
**INFORME ANUAL
DE GESTIÓN EMPRESARIAL
Y EVALUACION PRESUPUESTAL**

**AÑO 2021
(sin auditar)**

HIDRANDINA S.A.	Evaluación Anual	Año 2021
-----------------	------------------	----------

Informe Anual de Gestión Empresarial y Evaluación Presupuestal

Estructura

I.- Objetivo

II.- Base Legal

III.- Aspectos Generales

IV.- Plan Estratégico

V.- Gestión Operativa

VI.- Gestión Financiera

VII.- Gestión de Caja

VIII.- Gestión Presupuestal

IX.- Resultados de la encuesta de clima organizacional

X.- Hechos de Importancia

XI.- Principales logros

XII.- Conclusiones y Recomendaciones

XIII- Anexos

HIDRANDINA S.A.	Evaluación Anual	Año 2021
-----------------	------------------	----------

Informe Anual de Gestión Empresarial y Evaluación Presupuestal

I.- Objetivo

Evaluar el desempeño, operativo, financiero y presupuestal de la empresa del año 2021 con la finalidad de cumplir con las metas previstas por la empresa en su plan operativo y estratégico aprobado.

II.- Base Legal

- 2.1 Directiva Corporativa de Gestión Empresarial de FONAFE
Aprobada mediante Acuerdo de Directorio N° 003-2018/006-FONAFE de fecha 26.06.2018, modificada mediante Acuerdo de Directorio N° 002-2018/011-FONAFE de fecha 05/12/2018 y segunda modificación mediante Acuerdo de Directorio N° 003-2021/003-FONAFE de fecha 10/05/2021.
- 2.2 Acuerdo de Directorio de aprobación del Plan Operativo y Presupuesto (Presupuesto Inicial)
Aprobado mediante Acuerdo de Directorio N° 003-2020/009-FONAFE, comunicado con Oficio SIED N° 269-2020/GPC/FONAFE de fecha 17 de diciembre 2020.
- 2.3 Acuerdo de Directorio de aprobación del Plan Operativo y Presupuesto (Presupuesto Modificado)
Aprobado mediante Acuerdo de Directorio N° 001-2021/009-FONAFE, comunicado con Oficio SIED N° 299-2021/GPC/FONAFE de fecha 09 de diciembre 2021.
- 2.4 Acuerdo de Directorio de FONAFE de aprobación del Plan Estratégico de la Empresa.
Acuerdo de Directorio n.º 006-2017/016-FONAFE el 17.10.2017, comunicado con oficio SIED 105-2017/GPE/FONAFE, modificado con Resolución N° 071-2018/DE-FONAFE de fecha 24 de agosto de 2018, comunicado con oficio SIED N° 114-2018/GPE/FONAFE, la segunda modificación fue aprobada mediante resolución No. 092-2019/DE-FONAFE de fecha 17 de octubre 2019, la tercera modificación fue aprobada mediante resolución No. 087-2020/DE-FONAFE de fecha 26 de noviembre 2020, comunicada con oficio SIED N° 244-2020/GPC/FONAFE de fecha 04 de diciembre 2020.

III.- Aspectos Generales

3.1 Naturaleza Jurídica y constitución

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A. – HIDRANDINA S.A. es responsable de brindar el servicio público de electricidad dentro de su zona de concesión, la cual abarca la región norte medio del Perú, mediante el desarrollo de actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica, y, en menor medida, mediante el desarrollo de actividades de sub-transmisión y generación propia de energía eléctrica (en centros aislados).

HIDRANDINA S.A. se estableció conforme a las Leyes de la República del Perú, siendo su domicilio legal en la Av. España N° 1030, Trujillo, La Libertad. Su central telefónica es (044) 481300 y su faximil es (044) 481300 Anexo 83201. Hidrandina S.A. cuenta en la actualidad con cuatro (04) Unidades de Negocio y una (01) Central Mayor.

Constitución e inscripción

En el marco del proceso de regionalización del sub sector eléctrico, dispuesto por el Gobierno Peruano en el año 1983, Hidrandina S.A. fue autorizada a operar desde el 5 de abril de 1983, mediante Resolución Ministerial N° 089-93-EM/DGE emitida por el Ministerio de Energía y Minas, constituyéndose como empresa pública de derecho privado, formalizándose mediante Escritura Pública el 8 de julio de 1983, sobre la base de la Empresa Hidroeléctrica Andina (Hidrandina S.A.) que fuera creada en el año 1946.

3.2 Objeto Social

Las actividades principales que desarrolla Hidrandina S.A. comprenden la distribución y comercialización de energía eléctrica dentro del área de concesión autorizada, la misma que comprende:

- Los Departamentos de Ancash y la Libertad en su integridad.
- Las Provincias de Contumazá, Cajamarca, San Pablo, Celendín, San Marcos, San Miguel y Cajabamba del departamento de Cajamarca.

En adición y en menor medida, desarrolla actividades de sub-transmisión, y actividades de generación de energía eléctrica en centros aislados, pudiendo prestar servicios de consultoría de contraste de medidores eléctricos y diseñar o ejecutar estudios u obras vinculadas a las actividades eléctricas

3.3 Accionariado

Al 31 de Diciembre 2021

Accionista	Acciones					Participación %
	Clase A1	Clase A2	Clase B	Clase C	Total	
FONAFE	467,935,949	-	245,652,133	24,471	713,612,553	95.2478%
Accionistas Privados	-	35,604,066	-	-	35,604,066	4.7522%
Total	467,935,949	35,604,066	245,652,133	24,471	749,216,619	100.0000%
%	62.4567%	4.7522%	32.7879%	0.0033%	100.0000%	

3.4 Directorio y Gerencia

N°	Apellidos y Nombres	Cargo	Situación*	Fecha de Designación**
1	Arturo Vásquez Cordano ⁽¹⁾	Presidente	Nombrado	19.06.2020 a la fecha
2	Iris Cárdenas Pino ⁽²⁾	Director	Nombrado	19.06.2020 a la fecha
3	Luis Barranzuela Farfán ⁽³⁾	Director	Nombrado	19.06.2020 a la fecha
4	Primitivo Alejo Beltrán ⁽⁴⁾	Director	Nombrado	19.06.2020 a la fecha
5	Mario Arrospide Medina ⁽⁵⁾	Director	Nombrado	07.06.2021 a la fecha

- (1) Designado por Acuerdo de Directorio N° 001-2020/004-FONAFE, publicado el 26 de mayo de 2020 en el Diario Oficial "El Peruano"
- (2) Designado por Acuerdo de Directorio N° 001-2020/004-FONAFE, publicado el 26 de mayo de 2020 en el Diario Oficial "El Peruano".
- (3) Designado por Acuerdo de Directorio N° 001-2020/004-FONAFE, publicado el 26 de mayo de 2020 en el Diario Oficial "El Peruano".
- (4) Designado por Acuerdo de Directorio N° 001-2020/004-FONAFE, publicado el 26 de mayo de 2020 en el Diario Oficial "El Peruano".
- (5) Designado por Acuerdo de Directorio N° 001-2021/003-FONAFE, publicado el 11 de mayo de 2021 en el Diario Oficial "El Peruano".

El Comité Corporativo de Gestión está conformado por:

N°	Apellidos y Nombres	Cargo	Situación*	Fecha de Designación**
1	Alfredo Oré Brañez	Gerente Corporativo Comercial	Encargado	27.06.2019 a la fecha
2	Lizardo Ojeda Lopez	Gerente Corporativo de Administración y Finanzas	Encargado	05.12.2020 a la fecha



3	Roberto La Rosa Salas	Gerente Corporativo de Proyectos	Nombrado	16.10.2015 a la fecha
4	Luis Aguirre Pesantes	Gerente Corporativo Técnico y de Electrificación Rural	Nombrado	26.06.2018 a la fecha
5	Giancarlo Gustavo Pérez Salinas	Gerente Corporativo del Asesoría Legal	Nombrado	11.11.2021 a la fecha
6	Simeón Peña Pajuelo	Gerente Corporativo de Desarrollo y Control de Gestión	Nombrado	01.07.2018 a la fecha

Los principales funcionarios de HIDRANDINA S.A. son:

N°	Apellidos y Nombres	Cargo	Situación*	Fecha de Designación**
1	Javier Muro Rosado ⁽¹⁾	Gerente General	Nombrado	27.06.2019 a la fecha
2	Ricardo Arrese Pérez ⁽²⁾	Gerente Regional	Nombrado	01.03.2019 a la fecha
3	Glenda Gadea Pérez ⁽³⁾	Gerente Técnico (e)	Encargada	23.09.2021 a la fecha
4	Richar Ramos Verástegui ⁽⁴⁾	Gerente Administración y Finanzas	Nombrado	27.06.2019 a la fecha
5	César Chuyes Gutiérrez ⁽⁵⁾	Gerente Comercial	Nombrado	01.12.2014 a la fecha
6	Carmen Miñano Vilchez ⁽⁶⁾	Contador General	Nombrada	26.08.2020 a la fecha
7	Ronny Luis Rubina Meza ⁽⁷⁾	Jefe de Control Institucional	Designado por CGR	16.07.2021 a la fecha

(1) Nombrado mediante Sesión de Directorio del 27.06.2019.

(2) Nombrado a partir del 01.03.2019 en sesión de Directorio 003-2019.

(3) Encargada mediante Sesión de Directorio 016-2021 del 25-08-2021, con vigencia a partir del 23.09.2021.

(4) Nombrado mediante Sesión de Directorio desde el 27.06.2019

(5) Designado mediante Sesión de Directorio 022-2014 del 20-11-2014, encargado desde el 29.12.2011

(6) Nombrada según Acuerdo de Directorio 007-2020 del 26.08.2020

(7) Designado por la Contraloría General de la República con Resolución de Contraloría N° 0147-2021-CG.

3.5 Marco Regulatorio

Las actividades de Hidrandina S.A. son reguladas por el Decreto Legislativo N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, promulgado el 6 de noviembre de 1992, su reglamento, Decreto Supremo N° 009-93-EM, promulgado el 19 de febrero de 1993; y sus diversas normas modificatorias y ampliatorias.

