am - 10:30 am	Lugar:	5/E La Virginia - Pereira, Risaralda	Convocada Por:	Gestión Energía	Motivo o Tema:	Mantenimiento correctivo a infraestructura de comunicaciones Frontera comercial		
Fecha:	28 - Sep - 2021	Hora:	8:45 am - 10:30 am									
Lugar:	5/E La Virginia - Pereira, Risaralda	Convocada Por:	Gestión Energía									
Motivo o Tema:	Mantenimiento correctivo a infraestructura de comunicaciones Frontera comercial											
ASISTENTES												
No.	Nombres y Apellidos	N° Identificación	Área	Firma								
1	Mauricio Galindo Caro	80 739 701	Control Energía									
2	Daniel Esteban Bedoya B.	1053 840 101	Gestión Energía									
3	José Rafael Correa		Soporte CSM									
4												
5												

DESARROLLO: Actividades Realizadas:

1. Inspección visual a infraestructura de comunicaciones y pruebas de comunicación con servidor.
2. Reemplazo de cable de comunicación UTP y puchado de terminales (entre modem y medidor respaldo)
3. Profesional de soporte CSM explica a Gestión Energía topología, componentes y funcionamiento sistema.
4. Pruebas de comunicación, interrogación remota, exportación. Incluyendo activación módems SPRS.

Fuente: Suministrado por DISPAC

Imagen No. 40

Mantenimiento Correctivo al sistema de comunicaciones Frontera Comercial CHOCO

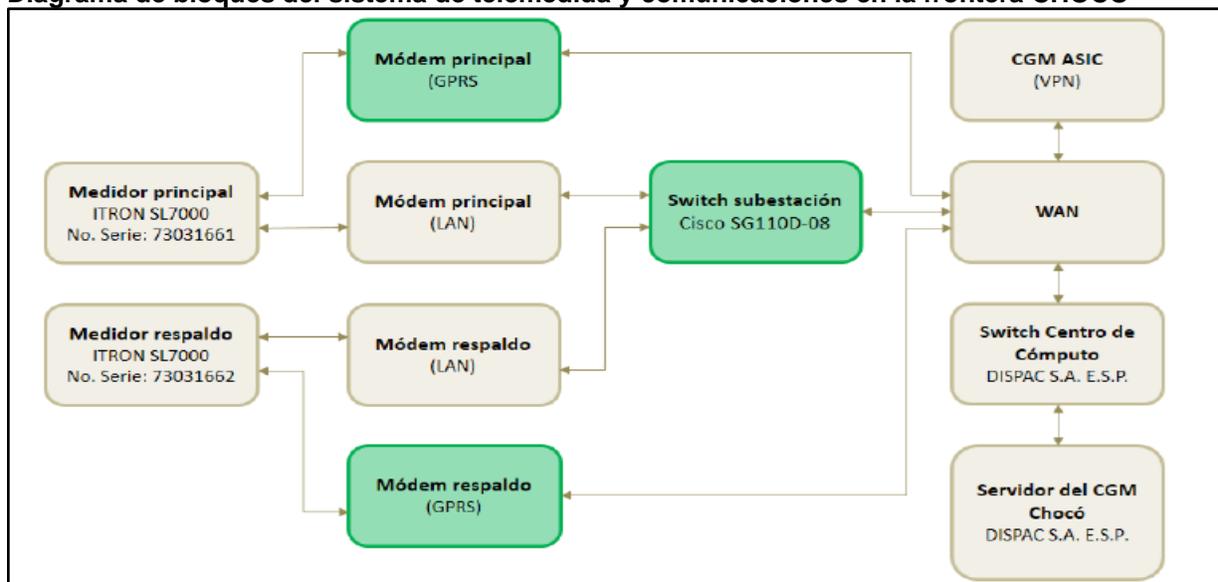


Fuente: Suministrado por DISPAC

Para dar cumplimiento a la información a reportar ante el XM, mejorar y darle seguridad a la infraestructura de comunicaciones se instaló un módems de respaldo como puede verse en la siguiente imagen.

Imagen No. 41

Diagrama de bloques del sistema de telemedida y comunicaciones en la frontera CHOCO



Fuente: Suministrado por DISPAC

DISPAC para el año 2021 cuenta con dos fronteras comerciales y un punto de conexión debidamente registrado ante el XM, la frontera cuenta además con su hoja de vida cumpliendo con el código de medida. Además mediante reuniones en las cuales se elaboran actas se le hace seguimiento a lo solicitado por el comercializador cuando se detectan irregularidades en los sistemas de medida. Para la normalización de las fronteras se instaló en el sistema de comunicaciones módems de respaldo.

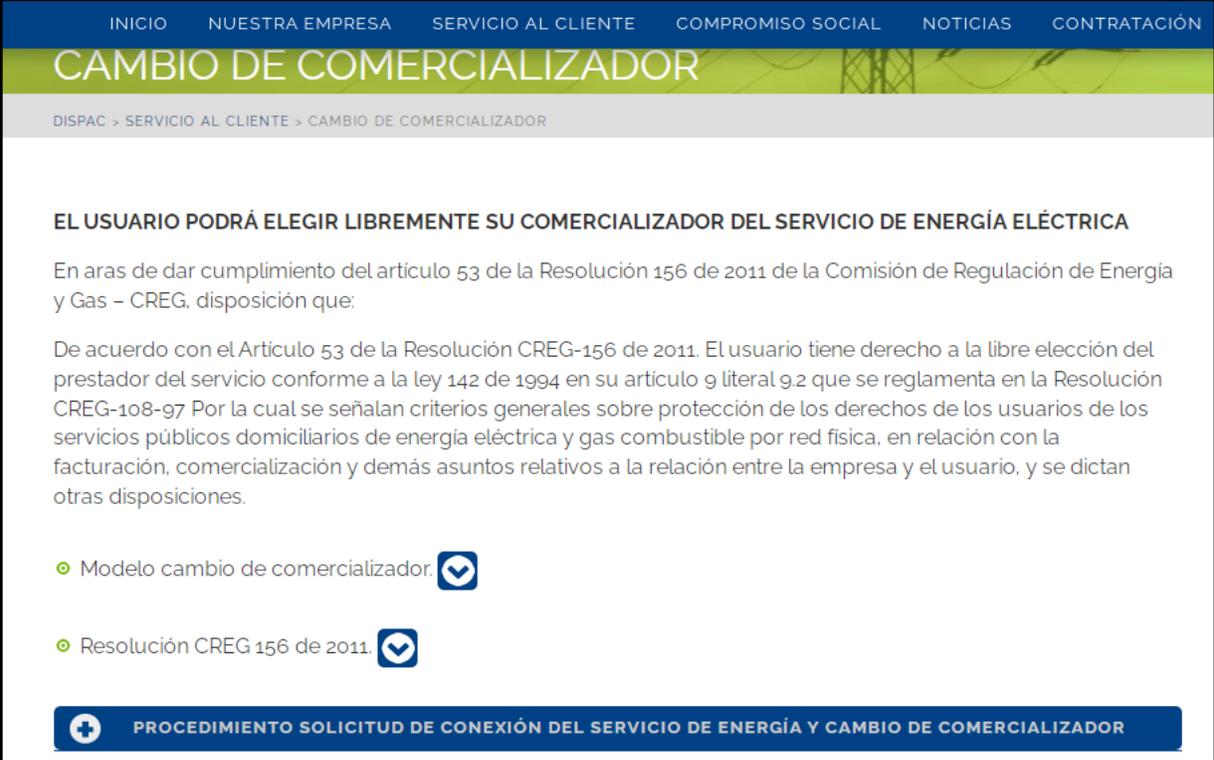
Verificar, analizar los impactos correspondientes y dar el respectivo reporte de alerta ante la SSPD, por los posibles incumplimientos relacionados con el régimen regulatorio correspondiente a la inscripción de fronteras comerciales y procedimientos de cambios de comercializador.

- Inscripción de fronteras comerciales.
- Procedimientos cambio de comercializador

DISPAC tiene inscrita las dos fronteras comerciales entre agentes en un solo punto de conexión y no presentó irregularidades con su inscripción. Se verificó el procedimiento de cambio de comercializador en la página web de la empresa: <https://dispac.com.co/servicio-al-cliente/cambio-de-comercializador/>

Imagen No. 42

Evidencia de Procedimiento de cambio de comercializador



The screenshot shows a website interface with a blue navigation bar containing the following links: INICIO, NUESTRA EMPRESA, SERVICIO AL CLIENTE, COMPROMISO SOCIAL, NOTICIAS, and CONTRATACIÓN. Below the navigation bar is a green banner with the title 'CAMBIO DE COMERCIALIZADOR'. Underneath the banner is a breadcrumb trail: 'DISPAC > SERVICIO AL CLIENTE > CAMBIO DE COMERCIALIZADOR'. The main content area features the heading 'EL USUARIO PODRÁ ELEGIR LIBREMENTE SU COMERCIALIZADOR DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA'. Below this heading is a paragraph explaining the user's right to choose their provider according to Article 53 of the 2011 CREG resolution. At the bottom of the content area, there are two links: 'Modelo cambio de comercializador' and 'Resolución CREG 156 de 2011', both with download icons. A blue footer bar contains a plus icon and the text 'PROCEDIMIENTO SOLICITUD DE CONEXIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA Y CAMBIO DE COMERCIALIZADOR'.

Fuente: Suministrado por DISPAC

DISPAC en el año 2021 no presentó inscripciones ante el XM. Y cuenta con el procedimiento para el cambio de comercializador de acuerdo a la norma.

Incluir soportes y evidencias de los mecanismos de comunicación implementados por el comercializador para la atención de los trámites que el operador de red deba realizar ante él.

DISPAC como comercializador no tiene atención de usuarios que estén conectados al sistema de otro OR, por lo tanto no tiene que realizar ninguna interacción sobre ese tema con otros OR.

Incluir un informe sobre los procedimientos establecidos por el comercializador para intercambio de información con el operador de red, sobre la evolución de las solicitudes de servicio y la atención de daños en los activos de uso, del que trata el artículo 24 de la resolución CREG 156 de 2011.

DISPAC como comercializador no tiene atención de usuarios que estén conectados al sistema de otro OR, por lo tanto no tiene que realizar ninguna interacción sobre ese tema con otros OR.

Verificar la existencia de procedimientos establecidos por el comercializador para gestionar la migración de usuarios a niveles de tensión superiores, previo cumplimiento de los requisitos establecidos por el respectivo OR y de acuerdo a lo establecido en la resolución CREG 156 de 2011.

DISPAC cuenta con el instructivo el cual está en la página WEB de DISPAC como migración a nivel de tensión superior, como puede verse en la siguiente imagen.

Imagen No. 43

Evidencia de Procedimiento migración de usuario a nivel superior



Fuente: Página WEB DISPAC

Verificar la existencia de procedimientos por medio de los cuales el comercializador aplica los cargos por uso del STR y SDL a la demanda asociada con la prestación del servicio de alumbrado público del nivel de tensión al cual se conectan las redes dedicadas exclusivamente a la prestación de este servicio.

DISPAC S. A. E.S.P, cobra el servicio de energía de alumbrado público a nivel de tensión 1 de propiedad del OR, a tarifa oficial, aplicando los cargos por usos del SDL y STR. No hay una red exclusiva de prestación del servicio de alumbrado público.

Incluir un informe sobre el descuento que se le realiza, a partir de la información que le es reportada por el Operador de red, a los usuarios finales asociados a activos de nivel de tensión 1 que sean de propiedad de dichos usuarios, de acuerdo a lo establecido en el artículo 24 de la resolución CREG 156 de 2011.