En ella se establece un régimen de libertad de precios para los servicios que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en aquellos servicios que por su naturaleza lo requieran. La tarifa de suministro de energía eléctrica a los clientes regulados es determinada por Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT) del OSINERGMIN, de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, para lo cual desarrolla una empresa modelo. Las tarifas para clientes libres son negociadas entre las partes, pudiendo las empresas generadoras también distribuir a estos clientes la energía, dado que la ley promueve la competencia.

De acuerdo con la Ley, el sector eléctrico peruano está dividido en tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución. A partir de octubre del año 2000 el sistema eléctrico peruano está conformado por un solo Sistema Interconectado Nacional (SINAC), además de algunos sistemas aislados. La compañía desarrolla sus operaciones dentro del segmento de distribución de energía perteneciendo al SINAC.

La operación de las centrales de generación y sistemas de transmisión se sujetan a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional – COES-SINAC, a fin de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando el abastecimiento de energía eléctrica y mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El COES-SINAC regula los precios de transferencia de potencia y energía entre los generadores, así como las compensaciones a los titulares de los sistemas de transmisión.



Adicionalmente, las principales normas que rigen las actividades de la compañía son:

(a) Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG)

Mediante Ley n.° 26734, promulgada el 27 de diciembre de 1996, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía – OSINERG, cuya finalidad es supervisar las actividades que desarrollan las empresas en los sub-sectores de electricidad e hidrocarburos, velar por la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario y fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesión, así como de los dispositivos legales y normas técnicas vigentes, incluyendo los relativos a la protección y conservación del medio ambiente. Asimismo, debe fiscalizar el cumplimiento de los compromisos de inversión de acuerdo a lo establecido en los respectivos contratos.

(b) Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Mediante Decreto Supremo n.° 020-97-EM, se aprobó la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (NTCSE), que establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluyendo el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas del sector eléctrico y los clientes que operan, en el marco de lo establecido en la ley de concesiones eléctricas.

La NTCSE contempla procedimientos de calidad, medición, tolerancias y una aplicación progresiva (por etapas), asignando la responsabilidad de su implementación y aplicación al OSINERGMIN, así como la aplicación, tanto en las empresas eléctricas como en los clientes, de penalidades y compensaciones en casos de incumplimiento de los parámetros establecidos por la norma. Actualmente se encuentra en aplicación la tercera etapa de la NTCSE.

(c) Ley n.° 26887 – Ley General de Sociedades, sus modificatorias y ampliatorias.

(d) Ley n.° 27170, ley de creación del FONAFE y modificatorias.

(e) Decreto Legislativo n.° 674, ley de promoción de la inversión privada en las empresas del Estado, publicada el 27 de septiembre de 1991.

(f) Resolución Suprema n.° 355-92-PCM, publicada el 04 de julio de 1992, a través de la cual se ratificó el acuerdo adoptado por la comisión de promoción de la inversión privada (COPRI), de aprobación del plan de promoción a la inversión privada de las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad.

(g) Acuerdo COPRI n.° 207-98 publicado el 28 de octubre de 1998, en base al cual Hidrandina S.A., a partir de la transferencia del 30% de su accionariado al sector privado, quedó sujeta al régimen de la actividad privada sin más limitaciones que las que rigen para las empresas del sector privado, en lo que no se opongan al Decreto Legislativo N° 674.

(h) Acuerdo COPRI n.° 363-01-2001 publicado el 16 de enero de 2002, a través del cual se estableció que Hidrandina S.A. continuará sujeta al régimen de la actividad privada sin más limitaciones que las que disponga FONAFE, y siempre que no se oponga a lo dispuesto en el Decreto Legislativo n.° 674, normas complementarias y reglamentarias.

(i) Oficio n.° 446-2002/DE-FONAFE, mediante el cual el FONAFE comunica que Hidrandina S.A. se encuentra sujeta bajo el ámbito de la Contraloría General de la República.

(j) Directiva para la solución de controversias patrimoniales entre las empresas bajo el ámbito del FONAFE, aprobada por acuerdo de directorio n.° 002-2002/014-FONAFE

(k) Directiva de Transparencia en la gestión de las empresas bajo el ámbito del FONAFE, aprobada mediante Resolución de Dirección Ejecutiva n.° 065-2004/DE-FONAFE, del 03 de agosto del 2004.



(l) Código de Buen Gobierno Corporativo para las empresas bajo el ámbito del FONAFE, aprobado mediante acuerdo de directorio n.º 002-2013/033-FONAFE del 08 de marzo de 2013, y publicado el 31 de mayo de 2013 en el Diario Oficial El Peruano.

(m) Directiva de tecnologías de información y comunicaciones, aprobada con acuerdo de directorio n.º 004-2007/010-FONAFE.

(n) Directiva Corporativa de Gestión Empresarial de FONAFE aprobada mediante Acuerdo de Directorio N° 03-2018/006-FONAFE, de aplicación a las Empresas del Estado de accionariado único, con accionariado privado o con potestades públicas, de conformidad con lo dispuesto en el Decreto Legislativo N° 1031; así como aquellas Empresas cuyos títulos representativos de capital social se encuentren bajo la administración de FONAFE o entidad pública incorporada bajo el ámbito de FONAFE –en lo que le resulte aplicable- en ambos casos por disposición normativa

3.6 Fundamentos Estratégicos

a. Visión

Consolidarnos como empresa de distribución eléctrica moderna, eficiente y reconocida por brindar servicios de calidad responsablemente.

b. Misión

Somos una empresa de distribución eléctrica que brinda servicios de calidad con excelente trato y oportuna atención, para incrementar la satisfacción y generación de valor económico, social y ambiental en nuestros grupos de interés, contribuyendo al desarrollo de nuestras áreas de influencia y la mejora continua de la gestión, con tecnología, seguridad y talento humano comprometido, que hace uso de buenas prácticas de gestión.

3.7 Área de Influencia de las operaciones de la empresa (Mercado que atiende)

Hidrandina S.A. es una empresa de servicio público de electricidad, que se dedica a la distribución y comercialización de energía eléctrica en su zona de concesión, y, en menor medida a actividades de sub-transmisión y generación eléctrica, siendo su área de influencia la región norte medio del Perú, conformada por los Departamentos de La Libertad y Ancash en su integridad, y las Provincias de Contumazá, Cajamarca, San Pablo, Celendín, San Marcos, San Miguel y Cajabamba, del departamento de Cajamarca.

La zona de concesión otorgada a Hidrandina S.A. comprende un total de 2 667,68 km² para un ámbito geográfico de 78 070,29 km². La zona de concesión cuenta con una población aproximada de 3 598 833 habitantes. Al cierre del año 2020, la empresa atiende un total de 946 804 clientes dentro de su ámbito de concesión, alcanzando un índice de electrificación del 85,30%.

Dic 2021			
Hidrandina		LLNO	
Clientes	989,435	Clientes	104,202
Coef. Electrificación	89.5%	Coef. Electrificación	97.5%
Area de Concesión(Km2)	3,169	Area de Concesión(Km2)	276
Redes MT (Km)	17,678	Redes MT (Km)	1,513
Redes BT (Km)	24,895	Redes BT (Km)	1,679
SED	17,871	SED	1,766
Datos actualizados al 31/03/2021			
Trujillo		Huaraz	
Clientes	380,970	Clientes	138,686
Coef. Electrificación	87.9%	Coef. Electrificación	76.6%
Area de Concesión(Km2)	1,793	Area de Concesión(Km2)	123
Redes MT (Km)	5,052	Redes MT (Km)	4,004
Redes BT (Km)	8,311	Redes BT (Km)	3,933
SED	5,763	SED	3,098
Chimbote		Cajamarca	
Clientes	159,392	Clientes	206,185
Coef. Electrificación	89.1%	Coef. Electrificación	100.5%
Area de Concesión(Km2)	312	Area de Concesión(Km2)	665
Redes MT (Km)	2,103	Redes MT (Km)	5,006
Redes BT (Km)	2,628	Redes BT (Km)	8,344
SED	3,073	SED	4,171



3.8 Participación en el mercado

Hidrandina S.A. es una empresa de servicio público de economía mixta que opera en el rubro electricidad. Perteneció al Grupo Distriluz y forma parte de las empresas que se encuentran bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE).

3.9 Líneas de negocio de la empresa

HIDRANDINA S.A., presta el servicio de energía eléctrica en la región norte medio del país, desarrolla las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica, y, en menor medida, actividades de sub-transmisión y generación propia de energía eléctrica (en centros aislados) dentro de su zona de concesión.

(MWH)

Concepto	Real al Año-2021	Meta al Año-2021	Var. %	Real al Año-2020	Var. %
(+) Adquirido a generadoras	2,167,788	2,163,527	0.20%	2,059,751	5.25%
(+) Generación propia	36,232	33,213	9.09%	36,583	-0.96%
(-) Pérdidas en transmisión	110,821	104,992	5.55%	91,031	21.74%
(-) Consumo propio	4,697	4,010	17.13%	3,643	28.93%
Total Energía Disponible	2,088,502	2,087,738	0.04%	2,001,660	4.34%

Concepto	Real al Año-2021	Meta al Año-2021	Var. %	Real al Año-2020	Var. %
Venta clientes libres AT	89,602	91,619	-2.20%	82,026	9.24%
Venta clientes libres MT	299,004	304,969	-1.96%	296,188	0.95%
Venta clientes regulados AT	1,987	1,905	4.30%	6,498	-69.42%
Venta clientes regulados MT	340,601	344,224	-1.05%	324,564	4.94%
Venta clientes regulados BT	1,089,406	1,089,534	-0.01%	1,032,987	5.46%
Total Ventas	1,820,600	1,832,251	-0.64%	1,742,263	4.50%

3.10 Logros.

- La ganancia neta obtenida al cierre del año 2021 de S/ 114,97 MM menor en 8,1% a la meta programada y mayor en 4% al registrado el año anterior.
-
- La inversión ejecutada al cierre del año 2020 fue de S/ 78,46 MM, superior en 24,1% a la meta modificada, mayor a la meta inicial en 44% y superior en 111% a la ejecución del año anterior.

Obras concluidas en el año 2021:

- ✓ Ampliación de Redes Primarias, Secundarias y Alumbrado Público en Asentamientos Humanos de la Provincia de Chepén, con una inversión aprobada de S/ 0,8 MM.
- ✓ Ampliación de Redes de distribución de los sectores Villa El Sol V-A y Villa San José V-B El Milagro – Huanchaco, con una inversión aprobada de S/ 0,3 MM.
- ✓ Ampliación Marginal de las Redes De Distribución Primaria, Secundaria Y Conexiones Domiciliarias de 03 Sectores El Porvenir, 01 Sector Huanchaco – Trujillo, 01 Sector Bellavista – Nepeña, con una inversión aprobada de S/ 4,2 MM.
- ✓ Saldo de Obra: Reubicación de Red Primaria en AMT 10kV Tramo Aeropuerto – Cerro La Virgen a través del Soterrado de Red Aéreo del distrito de Huanchaco; con una inversión aprobada de S/ 1,2 MM.
- ✓ Saldo de Obra: Rehabilitación de la SET Huarmey, con una inversión aprobada de S/ 0,3 MM.
- ✓ Mejoramiento y Ampliación de Redes de distribución Primaria, Secundaria y Alumbrado Público asociado a 8 SED's de los sectores de La Primavera, Antenor Orrego y Ramal Playa, con una inversión aprobada de S/ 3,9 MM.
- ✓ Mejoramiento y Ampliación de Redes asociado a 20 SED's del Sistema Eléctrico de Trujillo, en los distritos de La Esperanza y El Porvenir, con una inversión aprobada de S/ 15,3 MM.
- ✓ Renovación de Línea de conducción en el Mejoramiento de línea L-3340 y L-3341 de 34.5kV Cruce Río Chicama - Saldo de Obra, con una inversión aprobada de S/ 1,6 MM.
- ✓ Mejoramiento Redes de Distribución Primarias, Secundarias y Alumbrado Público de la Localidad de Cascas, Provincia de Gran Chimú; con una inversión aprobada de S/ 4,6 MM.
- ✓ Ampliación de Redes Primarias, Secundarias para 04 sectores: AAHH Las Flores, sector El Reposo - CP El Milagro, Ramón Castilla Centro Poblado - El Trópico y AAHH Huanchaquito Alto, con una inversión aprobada de S/ 2,4 MM.

Entre los principales proyectos en ejecución del año 2021 tenemos:

- ✓ Proyectos Grupo I: Rehabilitación L.T. 138kV SE Chimbote Sur - SE Nepeña, SE Nepeña - SE San Jacinto y SE Nepeña - SE Casma, incluye bahías, con una inversión aprobada de S/ 42,5 MM.
- ✓ Mejoramiento y Ampliación de Líneas primarias, Redes Primarias, SEDs, Redes Secundarias y Alumbrado Público asociado a 12 SEDs del Sistema Eléctrico de Chimbote y Nuevo Chimbote, con una inversión aprobada de S/ 3,6 MM.



- ✓ Mejoramiento y Ampliación de Redes de distribución Primaria, SEDs, Secundaria y Conexiones Domiciliarias asociadas a 24 SEDs de 04 localidades del distrito de Moche, con una inversión aprobada de S/ 9,7 MM.
- ✓ Mejoramiento Redes de Distribución Primarias, Secundarias y Alumbrado Público de la Localidad de Guadalupe, Provincia de Pacasmayo; con una inversión aprobada de S/ 12,2 MM.
- ✓ Instalación del transformador SET Trapecio 138/22.9/13.8 kV - 40 MVA y celdas asociadas, con una inversión aprobada de S/ 3,5 MM.
- ✓ Mejoramiento de Subestaciones tipo caseta de las SED'S HI0071, HI0076, HI0184, HI0114, HI0150 Sector Buenos Aires - V. Larco, con una inversión aprobada de S/ 0,9 MM.
- ✓ Mejoramiento de Subestaciones tipo caseta de las SED'S HI1413, HI1414, HI1415, HI1416, HI1418 El boquerón, María del Socorro y Los Tumbos – Huanchaco, con una inversión aprobada de S/ 0,6 MM.
- ✓ Mejoramiento de Subestaciones tipo caseta de las SED'S HI0057, HI0151, HI0058, HI0113 sectores Buenos Aires y Vista Alegre - V. Larco, con una inversión aprobada de S/ 0,6 MM.
- ✓ Ampliación del Servicio de Energía Eléctrica Rural mediante una Red de MT en 10kV Bifásico, BT 440/220V, Conexiones Domiciliarias y A. Público para sectores Campiña La Merced Alta y Baja – Laredo, con una inversión aprobada de S/ 1,4 MM.
- ✓ Ampliación de Redes MT, BT y A. Domiciliarias en 5 sectores: 3 sectores Moche (1) Tequila AMT HDS101, (2) Barranca Curva de Sun TSU012, (3) Vecinos Unidos I-B HDS101 y 2 sectores Salaverry (1) AH Alberto Fujimori Mz Ñ AMT SAL 01, (2) Santa Fe AH Alto Salaverry HDS102; con una inversión aprobada de S/ 0,8 MM.

3.11 Descripción del comportamiento de los principales indicadores macroeconómicos que impactan en la gestión a la empresa al cierre del año 2021.

- El crecimiento del PBI durante el año 2021 impacta positivamente en nuestra venta de energía, motivo por el cual se registra un incremento en el volumen de energía vendido en 78,3 Gwh (4,5%), debido principalmente a mayor consumo en los sectores económicos: Industria Manufacturera con 12,9GWh, Residencial 45,4 GWh, Explotación Minera 21.8 GWh, Servicios de Salud 4,6 GWh y Actividades inmobiliarias 4,4 GWh.. Se reporta mayor recaudación en la cobranza de recibos reportándose al cierre del año 2021 un índice de morosidad de 21,15% menor al resultado del año anterior de 30,82%.
- Sin embargo, la desaceleración de la economía impacta en el crecimiento de sectores de Otras Actividades de Servicios Comunitarios Sociales y Personales (Esparcimiento, Entretenimiento, Organizaciones Religiosas, etc.), Comercio al por mayor, Hoteles y Restaurantes, Agricultura, Ganadería y Enseñanza Privada, impactando negativamente a nuestro nivel de ventas.

IV.- Plan Estratégico

4.1 La evaluación del plan estratégico de la empresa del año 2020, alineado al Plan Estratégico Corporativo de FONAFE y resumido en los indicadores que se detallan en el anexo N° 2, alcanzó un cumplimiento del **82,07%**, el mismo que se desarrolla por cada uno de sus indicadores:

4.1.1. El indicador ROE **11,86%**, que registro un nivel de cumplimiento del 88,74%, menor a su meta prevista de 13,36%, es explicado por:

- Al mes de diciembre del año 2021, el valor de este indicador fue de 11,86% menor a la meta (13,36%), al obtenerse una utilidad neta de S/ 114,97 MM en el año, S/ 10,13 MM inferior a la meta programada, logrando el avance en el nivel de cumplimiento de 88,74%.
- Incremento en los ingresos operativos de S/ 19,61MM (1,8%); explicado por el incremento en el precio medio de venta de energía de 54,5 ctvs. S/ / kWh proyectado a 57,81 ctvs. S/ / kWh real al cierre del año, que representa el 6,1%.
- El margen bruto se ve afectado por el incremento del costo de la compra de energía de S/ 21,92 MM, debido al mayor precio medio de compra de energía de 30,83 ctvs. S/ / kWh proyectado a 31,59 ctvs. S/ / kWh real, además del incremento en el volumen de energía adquirido de 4,26 GWH, otra de las variables que afectaron el margen fue el mayor índice de pérdidas de energía 10,11% proyectado a 10,49% real y las variaciones tarifarias en el FBP.
- Los egresos operativos (costo de ventas) en el período fueron mayores en S/ 32,69 MM (3,8%), principalmente en el costo de la compra de energía en S/ 21,92 MM, mayor ejecución en las actividades de operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica de S/ 4,97 MM para garantizar la continuidad y la calidad del servicio a nuestros clientes.
- Incrementa los egresos los mayores gastos en tributos que corresponde al pago de impuesto a la renta y multas del año 2014 de S/ 6,56 MM como consecuencia de la fiscalización de las pérdidas de energía, mayor depreciación de S/ 6,03 MM.
- El componente patrimonio neto es menor de S/ 8,6 MM (0,9%), debido a la disminución de la utilidad neta.

4.1.2. El indicador EBITDA **S/ 243 MM**, que registró un nivel de cumplimiento del 91,62%, menor a su meta prevista de S/ 265,22 MM, es explicado por:

- Al cierre del año 2021, el valor de este indicador fue de S/ 243 MM, inferior a la meta (8,4%), alcanzando el avance en el nivel de cumplimiento de 91,62%.
- Menor ganancia operativa de S/ 9,01 MM en el año, que representa el 15,1% inferior a la meta proyectada, debido principalmente al mayor costo de la compra de energía, afectado por las variaciones tarifarias, el impacto negativo del FBP, la menor producción de energía propia y el incremento de las pérdidas de energía de 8,46% proyectado a 10,49% real.
- Incrementa los egresos los mayores gastos en tributos que corresponde al pago de impuesto a la renta y multas del año 2014 de S/ 6,56 MM como consecuencia de la fiscalización de las pérdidas de energía, mayor depreciación de S/ 6,03 MM.

4.1.3. El indicador Coeficiente de Electrificación **89,54%**, que registró un nivel de cumplimiento del 101,29%, menor a su meta prevista de 88,40%, es explicado por:

Los nuevos clientes superaron en 4 981 a los inicialmente proyectados (37 650 proyectado a 42 631 real de nuevos clientes). De los 42,631 nuevos clientes captados provienen 20,872 del crecimiento vegetativo y 21,759 por Electrificaciones (De Terceros MEM/GE, Gobiernos Regionales y Municipalidades 20,7559; y de Proyectos Propios 1,000). A continuación, se detallan las Electrificaciones de Terceros 20,759 por Ampliaciones: SER Huallanca 5,973 clientes; SER Cajamarca Norte 2,937; SER Guadalupe 5,269; SER Trujillo – Otuzco 1,668 clientes, SER Chimbote 1,030, SER



Celendín con 208, Municipalidad Chilete con 984 clientes, SER Pataz MEM con 1,543 clientes, Municipalidad Virú 395 clientes, SER Pira-Huaraz con 137 clientes, Paiján Malabrigo con 339 clientes, Nepeña 52, Sihuas 106, Chiquian 118.