Imagen No. 44

Nivel de Tensión y Tipo de Propiedad	Componentes de Costo Unitario de Prestación del Servicio calculados según resolución CREG 119/2007							OPCION TARIFARIA RESOLUCIONES CREG 012 Y 058 DE 2020
	Cf _{m,j} \$/factura			\$ 16.361,57				\$ 16.361,57
	G _{m,i,j}	T _m	D _{n,m}	R _{m,j}	CV _{m,i,j}	PR _{n,m,i,j}	CU _{v,n,m,i,j}	CU _{v,n,m,i,j}
	Compra de Energía (\$/kWh)	Uso del STN (\$/kWh)	Distribución (\$/kWh)	Costo de Restricciones (\$/kWh)	Comercialización (\$/kWh)	Pérdidas (\$/kWh)	Costo Unitario (\$/kWh)	Costo Unitario (\$/kWh)
I (Propiedad OR)	256,83	49,52	184,02	65,72	147,37	51,73	755,19	759,37
I (Propiedad USUARIO)	256,83	49,52	156,43	65,72	147,37	51,73	727,60	724,08
II	256,83	49,52	136,28	65,72	147,37	24,84	680,56	657,16
TARIFAS RESIDENCIALES NIVEL I	Rango	Propiedad OR	Propiedad USUARIO	CS – CONSUMO DE SUBSISTENCIA				
Estrato 1	0 hasta CS	303,75	289,63	CS Usuarios Normales Para Municipios a una altura inferior a 1000 metros sobre el nivel del mar				173
	Mas de CS	759,37	724,08					
Estrato 2	0 hasta CS	379,69	302,04	CS Usuarios SubNormales Para Municipios a una altura inferior a 1000 metros sobre el nivel del mar				184
	Mas de CS	759,37	724,08					
Estrato 3	0 hasta CS	645,46	615,47	Resol. UPME 0355/2004 y Resol. UPME 0013/2006				
	Mas de CS	759,37	724,08					
Estrato 4	Todo Consumo	759,37	724,08					

Fuente: Pagina WEB DISPAC

Incluir un informe sobre el cálculo y aplicación de las compensaciones por calidad del servicio correspondientes a cada usuario y en cada factura, con base en los indicadores de calidad individual y calidad media establecidos en la Metodología de Distribución de Energía Eléctrica

Conforme a lo establecido en la resolución CREG 015 de 2018, DISPAC cuenta con el procedimiento del módulo de compensaciones en el Sistema de Información comercial SIEC, en el cual se observan los cálculos de estas compensaciones de acuerdo a la normatividad y a los incumplimientos de los indicadores de calidad individual. Se compensan 65.496 usuarios por un valor de \$109.629.959.

Imagen No. 45

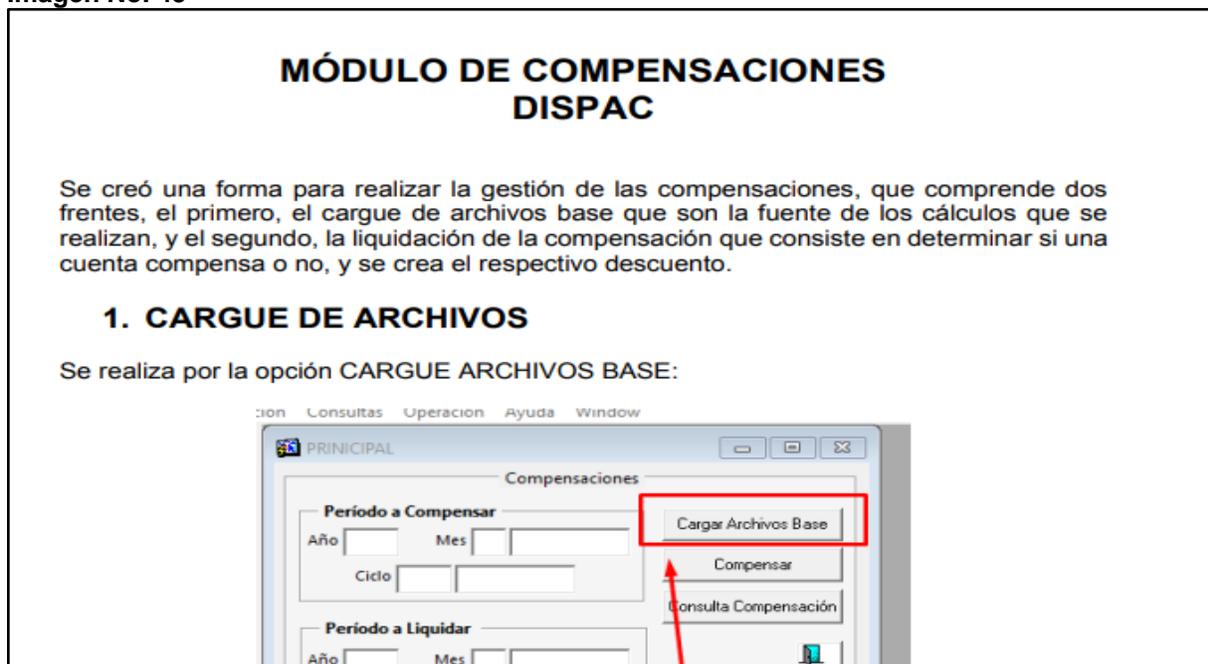


Imagen No. 46

Número de Usuarios compensados y Compensaciones pagadas año 2.021

MES	Usuarios a Compensar por Frecuencia	Usuarios a Compensar por Duración	Total Usuarios a Compensar	VCf:
01-ENERO	569	375	944	\$ 1.818.200
02-FEBRERO	3902	3883	7785	\$ 9.397.622
03-MARZO	4654	5036	9690	\$ 13.952.869
04-ABRIL	3904	3885	7789	\$ 10.776.510
05-MAYO	4654	5036	9690	\$ 13.952.869
06-JUNIO	677	5375	6052	\$ 13.856.458
07-JULIO	22	2063	2085	\$ 4.508.957
08-AGOSTO	541	4300	4841	\$ 9.236.587
09-SEPTIEMBRE	2978	4049	7027	\$ 14.650.564
10-OCTUBRE	1397	4981	6378	\$ 12.631.118
11-NOVIEMBRE	87	2539	2626	\$ 3.274.528
12-DICIEMBRE	71	518	589	\$ 1.573.248
TOTAL	23456	42040	65496	\$ 109.629.529

Fuente: Suministrado por DISPAC

Verificar el cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución CREG 080 de 2019 y la Circular Externa SSPD 034 de 2020.