En el crecimiento de este indicador se vio favorecido con el programa “Campaña Electricidad al Toque (EAT) 2021”, donde se logró captar un total de 2,019 clientes, superando la meta en un 42 %; la captación de estos clientes incidió sobre el crecimiento vegetativo 1,019 clientes y los Proyectos Propios (ampliaciones con OM5 y obras de electrificación) se captaron 1,000 clientes nuevos.

4.1.4. El indicador Hallazgos de OEFA subsanados **100%**, que registro un nivel de cumplimiento del 100%, explicado por: la implementación de las medidas correctivas dictadas por el OEFA, no se han presentado hallazgos en el periodo.

4.1.5. El indicador SAIDI **14,3 horas**, que registro un nivel de cumplimiento del 91,7%, mayor a su meta prevista de 13,14 horas, es explicado por:

Incremento de las interrupciones por falla; debido a que los mantenimientos preventivos fueron postergados y reprogramados por las Unidades Empresariales de Chimbote (Periodo Enero-Febrero), Cajamarca (Periodo Febrero-Abril) y Huaraz (Mayo-Junio(7días), Diciembre), porque no contaron con los servicios de mantenimiento por finalización de contrato y los procesos de contratación de las nuevas empresas estaban en la fase de otorgamiento de buena pro y suscripción de contrato, para el caso de Huaraz se declaró desierto el concurso y se gestionó una ampliación de plazo a la contratista, lo que ocasionó un incremento de las interrupciones por línea caída, bajo nivel de aislamiento.

Así mismo en el mes de diciembre se incrementaron las descargas atmosféricas y lluvias torrenciales que afectó a la UE Huaraz, provocando el desborde de río Quilcay que afectó a la Subestación de Huaraz.

Plan de acción, se han definido las siguientes actividades:

- Reprogramación de los programas de mantenimiento preventivo, predictivo, correctivo y franja de servidumbre. (evaluación de los alimentadores críticos (índice de riesgo) y metodología AMFE, AMTs con mayor carga, clientes e indicadores históricos de interrupciones, ejecutando las actividades de hidrolavado, mantenimiento de puestas a tierra, inspección ligera y limpieza de servidumbre.
- Puesta en servicio e integración al sistema SCADA de 190 Reconectadores, 15 seccionalizadores, 570 seccionalizadores tipo Cuchilla, Sistema de comunicación para 195 equipos y 21 sensores de falla en alimentadores que recorren zonas urbanas y rurales. (a la fecha se han instalado 187 reconectadores) Proyecto PITEC_ Se compraron 190 modems y 250 chips para su interconexión (171 integrados al SCADA) con 100 automatizados
- Puesta en servicio e integración al sistema SCADA de 95 Reconectadores con financiamiento de MINEM (56 reconectadores instalados)
- Automatización de 90 reconectadores existentes, permitirá la operación a distancia desde el SCADA que contribuirá con la reducción del impacto de las interrupciones especialmente por descargas atmosféricas (integrados 45).
- La reincorporación del personal de líneas energizadas de Trujillo, quien se encontraban con sus controles médicos al día y 2 dosis (Vacuna por el COVID-19).
- Incrementar la flota vehicular de Líneas Energizadas, mediante la compra de nuevas grúas y contar con mantenimiento sostenido del parque vehicular pesado lo cual se viene coordinando con GAF.

- 4.1.6. El indicador SAIFI **7,1 veces**, que registro un nivel de cumplimiento del 80,47%, mayor a su meta prevista de 5,94 veces, es explicado por:

Incremento de las interrupciones por falla; debido a que los mantenimientos preventivos fueron postergados y reprogramados por las Unidades Empresariales de Chimbote (Periodo Enero-Febrero), Cajamarca (Periodo Febrero-Abril) y Huaraz (Mayo-Junio(7días), Diciembre), porque no contaron con los servicios de mantenimiento por finalización de contrato y los procesos de contratación de la nuevas empresas estaban en la fase de otorgamiento de buena pro y suscripción de contrato, para el caso de Huaraz se declaró desierto el concurso y se gestionó una ampliación de plazo a la contratista, lo que ocasionó un incremento de las interrupciones por línea caída, bajo nivel de aislamiento.

Así mismo en el mes de diciembre se incrementaron las descargas atmosféricas y lluvias torrenciales que afecto a la UE Huaraz, provocando el desborde de rio Quilcay que afectó a la Subestación de Huaraz.

Plan de acción, se han definido las siguientes actividades:

- Reprogramación de los programas de mantenimiento preventivo, predictivo, correctivo y franja de servidumbre. (evaluación de los alimentadores críticos (indicé de riesgo) y metodología AMFE, AMTs con mayor carga, clientes e indicadores históricos de interrupciones, ejecutando las actividades de hidrolavado, mantenimiento de puestas a tierra, inspección ligera y limpieza de servidumbre.
- Puesta en servicio e integración al sistema SCADA de 190 Reconectadores, 15 seccionalizadores, 570 seccionalizadores tipo Cuchilla, Sistema de comunicación para 195 equipos y 21 sensores de falla en alimentadores que recorren zonas urbanas y rurales. (a la fecha se han instalado 187 reconectadores) Proyecto PITEC_ Se compraron 190 moden y 250 chip para su interconexión (171 integrados al SCADA) con 100 automatizados
- Puesta en servicio e integración al sistema SCADA de 95 Reconectadores con financiamiento de MINEM (56 reconectadores instalados)
- Automatización de 90 reconectadores existentes, permitirá la operación a distancia desde el SCADA que contribuirá con la reducción del impacto de las interrupciones especialmente por descargas atmosféricas (integrados 45).
- La reincorporación del personal de líneas energizadas de Trujillo, quien se encontraban con sus controles médicos al día y 2 dosis (Vacuna por el COVID-19).
- Incrementar la flota vehicular de Líneas Energizadas, mediante la compra de nuevas grúas y contar con mantenimiento sostenido del parque vehicular pesado lo cual se viene coordinando con GAF.

- 4.1.7. El indicador Nivel de Satisfacción de clientes **52,7%**, que registró un nivel de cumplimiento del 87,83%, menor a su meta prevista de 60%, es explicado por:

La influencia del IDAT de facturación, teniendo en cuenta que la pandemia ha tenido repercusión directa en los hábitos de los consumidores, el aislamiento se ha dado en mayor o menor medida durante un tiempo prolongado y eso ha modificado la relación cliente-consumidor, esto ha hecho que nuestros cliente sean más exigentes que nunca y busquen experiencias satisfactorias y con el inicio del confinamiento, nuestra empresa se han visto afectadas a la hora de atender a nuestros clientes, razón que impacta directamente en la satisfacción de los mismos.

Una de las razones principales para sustentar esta desviación es que se suspendieron las actividades de toma de lectura y reparto de recibos al 100% durante los meses de marzo 2020 y abril 2020, retomando progresivamente el servicio a partir de mayo



2020, razón por la cual se estimaron los consumos a los clientes, claro está que las estimaciones en algunos casos fueron a favor y otras en contra, a los usuarios a quienes se les facturó por encima de su consumo real, se procedió a refacturar (devolver a través nota de crédito) en su totalidad culminando en setiembre 2020 aproximadamente y en una sola oportunidad; sin embargo para los usuarios cuya liquidación de consumo resultó una recuperación por parte de la empresa (en una nota de débito), inició su cobranza hasta el año 2021 (representando no menos de 45% de los usuarios), lo que generó reclamos e insatisfacción de estos usuarios y al ser la encuesta un tema de percepción, entendemos que eso ha influido mucho en la calificación que nos dan sobre no solo el IDAT de facturación, sino también en los otros.

Como plan de acción se tiene previsto las siguientes acciones en los diversos IDAT que comprende el ISCAL para lograr un resultado más satisfactorio.

IDAT Alumbrado Público

- Mejorar el AP y embellecimiento localidad considerando instalación luminarias LEDs propias; y en convenios con autoridades y gobiernos.
- Optimizar los tiempos de atención de quejas por falta de alumbrado público en toda la concesión (lámparas de sodio).

IDAT Suministro de energía

- Optimizar cortes programados, reducción de los mismos, no exceder tiempo programado. Que no ocurran en meses previos a la encuesta.
- Comunicación intensiva de los cortes programados que no se pueden postergar. Utilizar los mantenimientos con trabajos en caliente en MT.
- Incrementar cuadrillas de emergencia para atención de avería y solución definitiva, priorización de remodelaciones o reparaciones de redes BT de SED críticas, instalar equipos reconectores y señalizadores en MT que disminuyan tiempos recuperación del servicio.
- Reducir tiempo de reconexión por falta de pago.

IDAT Información y Comunicación:

- Ejecutar Campañas de educación eléctrica, videos educativos (aprender a: leer el recibo, ahorrar energía, controlar el consumo, etc).
- Difundir y ejecutar en TV, Radial, escrita y Redes Sociales los canales de atención a nuestros clientes, fraccionamiento de deuda y canales de pago de forma segmentada. Asimismo, interrupciones programadas y fallas intempestivas ocasionados por terceros. Participación de voceros.
- Realizar exposiciones Informativas, presenciales y virtuales con grupos de interés para un mejor relacionamiento.
- Realizar alianzas estratégicas con entidades públicas y privadas: Programas de poda de árboles, plantar árboles, aprendiendo con energía, alumbrado público, seguridad ciudadana, espacios en municipios para atención.

IDAT Facturación

- Realizar toma de estado con equipos celulares incrementando su uso e incrementando tomas fotográficas.
- Mejorar entrega de reparto recibos evitando quejas y reclamos.
- Atender de forma oportuna las observaciones en toma de lecturas.
- Activar Comité Crisis con el análisis preventivo que corresponde.

IDAT Atención al Cliente

- Gestionar las atenciones en campo con intervención triángulo Call Center - Contratista Campo - Empresa.
- Adecuar página Web (canales virtuales) para la auto atención de los usuarios evitando su acercamiento a oficinas.

- Realizar actualización continua de la Base datos de clientes para tomar contacto con ellos.
- Implementar modelo Atención al Cliente, para fortalecimiento de la cultura interna enfocada en la calidad de servicio del cliente interno y externo. Desarrollar y desplegar plan y sus mediciones respectivas.
- Supervisar e inspeccionar Centros de Pago para garantizar su adecuada atención.

4.1.8. El indicador Pérdidas de energía en distribución **10,49%**, que registró un nivel de cumplimiento del 75,96%, menor a su meta prevista de 8,46%, es explicado por:

- Incremento de conexiones clandestinas en zonas periféricas de Trujillo (Alto Trujillo, Provenir, Esperanza).
- Incremento de irregularidades por vulneración de condiciones del suministro detectadas, mediciones inadecuadas en clientes comunes.
- Existencia de observaciones acumuladas no ejecutadas durante el periodo de cuarentena durante 2020, trayendo como consecuencia el incremento de las conexiones clandestinas, vulneraciones de las condiciones de los suministros y mediciones inadecuadas; aunado ello a la falta de capacidad de pago y situación económica existente por parte de clientes.
- Incumplimiento de actividades programadas del Control “CEAC” por parte de contratista CAM SERVICIOS, por limitaciones en la capacidad operativa por falta de técnicos especializados como efecto del COVID 19 (han dejado de laborar, aislamiento por posibles contagios, contagiados).

Plan de acción, se implementarán las siguientes acciones de mejora (preventiva y correctiva):

- Control y eliminación de conexiones clandestinas y ejecución de estrategias , tal como operativos focalizados considerando protocolos de seguridad por efecto del COVID 19, para la recuperación o captación como usuarios mediante la venta e instalación de Suministros Provisionales Colectivos o Suministros a Usuario Final. Incluso con ampliaciones MT. Lanzamiento de campañas disuasivas mediante redes sociales
- Aplicación CEAC (Control Estratégico de Actividades Comerciales) en clientes comunes y ACCI (Aplicativo de Control de Consumos Importantes) en Auditorías, supervisión e inspecciones a Clientes Mayores y Libres en alimentadores con alto % pérdidas energía.
- Coordinaciones para el incremento y capacitación de nuevas cuadrillas adicionales a las existentes para el levantamiento y saneamiento en su totalidad de las observaciones, tales como: caídas drásticas de consumos, consumos cero, medidores averiados, suministros sin medidor, suministros retirados, observaciones de facturación, actividades anti clandestinaje, etc.
- Rotación o incremento de cuadrillas. Reforzamiento de supervisión del contratista en ejecución de tareas en campo. Seguimiento diario y reporte semanal de inductores para cumplimiento de metas.
- Reforzamiento de supervisión de HDNA para cumplimiento de actividades y protocolos de seguridad y trabajo seguro (prevención accidentes).
- Implementar nuevas tecnologías e inicio de instalación de medición inteligente en los totalizadores de todas las SED de UN La Libertad, paralela al proceso concursal para la atención de esta actividad. Permitirá optimizar y direccionar recursos en zonas de mayores pérdidas.

4.1.9. El indicador Avance % del Plan de Transmisión al 2021 **97,22%**, que registro un nivel de cumplimiento del 97,22%, menor a su meta prevista de 100%, es explicado por:

El desfase principalmente se debe, a la demora en la aprobación por parte de la Entidad competente (Gobierno Regional) de los estudios de impacto ambiental de la LT

Nepeña - San Jacinto y al retraso en obtener la respuesta por parte del COES, al Estudio de Pre Operatividad SET Chimbote 2. Asimismo, el desfase en la liquidación del proyecto Transformador de Subestación Chimbote Norte 30MVA, 138/13.2/22.9 kV, hasta marzo 2022.

Por otro lado, afectó el plan de inversiones de transmisión, que las instalaciones existentes no cuentan con certificación ambiental, imposibilitando la ejecución de nuevos proyectos en estas instalaciones existentes, como en el caso de SET Motil, SET Chao, entre otros que recientemente se han regularizado el PAD.

Sin embargo, la adquisición del terreno para la nueva SET Trujillo Centro, ha contribuido favorablemente en el avance de la ejecución del Plan de Inversiones en Transmisión.

- 4.1.10. El indicador Avance % del Plan de Inversiones de Distribución **118,53%**, que registró un nivel de cumplimiento del 118,53%, mayor a su meta prevista de 100%, es explicado por:

El mayor cumplimiento con respecto a la meta, se debe a la mayor ejecución y avance de los proyectos de inversión, principalmente las obras de Reposición de Redes de Distribución de 24 SED's Moche, Reposición de Redes de localidad Guadalupe, Reposición de Redes 12 SED's Chimbote (Urb. Las Casuarinas y El Acero), Ampliación de Redes localidad de Chepén, Ampliación Marginal de Electrificación Rural La Merced Parte Alta y Baja; Así como el Reemplazo de Alumbrado Público en Cinco Unidades de Negocio, entre otros.

- 4.1.11. El indicador Grado de Implementación del CBGC **89,57%**, que registro un nivel de cumplimiento del 118,53%, explicado por:

Al cierre del año 2021 se obtuvo la implementación de un total de 23 preguntas se implementaron 20,5 acciones, es lo que ha llevado a superar la meta, considerando que nuestra empresa cumple todas las recomendaciones aplicables a las mejores prácticas de Gobierno Corporativo (GC) para las Sociedades Peruanas y los objetivos actuales de la Corporación FONAFE, así como que realiza seguimiento, monitoreo, evaluación y retroalimentación de sus prácticas de Gobierno Corporativo (GC) a través de sus máximas instancias u órganos

- 4.1.12. El indicador Grado de madurez del SCI **4,73**, que registro un nivel de cumplimiento del 120%.

- El resultado de la autoevaluación del Sistema de Control Interno de Hidrandina S.A. al cierre del año 2021, es del 97.32% equivalente a un nivel de madurez "Avanzado", de 4,73.
- El resultado del Plan de Trabajo Anual SCI 2021 fue del 100%.
- Se propone nuevo Plan de Trabajo 2022 en base al cierre de las brechas identificadas, lo que nos permitirá mejorar nuestros resultados.
- Dentro del Plan de Trabajo se ha considerado la actualización de diversos documentos, que nos permitirán mantener el puntaje máximo obtenido en los niveles respectivos.

El detalle específico está orientado al desarrollo de trabajos que nos permitieron alcanzar mayores niveles de implementación, respecto de los cumplimientos que venimos haciendo de manera regular y sostenida, aún quedaron pendientes de ejecución algunas actividades, las cuales serán complementadas en el año 2022, en adición a los nuevos compromisos sobre las brechas identificadas con la nueva herramienta de evaluación del FONAFE.



Se tiene un importante avance en el nivel de madurez del Sistema de Control Interno de nuestras empresas, por cuanto se ha alcanzado un nivel de madurez “Líder”, sujeto a posterior revisión y validación final por parte del FONAFE, además se cuenta con un Plan de Trabajo 2022 en base al cierre de las brechas identificadas, que nos permitirá mejorar los resultados del año 2021, habiéndose programado también, actividades que nos permitirán mantener actualizado el sistema de control interno en nuestras empresas

4.1.13. El indicador Grado de madurez de la RSC **3**, registrando un nivel de cumplimiento del 100%, debido al cumplimiento de las actividades programadas, de acuerdo al siguiente detalle:

- Logro 1: Hemos logrado mantener la comunicación permanente con nuestros grupos de interés, a través de nuestras plataformas digitales reforzadas durante este estado de emergencia en nuestro país y también de manera presencial en nuestras oficinas de Atención al Cliente.
- Logro 2: Implementación y desarrollo del Programa Aprendiendo con Energía, a través de las guías pedagógicas elaboradas por el equipo implementador de la Gerencia de Educación de La Libertad, logrando llegar a más de 2000 estudiantes de los niveles primaria y secundaria.
- Logro 3: Ejecutar las capacitaciones virtuales en los Centros Educativos Regulares de nuestra zona de concesión para seguir promoviendo una cultura de Prevención de Riesgo Eléctrico en los alumnos de nivel primaria y secundaria.
- Logro 4: Mantener la comunicación con los diferentes grupos de interés como autoridades municipales y gubernamentales, representantes de las comunidades, entre otros. A través de las reuniones virtuales, las cuales nos ha permitido atender sus requerimientos y absolver las dudas o consultas sobre el servicio eléctrico.
- Logro 5: Ejecución de taller con hijos de los trabajadores para lograr que nuestros colaboradores -hijo- familia, participen y desarrollen actividades a nivel intrafamiliar y de esa manera fortalecer las relaciones familiares de los trabajadores de la empresa través de la confección de una manualidad navideña.
- Logro 6: Superar la meta propuesta del Grado de Madurez de la Responsabilidad Social en Hidrandina, logrando un nivel de madurez AVANZADO, con el 66.67% de cumplimiento en la Herramienta Integrada de FONAFE.

4.1.14. El indicador Grado de Implementación Modelo de evaluación de desempeño **9 etapas**, que registró un nivel de cumplimiento del 100%, explicado por: ejecución de las etapas programadas.

- Plan de Carrera y Línea de Sucesión
- Remuneraciones y Compensaciones
- Cultura
- Clima
- Evaluación de Desempeño

4.1.15. El indicador Índice de clima laboral **86,99%**, que registró un nivel de cumplimiento del 100%, mayor a su meta prevista de 73%, es explicado por:

En lo que respecta al resultado de Índice de Clima Laboral de 86,99% superior a la meta 73%, la medición se realizó en el mes de diciembre, y este resultado se soporta



en los diversos programas de apoyo a los colaboradores en el contexto de pandemia y a las políticas de la alta dirección en siempre priorizar la salud y bienestar de los colaboradores, lo cual es congruente con la encuesta COVID realizada en el cual el resultado obtenido fue de 88.42%.