Conforme a lo establecido por la resolución CREG 080 de 2019, la empresa DISPAC S. A. E.S.P desarrolla sus actividades en cumplimiento de los principios y fines regulatorios, la información

suministrada permite y facilita su comprensión por parte de los usuarios y se tiene un comportamiento que propende por la independencia en la toma de decisiones de los agentes y demás aspectos que comprende la citada resolución de la CREG. También conforme a lo establecido en el artículo 25 de la resolución CREG 080 de 2019, en la página web de DISPAC S.A. E.S.P se puede evidenciar la adhesión y cumplimiento de las reglas de comportamiento establecidas en esta resolución.

Imagen No. 47



Formatos al SUI: Se verificaron los reportes de cada uno de los formatos establecidos en la resoluciones 8055 y 26285 de la SSPD directamente en el SUI y en evidencias reportadas. Y los que deben enviar de acuerdo a las 20155 DE 15/08/2019 y 59905 del 31/12/2019 y cumplimiento con la CREg 015/18.

Imagen No. 48

Formatos pendientes al SUI mensual

Periodicidad	PerÃ-odo	Formato	Aplicacion	Estado
MENSUAL	12	BRA3. Unidades Constructivas de Equipos de Subestacion	CARGUE MASIVO	Pendiente
MENSUAL	12	BRA11. Unidades Constructivas de Transformadores de Di	CARGUE MASIVO	Pendiente
MENSUAL	12	BRA8. Unidades Constructivas de Lineas	CARGUE MASIVO	Pendiente

Fuente: Suministrado por DISPAC

Imagen No. 49

Formatos pendientes al SUI anual

Periodicidad	Período	Formato	Aplicación	Estado
ANUAL	1	BRA10. Unidades Constructivas de Redes de Distribucion	CARGUE MASIVO	Pendiente
ANUAL	1	BRA13. Unidades Constructivas Transformadores y Redes	CARGUE MASIVO	Pendiente
ANUAL	1	BRA5. Unidades Constructivas de Compensacion Reactiva	CARGUE MASIVO	Pendiente
ANUAL	1	BRA4. Unidades Constructivas de Transformadores en Sub	CARGUE MASIVO	Pendiente
ANUAL	1	BRA12. Unidades Constructivas Especiales	CARGUE MASIVO	Pendiente
ANUAL	1	BRA2. Unidades Constructivas de Subestaciones	CARGUE MASIVO	Pendiente
ANUAL	1	BRA9. Unidades Constructivas Equipos de Lineas	CARGUE MASIVO	Pendiente
ANUAL	1	BRA6. Unidades Constructivas de Centros de Control	CARGUE MASIVO	Pendiente

Fuente: Suministrado por DISPAC

OBSERVACIONES: Se tienen pendientes los siguientes reportes mes 12 al SUI: BRA8 y BRA11 de y los anuales BRA2, BRA4, BRA5, BRA6, BRA9, BRA10, BRA12 y BRA 13.

RECOMENDACIÓN: dar estricto cumplimiento a la fecha de los reportes, y evitar así posibles sanciones de la SSPD.

CONCEPTO TÉCNICO GENERAL

- Para el año 2.021 DISPAC elaboró el plan de mantenimiento anual con programación semanal para cada una de las zonas en que está dividida (Atrato y San Juan), al igual que para las líneas de nivel III y IV como para las subestaciones, teniendo en cuenta una previa revisión e Inspección de los circuitos, la vegetación en las servidumbres. Se realizaron los mantenimientos a la infraestructura del OR y al control forestal (poda a la vegetación).
- En este plan se programaron 900 órdenes de trabajo y se realizaron 618 con un cumplimiento del 69% y se reprogramaron 273 que equivalen al 30% de las programas y no se ejecutaron nueve (9) equivalente al 1%. Las ejecutadas más la reprogramadas fueron el 99%. No se realizaron órdenes de trabajo de emergencia.
- En el año 2021 y con base en la Resolución CREG 015 de 2018 se analizó la ejecución de la inversiones en el área Técnica y se observó que del presupuesto del \$35.204 millones se tiene compromisos en el 2.021 el 96% y en pagos el 42%. También, se verificó que los formatos PI3 (Inversión proyectos) y PI4 (Plan seguimiento) se certificaron en junio de 2.022)
- La empresa aún no cuenta con la certificación de un Sistema de Gestión de Activos SGA. Se recomienda dar cumplimiento a la normatividad de la 015 de 2.018 en lo referente a tener un Plan de Gestión de Activos PEGA con el fin de obtener el Sistema de Gestión de Activos SGA, ya que los 5 años de la resolución 015/2018 se vence el 30 de enero de 2023.
- Al analizar los gastos de AOM en el periodo 2.021 para el negocio de Distribución OR se pudo observar que los AOM equivalen al 18% del monto del valor de los activos eléctricos. Solo el 40% de lo gastado fue demostrado en la Auditoría del AOM. No se evidencia riesgo al mantenimiento y se realiza mantenimiento oportuno de la infraestructura eléctrica. Aún no se conoce lo reconocido vía tarifa.
- Al analizar el listado que presento la empresa de los eventos que generaron demanda no atendida DNA en el SDL, se observó que tuvieron 1.021 eventos en el periodo 2.021, de las cuales 428 son programadas (42%) y 593 (58%) son no programadas y el número de horas de indisponibilidad fueron 3.005 horas, de las cuales 1.357 programadas (45%) y 1.648 no programadas (55%). Siendo las causas más relevantes: En número de eventos la remodelación y reposición de redes con 272 (27%), Fallas en elementos de la red de distribución con 216 (21%) y mantenimiento preventivo con 143

(14%). En horas las que más afectaron son por fallas en la red 871 (29%) y por mantenimiento preventivo con 824 horas (27%).