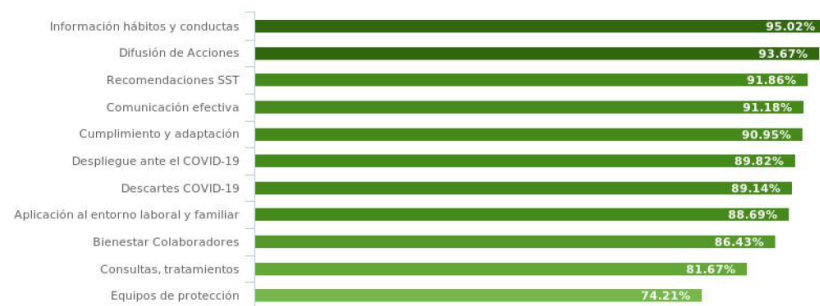
ENCUESTA COVID-19

AÑO	NIVEL DE SATISFACCIÓN
2020	80.05%
2021	88.42%



FORTALEZAS Y OPORTUNIDADES DE MEJORA

Ordenadas de mayor a menor fortaleza según su índice de satisfacción



V.- Gestión Operativa

5.1 La evaluación del plan operativo de la empresa del año 2021, alineado a plan estratégico de la empresa alcanzo un cumplimiento del 103,2% y resumido en los indicadores que se detallan en el anexo N° 3, el mismo que se desarrolla en los indicadores que no cumplieron con la meta:

5.1.1. El indicador **EBITDA S/ 243 MM**, que registró un nivel de cumplimiento de 98,8% menor a su meta prevista (S/ 245,9 MM), explicado por:

- Menor ganancia operativa en S/ 9,01 MM en el periodo, que representa el 5,2% de la meta proyectada.
- El margen bruto comercial proveniente de la venta de energía menos la compra de energía es menor en S/ 2,8 MM por la mayor compra de energía reportada; asimismo se ha obtenido un menor ingreso por Otros ingresos operativos incidiendo notoriamente el no haberse concretado la venta de inmuebles por un valor de S/ 12,5 MM programados.
- El costo del servicio se incrementa en S/ 7,4 MM, impactado por el mayor gasto en los rubros de Depreciación en S/ 6,1 MM (ingreso de proyectos de electrificación rural), tributos S/ 6,6 MM pago del impuesto a la renta y multas del año 2014 como consecuencia de la fiscalización tributaria de las pérdidas de energía y Servicios prestados por terceros en S/ 2,8 MM (gasto en las actividades de mantenimiento para garantizar la continuidad y la calidad del servicio a nuestros clientes). Sin embargo, se reporta menor gasto en los rubros de Cargas de personal en S/ 4,1 MM y Suministros diversos en S/ 2,1 MM.

5.1.2. El Indicador **ROE 11,86%**, que registró un nivel de cumplimiento del 92,7%, menor a su meta prevista (12,79%), explicado por:

- Menor utilidad neta en S/ 10,1 MM en el periodo, que representa el 8,1% de la meta proyectada. Cabe indicar que en el periodo 2021 no se concretó la venta de inmuebles por S/ 12,5 MM, lo que afecta negativamente en la utilidad neta del periodo.
- Los ingresos por venta de energía fueron mayores en S/ 19,1 MM (1.8%), sin embargo, el costo por compra de energía fue mayor en S/ 21,9 MM, lo que originó un margen bruto menor en S/ 2,8 MM.
- El costo del servicio fue mayor en S/ 7,4 MM (2,4%), incidiendo principalmente servicios prestados por terceros en S/ 2,8 MM por el incremento en las actividades de mantenimiento para garantizar la continuidad y la calidad del servicio a nuestros clientes, Depreciación aumenta en S/ 6,0 MM debido a la incorporación de obras de electrificación rural y Tributos aumenta en S/ 6,6 MM por el pago del impuesto a la renta y multa del año 2014.
- Menor patrimonio neto en S/ 8,6 MM, debido al menor registro de Resultados acumulados por la disminución de la utilidad obtenida en el ejercicio

5.1.3. El Indicador **ROA 6,18%**, que registró un nivel de cumplimiento del 89,8%, menor a su meta prevista (6,88%), explicado por:

- Menor utilidad neta en S/ 10,1 MM en el periodo, que representa el 8,1% de la meta proyectada. Cabe indicar que en el periodo 2021 no se concretó la venta de inmuebles por S/ 12,5 MM, lo que afecta negativamente en la utilidad neta del periodo.
- Los ingresos por venta de energía fueron mayores en S/ 19,1 MM (1.8%), sin embargo, el costo por compra de energía fue mayor en S/ 21,9 MM, lo que originó un margen bruto menor en S/ 2,8 MM.
- El costo del servicio fue mayor en S/ 7,4 MM (2,4%), incidiendo principalmente servicios prestados por terceros en S/ 2,8 MM por el incremento en las actividades de mantenimiento para garantizar la continuidad y la calidad del servicio a nuestros clientes, Depreciación aumenta en S/ 6,0 MM debido a la incorporación de obras de

electrificación rural y Tributos aumenta en S/ 6,6 MM por el pago del impuesto a la renta y multa del año 2014.

- Menor activo total de S/ 12,6 MM, debido a la disminución del saldo de caja de S/ 111,7 MM se proyectó la incorporación de un préstamo de largo plazo de S/ 140 MM el mismo que se concretó y el menor saldo de las cuentas por cobrar comerciales de S/ 26,1 MM con la mejora de la recaudación y la disminución de la morosidad.

5.1.4. El Indicador **SAIDI 14,3 Horas**, que registró un nivel de cumplimiento del 89,1%, mayor a su meta prevista (12,9 Horas), explicado por:

Incremento de las interrupciones por falla; debido a que los mantenimientos preventivos fueron postergados y reprogramados por las Unidades Empresariales de Chimbote (Periodo Enero-Febrero), Cajamarca (Periodo Febrero-Abril) y Huaraz (Mayo-Junio(7días), Diciembre), porque no contaron con los servicios de mantenimiento por finalización de contrato y los procesos de contratación de la nuevas empresas estaban en la fase de otorgamiento de buena pro y suscripción de contrato, para el caso de Huaraz se declaró desierto el concurso y se gestionó una ampliación de plazo a la contratista, lo que ocasionó un incremento de las interrupciones por línea caída, bajo nivel de aislamiento.

Así mismo en el mes de diciembre se incrementaron las descargas atmosféricas y lluvias torrenciales que afectó a la UE Huaraz, provocando el desborde de río Quilcay que afectó a la Subestación de Huaraz.

Plan de acción, se han definido las siguientes actividades:

- Reprogramación de los programas de mantenimiento preventivo, predictivo, correctivo y franja de servidumbre. (evaluación de los alimentadores críticos (indicé de riesgo) y metodología AMFE, AMTs con mayor carga, clientes e indicadores históricos de interrupciones, ejecutando las actividades de hidrolavado, mantenimiento de puestas a tierra, inspección ligera y limpieza de servidumbre.
- Puesta en servicio e integración al sistema SCADA de 190 Reconectores, 15 seccionalizadores, 570 seccionalizadores tipo Cuchilla, Sistema de comunicación para 195 equipos y 21 sensores de falla en alimentadores que recorren zonas urbanas y rurales. (a la fecha se han instalado 187 reconectores) Proyecto PITEC_ Se compraron 190 moden y 250 chip para su interconexión (171 integrados al SCADA) con 100 automatizados
- Puesta en servicio e integración al sistema SCADA de 95 Reconectores con financiamiento de MINEM (56 reconectores instalados)
- Automatización de 90 reconectores existentes, permitirá la operación a distancia desde el SCADA que contribuirá con la reducción del impacto de las interrupciones especialmente por descargas atmosféricas (integrados 45).
- La reincorporación del personal de líneas energizadas de Trujillo, quien se encontraban con sus controles médicos al día y 2 dosis (Vacuna por el COVID-19).
- Incrementar la flota vehicular de Líneas Energizadas, mediante la compra de nuevas grúas y contar con mantenimiento sostenido del parque vehicular pesado lo cual se viene coordinando con GAF.

5.1.5. El Indicador **SAIFI 7,1 Veces**, que registró un nivel de cumplimiento del 77,6%, mayor a su meta prevista (5,8 Horas), explicado por:

Incremento de las interrupciones por falla; debido a que los mantenimientos preventivos fueron postergados y reprogramados por las Unidades Empresariales de Chimbote (Periodo Enero-Febrero), Cajamarca (Periodo Febrero-Abril) y Huaraz (Mayo-Junio(7días), Diciembre), porque no contaron con los servicios de mantenimiento por finalización de contrato y los procesos de contratación de la nuevas empresas estaban en la fase de otorgamiento de buena pro y suscripción de contrato, para el caso de Huaraz se declaró desierto el concurso y se gestionó una ampliación de plazo a la

contratista, lo que ocasionó un incremento de las interrupciones por línea caída, bajo nivel de aislamiento.

Así mismo en el mes de diciembre se incrementaron las descargas atmosféricas y lluvias torrenciales que afectó a la UE Huaraz, provocando el desborde de río Quilcay que afectó a la Subestación de Huaraz.

Plan de acción, se han definido las siguientes actividades:

- Reprogramación de los programas de mantenimiento preventivo, predictivo, correctivo y franja de servidumbre. (evaluación de los alimentadores críticos (índice de riesgo) y metodología AMFE, AMTs con mayor carga, clientes e indicadores históricos de interrupciones, ejecutando las actividades de hidrolavado, mantenimiento de puestas a tierra, inspección ligera y limpieza de servidumbre.
- Puesta en servicio e integración al sistema SCADA de 190 Reconectores, 15 seccionalizadores, 570 seccionalizadores tipo Cuchilla, Sistema de comunicación para 195 equipos y 21 sensores de falla en alimentadores que recorren zonas urbanas y rurales. (a la fecha se han instalado 187 reconectores) Proyecto PITEC_ Se compraron 190 modems y 250 chips para su interconexión (171 integrados al SCADA) con 100 automatizados
- Puesta en servicio e integración al sistema SCADA de 95 Reconectores con financiamiento de MINEM (56 reconectores instalados)
- Automatización de 90 reconectores existentes, permitirá la operación a distancia desde el SCADA que contribuirá con la reducción del impacto de las interrupciones especialmente por descargas atmosféricas (integrados 45).
- La reincorporación del personal de líneas energizadas de Trujillo, quien se encontraban con sus controles médicos al día y 2 dosis (Vacuna por el COVID-19).
- Incrementar la flota vehicular de Líneas Energizadas, mediante la compra de nuevas grúas y contar con mantenimiento sostenido del parque vehicular pesado lo cual se viene coordinando con GAF.