- Al revisar los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI se pudo observar que durante el periodo 2.021 se continúa con el logro la meta regulatoria, en SAIDI 53,06% (meta 60,5%) y SAIFI 22,12% (meta 31,24%) y al compararla con el año 2.020 el SAIDI y SAIFI aumentaron. El SAIDI pasó de 34,49 a 53,06 y el SAIFI de 20,89 a 22,12. El cumplimiento de los indicadores SAIDI y SAIFI en el año 2021 llevaron a que la empresa recibiera incentivos por valor de \$134.115 millones, inferior al recibido en los dos años anteriores 2019 y 2020. Al compararlo con el 2020 se redujeron los incentivos en un 83% y en los últimos tres años lleva un acumulado de \$1.415 millones.
- En lo referente a los indicadores individual DIU y FIU se pudo observar que el promedio de los indicadores cumplen con la meta de norma, pero al analizarlo en forma individual hubo que compensar a 65.496 usuarios por valor de \$109.6309.
- Directamente en el sistema de información se verificó el reporte de interrupciones, la cual se inicia con una revisión preliminar del reporte diario, luego se verificó la confirmación exitosa de la información y por último se verificó el reporte final al portal INDICA. Cumpliendo con la normatividad.
- La empresa fue auditada el 24 de noviembre de 2.021 por la firma OR BETTER consultores, cumpliendo los requisitos establecidos en los numerales a, b, c, d, e, e, f del numeral 5.2.10 de la resolución CREG 015 de 2.018. para la aplicación de incentivos y compensaciones, aclarando que el OR cuenta con un plazo mayor para el tercer elemento (numeral f).
- Al analizar el Indicador de pérdidas del Operador de Red podemos observar que no se cumplió la meta para el año 2.021, ya que cerró en diciembre con IP del 19,27% por debajo de la meta (18,73%) según la senda establecida, equivalente al 93,7%.
- Las metas físicas se cumplieron en un 102% y el presupuesto de pérdidas se cumplió en un 88,82% (Presupuesto inicial Vs Compromisos año 2.021).
- Se seleccionó el 3% de las subestaciones para verificar la calidad de la potencia en el nivel 2 (13,2 Kv), nivel 3 (33 KV) y Nivel 4 (115 Kv) y nos dio 1 subestación. Se escogió la subestación Istmina 115 KV. Al analizar los datos tanto de THDV como el de V_2/V_1 vimos que eran datos incongruentes y no se pudo dar un concepto si están cumpliendo o no la norma. En el nivel 4 los valores referencia de los THDV menores al 2,5%, para los niveles 2 y 3 menores al 5% y los valores de la relación V_2/V_1 menores al 2%, por lo que se recomendó que se analizaran los datos obtenidos en la medida, al igual que los equipos de medida.
- En lo referente a los proyectos de terceros se revisaron 3 proyectos: P547 Institución Educativa Nuestra Señora del Carmén, P628 Rs_qub-0014 Istmina y P658 BTPerez certificados por RETIE Y RETILAP SAS. También se pudo constatar que la empresa constantemente está mitigando los riesgos eléctricos en las redes del SDL.
- En el año 2.021 no se recibieron solicitudes de conexión de AGPE, AGGE, GD y auto generadores. Se entro en la página WEB de DISPAC mediante el enlace WWW.dispac.com.co/CREG030/servelet/com.dispac.creg030.disponibilidad, realizando un recorrido por la página se pudo verificar que se tiene un sistema de información donde se puede acceder a la información de Autogeneradores y Generadores Distribuidos según la Resolución CREG 174/2.021. Se tiene un sistema de información para el trámite del usuario en línea, cuenta con la Cartilla que sirve como guía para los interesados en los trámites de la solicitud de acuerdo a las resoluciones CREG 016/11, 24/15 y 030/18.

Se encontró además el instructivo para el diligenciamiento de gestión de los proyectos enmarcados en la resolución CREG 030/2.018, los parámetros de disponibilidad, el formato de solicitud de conexión, el portal de gestión de solicitudes, las historias de las solicitudes.. Cumple todo lo solicitado por la normatividad vigente.

- Se tienen pendientes los siguientes reportes mes 12 al SUI: BRA8 y BRA11 de y los anuales BRA2, BRA4, BRA5, BRA6, BRA9, BRA10, BRA12 y BRA 13.

3.2. ASPECTOS COMERCIALES

3.2.1. Subsidios y contribuciones

Analizar las diferencias entre la información del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso – FSSRI (subsidios, contribuciones) y del Fondo de Energía Social - FOES cargada al SUI y lo reportado al Ministerio de Minas y Energía- Minenergía en forma trimestral, exponiendo las causas que originaron dichas diferencias y si la empresa deberá solicitar las respectivas reversiones de cargue al SUI.

A continuación se presenta la relación de los subsidios y contribuciones por cada trimestre de la vigencia 2021 reportado por DISPAC al SSRI y FOES:

Tabla No. 55
Subsidios y contribuciones I Trimestre

	ene-21	feb-21	mar-21	Total Trimestre
SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)				
ESTRATO 1	2.546.907.031	2.599.522.843	2.543.490.289	7.689.920.163
ESTRATO 2	153.545.424	157.442.072	153.563.245	464.550.741
ESTRATO 3	25.821.440	26.280.094	25.842.870	77.944.404
TOTAL SUBSIDIOS	2.726.273.895	2.783.245.009	2.722.896.404	8.232.415.308
CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)				
ESTRATO 5				0
ESTRATO 6				0
COMERCIAL	302.208.568	305.099.109	296.079.263	903.386.940
INDUSTRIAL	5.478.872	5.912.547	5.691.588	17.083.007
PROVISIONAL	33.058.707	35.697.304	32.773.395	101.529.406
SUBTOTAL CONTRIBUCIONES	340.746.147	346.708.960	334.544.246	1.021.999.353

Fuente: información reportada por la S.A E.S.P.