5.1.6. El Indicador **Nivel de Satisfacción de clientes 52,7%**, registro un nivel de cumplimiento del 85%, explicado por:

La influencia del IDAT de facturación, teniendo en cuenta que la pandemia ha tenido repercusión directa en los hábitos de los consumidores, el aislamiento se ha dado en mayor o menor medida durante un tiempo prolongado y eso ha modificado la relación cliente-consumidor, esto ha hecho que nuestros clientes sean más exigentes que nunca y busquen experiencias satisfactorias y con el inicio del confinamiento, nuestra empresa se han visto afectadas a la hora de atender a nuestros clientes, razón que impacta directamente en la satisfacción de los mismos.

Una de las razones principales para sustentar esta desviación es que se suspendieron las actividades de toma de lectura y reparto de recibos al 100% durante los meses de marzo 2020 y abril 2020, retomando progresivamente el servicio a partir de mayo 2020, razón por la cual se estimaron los consumos a los clientes, claro está que las estimaciones en algunos casos fueron a favor y otras en contra, a los usuarios a quienes se les facturó por encima de su consumo real, se procedió a refacturar (devolver a través de nota de crédito) en su totalidad culminando en setiembre 2020 aproximadamente y en una sola oportunidad; sin embargo para los usuarios cuya liquidación de consumo resultó una recuperación por parte de la empresa (en una nota de débito), inició su cobranza hasta el año 2021 (representando no menos de 45% de los usuarios), lo que generó reclamos e insatisfacción de estos usuarios y al ser la encuesta un tema de percepción, entendemos que eso ha influido mucho en la calificación que nos dan sobre no solo el IDAT de facturación, sino también en los otros.

Como plan de acción se tiene previsto las siguientes acciones en los diversos IDAT que comprende el ISCAL para lograr un resultado más satisfactorio.



IDAT Alumbrado Público

- Mejorar el AP y embellecimiento localidad considerando instalación luminarias LEDs propias; y en convenios con autoridades y gobiernos.
- Optimizar los tiempos de atención de quejas por falta de alumbrado público en toda la concesión (lámparas de sodio).

IDAT Suministro de energía

- Optimizar cortes programados, reducción de los mismos, no exceder tiempo programado. Que no ocurran en meses previos a la encuesta.
- Comunicación intensiva de los cortes programados que no se pueden postergar. Utilizar los mantenimientos con trabajos en caliente en MT.
- Incrementar cuadrillas de emergencia para atención de avería y solución definitiva, priorización de remodelaciones o reparaciones de redes BT de SED críticas, instalar equipos reconectores y señalizadores en MT que disminuyan tiempos recuperación del servicio.
- Reducir tiempo de reconexión por falta de pago.

IDAT Información y Comunicación:

- Ejecutar Campañas de educación eléctrica, videos educativos (aprender a: leer el recibo, ahorrar energía, controlar el consumo, etc).
- Difundir y ejecutar en TV, Radial, escrita y Redes Sociales los canales de atención a nuestros clientes, fraccionamiento de deuda y canales de pago de forma segmentada. Asimismo, interrupciones programadas y fallas intempestivas ocasionados por terceros. Participación de voceros.
- Realizar exposiciones Informativas, presenciales y virtuales con grupos de interés para un mejor relacionamiento.
- Realizar alianzas estratégicas con entidades públicas y privadas: Programas de poda de árboles, plantar árboles, aprendiendo con energía, alumbrado público, seguridad ciudadana, espacios en municipios para atención.

IDAT Facturación

- Realizar toma de estado con equipos celulares incrementando su uso e incrementando tomas fotográficas.
- Mejorar entrega de reparto recibos evitando quejas y reclamos.
- Atender de forma oportuna las observaciones en toma de lecturas.
- Activar Comité Crisis con el análisis preventivo que corresponde.

IDAT Atención al Cliente

- Gestionar las atenciones en campo con intervención triángulo Call Center - Contratista Campo - Empresa.
- Adecuar página Web (canales virtuales) para la auto atención de los usuarios evitando su acercamiento a oficinas.
- Realizar actualización continua de la Base datos de clientes para tomar contacto con ellos.
- Implementar modelo Atención al Cliente, para fortalecimiento de la cultura interna enfocada en la calidad de servicio del cliente interno y externo. Desarrollar y desplegar plan y sus mediciones respectivas.
- Supervisar e inspeccionar Centros de Pago para garantizar su adecuada atención.

5.1.7. El Indicador **Nivel de pérdida de energía en distribución 10.49%**, registró un nivel de cumplimiento del 96,2%, mayor a su meta prevista (10,11%), explicado por:

- Incremento de conexiones clandestinas en zonas periféricas de Trujillo (Alto Trujillo, Provenir, Esperanza).
- Incremento de irregularidades por vulneración de condiciones del suministro detectadas, mediciones inadecuadas en clientes comunes.



- Existencia de observaciones acumuladas no ejecutadas durante el periodo de cuarentena durante 2020, trayendo como consecuencia el incremento de las conexiones clandestinas, vulneraciones de las condiciones de los suministros y mediciones inadecuadas; aunado ello a la falta de capacidad de pago y situación económica existente por parte de clientes.
- Incumplimiento de actividades programadas del Control “CEAC” por parte de contratista CAM SERVICIOS, por limitaciones en la capacidad operativa por falta de técnicos especializados como efecto del COVID 19 (han dejado de laborar, aislamiento por posibles contagios, contagiados).

Plan de acción, se implementarán las siguientes acciones de mejora (preventiva y correctiva):

- Control y eliminación de conexiones clandestinas y ejecución de estrategias, tal como operativos focalizados considerando protocolos de seguridad por efecto del COVID 19, para la recuperación o captación como usuarios mediante la venta e instalación de Suministros Provisionales Colectivos o Suministros a Usuario Final. Incluso con ampliaciones MT. Lanzamiento de campañas disuasivas mediante redes sociales
- Aplicación CEAC (Control Estratégico de Actividades Comerciales) en clientes comunes y ACCI (Aplicativo de Control de Consumos Importantes) en Auditorías, supervisión e inspecciones a Clientes Mayores y Libres en alimentadores con alto % pérdidas energía.
- Coordinaciones para el incremento y capacitación de nuevas cuadrillas adicionales a las existentes para el levantamiento y saneamiento en su totalidad de las observaciones, tales como: caídas drásticas de consumos, consumos cero, medidores averiados, suministros sin medidor, suministros retirados, observaciones de facturación, actividades anti clandestinaje, etc.
- Rotación o incremento de cuadrillas. Reforzamiento de supervisión del contratista en ejecución de tareas en campo. Seguimiento diario y reporte semanal de inductores para cumplimiento de metas.
- Reforzamiento de supervisión de HDNA para cumplimiento de actividades y protocolos de seguridad y trabajo seguro (prevención accidentes).
- Implementar nuevas tecnologías e inicio de instalación de medición inteligente en los totalizadores de todas las SED de UN La Libertad, paralela al proceso concursal para la atención de esta actividad. Permitirá optimizar y direccionar recursos en zonas de mayores pérdidas.

VI.- Gestión Financiera

- 5.2.1. El **Ingreso por Actividades Ordinarias** (S/ 1 092,6 MM) aumentó en S/ 112,8 MM (11.5%) **respecto del año anterior** (S/ 979,8 MM), debido principalmente al incremento de la venta de energía en S/ 97,2 MM (10.4%), el volumen de energía vendido se incrementa en 78.3 Gwh (4.5%), debido principalmente a mayor consumo en los sectores económicos: Industria Manufacturera con 12.9GWh, Residencial 45.4 GWh, Explotación Minera 21.8 GWh, Servicios de Salud 4.6 GWh y Actividades inmobiliarias 4.4 GWh. De otro lado se observa un menor consumo de la venta en los sectores económicos: Otras Actividades de Servicios Comunitarios Sociales y Personales (Eparcimentación, Entretenimiento, Organizaciones Religiosas, etc.) con 4.3 GWh, Comercio al por mayor con 5.4 GWh, Hoteles y Restaurantes con 1.6 GWh, Agricultura Ganadería con 2.4 GWh, Enseñanza privada con 1.4 GWh, entre otras. El precio medio de venta es de S/Mwh 578.13 superior a lo reportado al periodo del año anterior S/Mwh 520.98.

El **Ingreso por Actividades Ordinarias** (S/ 1 092,6 MM) aumentó en S/ 19,6 MM (1.8%) con relación **a la meta del año** (S/ 1 073,0 MM), debido principalmente al incremento de la venta de energía en S/ 19,1 MM (1.9%), el volumen de energía vendido se incrementa en 11,7 Gwh (0,6%), este incremento está compuesto por Cartera Menor con menos 1.9 GWh, Cartera Mayor con más 0.8 GWh y Libre -9.0 GWh. El incremento en el Mercado Regulado ha sido propiciado por una pequeña recuperación del sector industrial en cartera mayor y una disminución por el sector domiciliario por proyección muy optimista y finalmente decremento del Mercado Libre debido al retraso en el ingreso de clientes potenciales previstos a consecuencia de la coyuntura política económica, además la migración de clientes a generadoras por mejores condiciones competitivas. El precio medio de venta es de S/Mwh 578.13 superior a lo programado S/Mwh 544.98.

- 6.1. El **Ingreso financiero** (S/ 8,1 MM) disminuyó en 14,2% **respecto al año anterior** (S/ 9,4 MM) debido principalmente a la disminución de los intereses compensatorios y moratorios de las cuentas por cobrar comerciales incrementándose el pago de la deuda corriente y disminuyendo la morosidad, contribuye favorablemente el cobro de dividendos de las agroindustriales Cartavio y San Jacinto de S/ 1,0 MM.

El **Ingreso financiero** (S/ 8,1 MM) incrementó en 41,5% con relación a la **meta del año** (S/ 8,6 MM) debido principalmente a la disminución de los intereses sobre cuentas por cobrar comerciales generados por las deudas pendientes del cliente final proyectados inicialmente, esta reducción es posible por el incremento de la cobranza y la disminución de la morosidad.