Tabla No. 56
Subsidios y contribuciones II Trimestre

	abr-21	may-21	jun-21	Total Trimestre
SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)				
ESTRATO 1	2.591.303.337	2.630.927.969	2.656.278.253	7.878.509.559
ESTRATO 2	156.021.280	157.469.183	159.046.477	472.536.940
ESTRATO 3	26.463.290	26.520.604	26.980.469	79.964.363
TOTAL SUBSIDIOS	2.773.787.907	2.814.917.756	2.842.305.199	8.431.010.862
CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)				
ESTRATO 5				0
ESTRATO 6				0
COMERCIAL	315.918.891	310.581.016	314.724.719	941.224.626
INDUSTRIAL	5.366.190	6.198.571	5.730.729	17.295.490
PROVISIONAL	41.138.836	37.418.368	41.284.233	119.841.437
SUBTOTAL CONTRIBUCIONES	362.423.917	354.197.955	361.739.681	1.078.361.553

Fuente: información reportada por la S.A E.S.P.

Tabla No. 57
Subsidios y contribuciones III Trimestre

	jul-21	ago-21	sept-21	Total Trimestre
SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)				
ESTRATO 1	2.621.133.953	2.695.841.494	2.706.033.781	8.023.009.228
ESTRATO 2	154.789.969	158.416.304	158.347.536	471.553.809
ESTRATO 3	26.512.026	26.761.889	26.865.973	80.139.888
TOTAL SUBSIDIOS	2.802.435.948	2.881.019.687	2.891.247.290	8.574.702.925

CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)				
ESTRATO 5				0
ESTRATO 6				0
COMERCIAL	313.637.911	333.592.794	330.874.342	978.105.047
INDUSTRIAL	6.033.997	6.108.871	5.869.515	18.012.383
PROVISIONAL	27.565.592	22.836.762	30.608.384	81.010.738
SUBTOTAL CONTRIBUCIONES	347.237.500	362.538.427	367.352.241	1.077.128.168

Fuente: información reportada por la S.A E.S.P.

Tabla No. 58
Subsidios y contribuciones IV Trimestre

	oct-21	nov-21	dic-21	Total Trimestre
SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)				
ESTRATO 1	2.727.018.846	2.797.613.775	2.750.835.492	8.275.468.113
ESTRATO 2	159.833.873	165.367.568	163.511.435	488.712.876
ESTRATO 3	27.201.810	27.538.789	27.284.854	82.025.453
TOTAL SUBSIDIOS	2.914.054.529	2.990.520.132	2.941.631.781	8.846.206.442

CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)				
ESTRATO 5	4			4
ESTRATO 6				0
COMERCIAL	336.466.748	336.256.967	331.753.495	1.004.477.210
INDUSTRIAL	5.928.260	5.600.131	5.757.809	17.286.200
PROVISIONAL	30.392.917	30.994.232	31.315.228	92.702.377
SUBTOTAL CONTRIBUCIONES	372.787.929	372.851.330	368.826.532	1.114.465.791

Fuente: información reportada por la S.A E.S.P.

Verificando la anterior información con la cargada en el Anexo: formato 1 reportado al SUI se encuentra que la información reportada para el trimestre I, III y IV es concordante con los subsidios indicados al FSSRI y FOES. Sin embargo, para el trimestre II de la vigencia 2021 se cargó en el Anexo: Formato 1 al SUI una información de subsidios y contribuciones diferente a la indicada anteriormente, tal como se puede observar a continuación:

Tabla No. 59
Diferencia subsidios y contribuciones trimestre II

Cifras expresadas en miles de pesos

	Conciliación II trimestre	Anexo Formato 1 - II trimestre	Diferencia
Subsidios	8.431.011	8.232.415	198.596
Contribuciones	1.078.362	1.021.999	56.362

Fuente: elaboración propia con información reportada por la S.A E.S.P.

Observación: DISPAC deberá realizar la respectiva reversión del cargue al SUI para el segundo trimestre de la vigencia 2021 ya que se presenta una diferencia en subsidios de \$198.596 y en contribuciones de \$56.362 (cifras expresadas en miles de pesos)

Analizar el impacto, en el corto, mediano y largo plazo, del giro de los subsidios del FSSRI y del FOES, de acuerdo a las asignaciones de recursos del Presupuesto General de la Nación y de los giros del Ministerio de Minas y Energía, así como el efecto en el aumento o disminución en el flujo del efectivo y sus posibles consecuencias en la liquidez de la empresa.

Como se analizó e indico en el presente informe, en el análisis de cuentas por cobrar de DISPAC, a diciembre 31 de 2021 el valor pendiente por cobrar al MME (Ministerio de Minas y Energía) alcanzó un valor de \$5.213.811, representando un alza del 88,57% con respecto al año anterior.

Tabla No. 60
Movimiento de subsidios y contribuciones

Cifras expresadas en miles de pesos

DETALLE	A diciembre 31 de 2021	A diciembre 31 de 2020	Variación absoluta	Variación relativa
SALDO INICIAL SUBSIDIOS POR COBRAR	2.764.897	7.314.978	(4.550.081)	-62,20%
Subsidios causados	34.406.210	30.472.957	3.933.253	12,91%
Contribuciones facturadas	(4.328.070)	(3.772.098)	(555.972)	14,74%
Giros recibidos del Ministerio de Minas y Energía	(27.480.510)	(31.132.882)	3.652.372	-11,73%
Giros de otros comercializadores	(148.716)	(118.058)	(30.658)	25,97%
TOTAL SUBSIDIOS POR COBRAR	5.213.811	2.764.897	2.448.914	88,57%

Fuente: información suministrada por la DISPAC

Este valor y alza con respecto al 2020 representa un efecto negativo en el flujo de efectivo además de un aumento en la rotación de las cuentas por cobrar, sin embargo, es importante precisar que con las gestiones adelantadas el valor de subsidios pendiente fue cancelado en el primer trimestre de 2022.

En el proceso de verificación de los subsidios y las contribuciones y del FOES, identificar varios aspectos que se consideran necesarios para que sean incluidos en el informe a realizar, así:

- Evaluar trimestralmente el cumplimiento de la adecuada aplicación de los subsidios, contribuciones y FOES, realizado por el comercializador con base en la normatividad vigente.
- Analizar en detalle el procedimiento utilizado por la empresa para la aplicación de los subsidios y contribuciones y FOES.
- Analizar el balance de subsidios y contribuciones (Déficits o superávits y acumulados) y balance de FOES (recibido vs. aplicado).

Se realiza por medio de muestreo para la vigencia 2021 que se esté cumpliendo con la adecuada asignación y aplicación de los porcentajes de subsidios y contribuciones que se tengan estipulados por la cabecera municipal.

Con las pruebas realizadas se puede determinar que la aplicación de las asignaciones realizadas para subsidios y contribuciones están acorde a la regulación:

- Se evidencia aplicación de subsidios de 56%, 45% y 15% para los estratos 1, 2 y 3 respectivamente; encontrando excepciones de no cobro, cobro promedio, usuarios nuevos, entre otros.
- Se evidencia aplicación de contribuciones del 17% para los estratos no residenciales comercial, industrial y provisional.

Efectuar comentarios sobre la clasificación, registro, actualización anual de las Áreas Especiales (BS, ZDG, ARMD) del FOES y acuerdos con suscriptor comunitario en el caso que aplique; es decir, verificar si estas Áreas cuentan con su debida certificación, acta de elección del suscriptor comunitario, aval de los alcaldes o autoridad competente y los acuerdos con suscriptor comunitario vigentes.

Se considera que la clasificación, registro y actualización de las áreas especiales detectadas para DISPAC en relación con BS, ZDG y ARMD se encuentra documentada y debidamente gestionada, contando con la debida certificación, acta y/o avales por parte de las autoridades competentes.

Para las Áreas rurales de menor desarrollo - ARMD se evidencian trece (13) certificaciones de las respectivas alcaldías con vigencia 2021, donde se indica el índice promedio de la zona rural por cada zona, así:

1. Alcaldía Municipal del Municipio del Atrato: 71,26%
2. Alcaldía Municipal de Medio Baudo: 100%
3. Secretario General y de Gobierno del Municipio de Istmina: 73,59%
4. Alcaldía de Lloró: 81,44%
5. Alcaldía Municipal de Novita: 80%
6. Alcaldía del Municipio Río: 82%
7. Alcaldía Municipal de Río Quito - Chocó: 66%
8. Alcaldía Municipal de Quibdó: 79%
9. Alcaldía Municipal de Condoto: 54%
10. Alcaldía Municipal de Bagadó: 77%
11. Alcaldía Municipal de Medio San Juan: 65%
12. Alcaldía Municipal de San José de Tadó: 82%
13. Alcaldía Municipio de Cértegui: 80%

En cuanto a los barrios subnormales se presentan diez (10) certificados de las alcaldías reportando los barrios debidamente reportados ante el SUI y declarados como barrios subnormales, distribuidos en los municipios que se muestran a continuación:

1. Alcaldía de Bagadó: barrio Minuto de Dios.
2. Alcaldía de Quibdó: barrio Villa Avelina, Villa del Carmen, Perlas de Helena, Bosque de la Platina, Cascorba sector Buenavista, Álamos y Altos de Cabi.
3. Alcaldía de Condoto: barrio Bebedocito.

Por último, para las Zonas de Difícil Gestión se encuentra el certificado de Leal e Ingenieros S.A.S. del 25 de junio de 2021 se identificaron cuatrocientos veintiún usuarios de seis barrios que poseen cartera vencida lo que permite identificarlos como usuarios de zonas de difícil gestión, con el fin de que puedan acceder al beneficio FOES.

Analizar la información que se reporta mensualmente al SUI en lo relacionado al otorgamiento de subsidios, facturación de contribuciones y aplicación del beneficio FOES, sea consistente con el sistema comercial interno del prestador.

La información reportada por DISPAC en la plataforma SUI, mediante el Anexo: Formato 1 se encuentra alineada con la información reportada al FSSRI y FOES (exceptuando el trimestre II de la vigencia 2021 como se expuso anteriormente) sin embargo, al generar la información de los reportes comerciales que

genera el SUI para la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A E.S.P. Se presentan diferencias con el formato en mención, situación que como Auditores Externos de Gestión y Resultados de diferentes prestadores hemos indicado.

Las diferencias que se presentan se describen a continuación:

Tabla No. 61
Diferencias reporte SUI

Cifras expresadas en miles de pesos

TRIMESTRE	ANEXO FORMATO 1		REPORTE SUI		DIFERENCIA	
	Subsidios	Contribuciones	Subsidios	Contribuciones	Subsidios	Contribuciones
Trimestre I	\$8.232.415	\$1.021.999	\$8.229.771	\$1.031.581	\$2.644	-\$9.581
Trimestre II	\$8.232.415	\$1.021.999	\$5.588.706	\$716.622	\$2.643.710	\$305.377
Trimestre III	\$8.574.703	\$1.077.128	\$8.567.671	\$1.076.929	\$7.032	\$199
Trimestre IV	\$8.846.206	\$1.114.466	\$8.844.502	\$1.114.466	\$1.704	\$0

Fuente: con información reportada por la S.A E.S.P. y reportes descargados de la plataforma SUI.

Generar alertas a la Superintendencia sobre el cumplimiento de los giros tanto efectuados como recibidos a otros y de otros comercializadores, de acuerdo con lo establecido en el Decreto 847 de 2001 y el decreto modificatorio Decreto 201 de 2004, en su Artículo 2 Literal b) Giros.

No se generan alertas para la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD. Los giros recibidos de otras comercializadoras se vienen efectuando periódicamente, tal como se muestra en la tabla a continuación:

Tabla No. 62
Giros recibidos otros comercializadores mes a mes

Cifras expresadas en miles de pesos

MES	VALOR GIRO OTRAS COMERCIALIZADORAS
Enero	11.162
Febrero	11.304
Marzo	11.034
Abril	11.477
Mayo	13.010
Junio	12.220
Julio	11.968
Agosto	12.595
Septiembre	13.323
Octubre	13.261
Noviembre	13.433
Diciembre	13.928
Total	148.716

Fuente: elaboración propia con información de la S.A E.S.P.

Con relación a los acuerdos de mejoramiento en las Áreas Especiales (BS, ZDG, ARMD), verificar que los períodos de continuidad del servicio de energía aplicados por el prestador, estén de acuerdo con lo pactado en los acuerdos con el suscriptor comunitario.

Se encuentra un plan de mejoramiento firmado el 22 de junio de 2021 con objetivo de diseñar, desarrollar e implementar un programa de mejora de los indicadores de cartera en las Zonas de Difícil Gestión, mediante el fortalecimiento y articulación de la gestión de la empresa, la comunidad atendida, el suscriptor comunitario o su representante y de los gobiernos nacional y local.

Las responsabilidades del plan están divididas en cuatro actores fundamentales: empresa, representante del suscriptor comunitario, la comunidad y el gobierno. El mismo contiene un plan de metas para mejorar los indicadores en cuestión determinado de la siguiente manera:

**Imagen No. 50
Determinación de metas**

Cartera vencida mayor a 90 días por parte del: *	% a mejorar **
70% o más de los usuarios	15%
Mayor o igual a 60% y menor de 70%	14%
Mayor o igual a 50% y menor de 60%	13%
Mayor o igual a 40% y menor de 50%	12%
Mayor o igual a 37.5% y menor de 40%	11%
Mayor o igual a 35% y menor de 37.5%	10%
Mayor o igual a 32.5% y menor de 35%	9%
Mayor o igual a 30% y menor de 32.5%	8%

Fuente: plan de mejoramiento ZDG.

MEDICIÓN

Verificar, analizar los impactos correspondientes y dar el respectivo reporte de alerta ante la SSPD, por los posibles incumplimientos relacionados con el régimen regulatorio correspondiente al Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014, en particular sobre: a) Responsabilidades como Representante de Frontera, RF, de la empresa, b) cumplimiento de requisitos de los sistemas de medida, c) protección de datos de las fronteras comerciales con reporte al ASIC, d) Centro de Gestión de Medidas, CGM, e) Límite de fallas para las fronteras comerciales, f) Cumplimiento al plan de normalización para las fronteras comerciales a las que corresponda.

Las fronteras comerciales de las cuales DISPAC S.A. E.S.P es Representante de Frontera son las descritas en la tabla 1.

**Tabla No. 63
Descripción de las fronteras de comercialización.**

Código SIC	Nombre Frontera	Tipo Frontera	Representante	Operador de Red
Frt 22158	CHOCÓ	Entre Agentes	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR
Frt10360	CHOCÓ	Entre Agentes	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR

Fuente: información entregada por el cliente

Las fronteras comerciales Frt 22158 y Frt 10360 corresponden, respectivamente, a exportación e importación entre el mercado de comercialización Chocó y el Sistema de Transmisión Nacional – STN,

en la subestación La Virginia (Pereira, Risaralda). Por lo tanto, ambas fronteras comparten el mismo sistema de teled medida y comunicaciones.

Durante el año 2021, se presentaron 3 situaciones de falla, como se expone a continuación:

1. 2021-01-04: Falla No Envío de Lectura, fronteras Frt 22158 - Frt10360
2. 2021-05-03: Falla No Envío de Lectura, fronteras Frt 22158 - Frt10360
3. 2021-08-23: Falla No Envío de Lectura, fronteras Frt 22158 - Frt10360

En ambos casos, no fueron realizados a tiempo los reportes automáticos de datos de operación diaria al ASIC por falla de comunicación entre el servidor del CGM y los medidores y, según el Artículo 2 de la Resolución CREG 033 de 2019, que modifica el Anexo 8 de la Resolución CREG 038 de 2014, "En caso de que el RF no reporte la información de alguna frontera se entiende que esta se encuentra en falla".

Teniendo en cuenta que el límite de fallas establecido en Anexo 11 Resolución CREG 038 de 2014 para este tipo de frontera es dos (2) al año, tras la tercera falla fue necesario establecer un plan de normalización para las fronteras.

Dado que las fallas de no envío de lectura se debieron en todos los casos a fallas de comunicación, el plan de normalización se enmarca en: cambio de switch de comunicaciones, puesta en operación de módems inalámbricos para comunicación redundante, revisión de todos los elementos de infraestructura de comunicaciones, configuración de flujos de trabajo más avanzados en software de gestión PrimeStone, concientización y capacitación de personal de diferentes áreas para atención al CGM y establecimiento de plan de revisión y/o mantenimiento continuo.

El plan se planteó con una duración total de 6 meses, comenzando el 01 de octubre de 2021 y finalizando el 30 de marzo de 2022, aunque las actividades anteriormente mencionadas se ejecutaron con suficiencia durante 2021, y quedó programado para 2022 dar seguimiento a las configuraciones realizadas para perfeccionarlas y continuar con la constante capacitación del personal, además reportar finalización al plan para recibir la verificación extraordinaria.

La vigencia 2021 termina con operación normal de la frontera y actividades del plan de normalización al día.

Verificar el porcentaje de macro y micromedición del comercializador en todos los mercados que atiende, indicado si el porcentaje de usuarios sin medidor se encuentra por debajo del 5% establecido en el artículo 146 de la Ley 142 de 1994; adicionalmente, deberá realizar una valoración de la antigüedad, la tasa de falla, el mantenimiento, las verificaciones y reposiciones de los equipos de medida instalados a usuarios finales.

El porcentaje de macro medición es del 52,3% es decir de los 1994 transformadores a cierre del 2021, 1044 estaban con Macro medición y el 89% de micro medición de los 103.656 usuarios a cierre de 2021, 92.458 se encuentran con una medida instalada.

Al cierre del año 2021 tuvimos 11.198 clientes sin medidor los cuales han sido trabajados con las campañas de normalización de usuarios directos con Facturación, revisión de consumos 0, atención o revisión de novedades en la medida, revisiones por alto o bajo consumo y barridos por circuito.

Conceptuar sobre el cumplimiento de los planes de revisión, mantenimiento y reposición de medidores a los usuarios finales, así como verificar que el procedimiento implementado por la empresa para tal propósito cumpla con los principios y requisitos establecidos en la ley y la regulación para garantizar el debido proceso.

En los planes ejecutados para la vigencia 2021, se encuentran los cambios de medidor a usuarios matriculados, el directo con facturación normalizado y los nuevos suministros encontrados en terrenos representando para la vigencia un total de 4.749.