- 6.2. El **costo de ventas** (S/ 887,5 MM) aumentó en 14,5% **respecto al año anterior** (S/ 775,2 MM) debido principalmente al incremento en el costo de la compra de energía en 13% (S/ 77,6 MM), por el incremento del volumen de energía adquirido de 108 GWH, mayor precio medio de compra de energía de 7,4% de S/ 0,2942 a S/ 0,3159 por kwh, además tenemos el efecto negativo de la sobre compra de energía, variaciones tarifarias FBP y el mayor índice de pérdidas de energía, en adición aumentó el costo de operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica de S/ 10,5 MM por el incremento de las actividades postergadas el año anterior debido a la emergencia sanitaria.

El **costo de ventas** (S/ 887,5 MM) aumentó en 3,8% con relación a la **meta del año** (S/ 854,8 MM), el costo de compra de energía reporta un incremento de 3,4% (S/ 21,9 MM por el mayor volumen de energía adquirido del 0,2% (4,3 GWH), es afectado además por las variaciones en el FBP, el incremento de las pérdidas de energía, el precio medio de la compra de energía incremento en 2,5% de S/ 0,3083 por kwh proyectado a S/ 0,3159 por kwh real y el costo de las actividades de operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica en S/ 5,0 MM.

- 6.3. El **gasto financiero** (S/ 3,5 MM) disminuyó en 46,3% **respecto al año anterior** (S/ 6,5 MM) debido principalmente por la disminución de los préstamos a corto plazo, el periodo anterior la reducción en la recaudación a consecuencia de la emergencia sanitaria y el incremento de la morosidad generó una mayor necesidad de contar con financiamiento de corto plazo.

El **gasto financiero** (S/ 3,5 MM) disminuyó en 17,6% con relación a la **meta del año** (S/ 4,2 MM), debido a la disminución en los préstamos a corto plazo para capital de trabajo.

- 6.4. La **utilidad/pérdida** (S/ 115,0 MM) aumentó en 4% **respecto al año anterior** (S/ 110,6 MM) debido principalmente al incremento de la ganancia operativa S/ 12,1 MM, aumenta el rubro de otros ingresos operativos de S/ 10,0 MM por el recupero de provisiones de ejercicios anteriores, afecta a la utilidad el incremento del gasto por impuesto a las ganancias de S/ 6,4 MM.

La **utilidad/pérdida** (S/ 115,0 MM) disminuyó en 8,1% con **relación a la meta del año** (S/ 125,1 MM) debido principalmente a la menor ganancia operativa en S/ 9,0 MM (5,2%), por la disminución en otros ingresos operativos al no concretarse la venta de inmuebles programados. El costo de ventas se incrementa en S/ 32,7 MM (3,8%).

La **utilidad / pérdida** en relación al IV Trimestre (S/ 112,1 MM), presenta una disminución del 2,5%, debido al recalcu del impuesto a las ganancias considerando las adiciones y deducciones tributarias en S/ 3,7 MM.

- 6.5. Los **activos** (S/ 1 860,0 MM) aumentaron en 3,3% **respecto al año anterior** (S/ 1 800,9 MM) debido principalmente a:

- i) Menor saldo de caja de S/ 1,2 MM (4%), parte del saldo de caja corresponde a la transferencia de la DGER-MEM de S/ 23,06 MM para obras de electrificación rural.

FONDOS TRANSFERIDOS POR EL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS - SALDOS AL 31.12.2021

Empresa	Fecha de Desembolso	Concepto	Importe	Importe Ejecutado al 31.12.21	Importe Devuelto al MEM S/	Saldo por Ejecutar al 31.12.21	DESTINO DE LOS FONDOS
Hidrandina	6/10/2017	Transferencia	23,392,621	4,355,736	0	19,036,885	Suministro y Montaje de reconectores, seccionadores fusible de repetición, seccionadores de falla y reguladores de tensión en zona rural de 26 sistemas eléctricos de HIDRANDINA S.A. y Suministro de celdas de línea convencionales al exterior en 138 KV y celdas tipo metal clad en 22.9 KV, 13.8KV Y 13.2KV Convenio Nº 012-2017 MEM.
	22/11/2016	Transferencia	7,128,972	5,541,254	1,587,718	0	Ampliación del sistema eléctrico rural de las Localidades del distrito de Marcabal-Sanchez Carrion La Libertad - Convenio Nº 006-2016 MEM.
	Total Hidrandina		30,521,593	9,896,990	1,587,718	19,036,885	

- ii) Mayor saldo de propiedad planta y equipo de S/ 122,5 MM (8,6%) debido a las nuevas incorporaciones de activos fijos, principalmente obras de electrificación rural por S/ 110,1 MM e incorporación de nuevos activos fijos por obras ejecutadas por el Área de Proyectos y Obras por S/ 78,5 MM. Cabe señalar que la depreciación reportada por estas incorporaciones asciende a S/ 68,2 MM.
- iii) Menor saldo en las cuentas por cobrar comerciales de S/ 13,3 MM (6,3%) debido al incremento de la recaudación por venta de energía, la morosidad disminuye de 30,8% a 21,2%.
- iv) Menor saldo en Cuentas por cobrar a relacionadas en 59,2% (S/ 9,7 MM), debido al cobro de las deudas pendientes de las Empresas Afiliadas del Grupo Distriluz.
- v) Menor saldo en Otras cuentas por cobrar en 56,4% (S/ 41,4 MM), la disminución de este rubro, es básicamente a la aplicación del Decreto de Urgencia Nº 074-2020 que crea, el mecanismo de subsidio "Bono Electricidad", cuyo objeto es otorgar un bono a favor de los usuarios residenciales focalizados que permita cubrir los montos de sus correspondientes recibos por el servicio público de electricidad que comprendan consumos pendientes de pago que se registren en el periodo marzo de 2020 a diciembre 2020, que no estén en proceso de reclamo, hasta por el valor monetario por suministro eléctrico El "Bono

Electricidad” consiste en el otorgamiento, excepcional y por única vez, de un subsidio monetario total por suministro eléctrico de hasta un monto de S/ 160,00; hacen un importe de S/ 56,01 MM, el 03 de noviembre Hidrandina, ha recibido por este concepto una transferencia del Osinergmin por S/ 31,77 MM, y en enero de 2021 por S/ 48,79 MM.

- vi) El saldo de inventarios se incrementa en 61,2% (S/ 14,6 MM) debido a la recepción de materiales por compras regionales y corporativas, correspondiente al año 2020 y 2021, considerando un plan de uso de 2 a 3 años; sin embargo, la emergencia sanitaria presentada a partir del mes de marzo 2020 y que se extendió durante el año 2021 afectó el desarrollo normal de actividades técnicas y comerciales, afectando el consumo normal de materiales.
- vii) Mayor saldo de inversiones mobiliarias en S/ 2,9 MM (57.3%) debido a la fluctuación positiva de los valores, en especial las acciones de la empresa Agroindustrial Cartavio.

Los **activos** (S/ 1 860,0 MM) disminuyó en 0,7% con **relación a la meta del año** (S/ 1 872,6 MM), debido principalmente a:

- i) Menor saldo de efectivo de S/ 111,7 MM, debido al préstamo de largo plazo con el Banco de la Nación se encuentra pendiente, el saldo de transferencias de la DGER-MEM para obras de electrificación rural de S/ 19,0 MM.
- ii) Menor saldo en cuentas por cobrar comerciales de S/ 26,1 MM por la disminución de las deudas pendientes del usuario final al aplicar el bono de electricidad y la mejora de la recaudación y consecuentemente con la disminución de la morosidad.
- iii) Mayor saldo en otras cuentas por cobrar de S/ 14,1 MM, pendiente de cobranza reclamaciones a empresas aseguradoras, Essalud y el Osinergmin por S/ 7,8 MM. Asimismo se tiene pendiente de cobranza conceptos por alquileres de postes, venta de chatarra, servicios de publicidad y penalidades.
- iv) Menor saldo en inventarios de S/3,6 MM (8,5%) debido al mayor consumo de material al incrementar la cantidad de actividades de mantenimiento en la infraestructura eléctrica y en las actividades comerciales postergados por la emergencia sanitaria.
- v) Mayor saldo en propiedad planta y equipo de S/ 111,2 MM debido a la recepción de obras de electrificación rural ejecutadas por el MEM.

6.6. Los **pasivos** (S/ 890,2 MM) aumentó en 4,9% (S/ 41,6 MM) **respecto al año anterior** (S/ 848,6 MM), debido principalmente al menor saldo del pasivo corriente del 8,8% (S/ 43,9 MM) y mayor saldo en el pasivo no corriente del 24,5% (S/ 85,5 MM) explicado por:

Parte corriente:

- i) En obligaciones financieras menor saldo de S/ 61,6 MM, debido al menor financiamiento de corto plazo, al incrementarse la recaudación por venta de energía.
Los pasivos financieros, comprenden obligaciones por Pagarés bancarios, contratos de arrendamiento financiero (RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A., CENTENARIO RENTA INMOBILIARIA S.A.C, INFORMATICA EL CORTE INGLES S.A., RICOH DEL PERU S.A.C. entre otros, los cuales tienen aplicación NIIF 16). A continuación, se detalla relación de pagarés:

PAGARES AL 31.12.2021							
En miles de soles	Moneda	Tasa %	Fecha de vencimiento	Importe original		Saldo	
				2021	2020	2021	2020
Banco de Crédito del Perú	S/	2.99	08/02/2021		8,000	0	1,333
Banco de Crédito del Perú	S/	2.99	08/02/2021		8,000	0	1,333
Banco de Crédito del Perú	S/	2.99	09/02/2021		7,000	0	1,167
Banco de Crédito del Perú	S/	3.70	18/03/2021		8,000	0	2,000
Banco de Crédito del Perú	S/	3.70	19/03/2021		8,000	0	2,000
Banco de Crédito del Perú	S/	3.70	19/03/2021		8,000	0	2,000
Banco de Crédito del Perú	S/	3.70	19/03/2021		8,000	0	2,000
Banco de Crédito del Perú	S/	2.90	19/04/2021		8,000	0	4,000
Banco de Crédito del Perú	S/	2.90	22/04/2021		8,000	0	4,000
Banco de Crédito del Perú	S/	2.90	23/04/2021		8,000	0	4,000
Banco de Crédito del Perú	S/	2.90	26/04/2021		8,000	0	4,000
Banco de Crédito del Perú	S/	1.20	24/09/2021		8,000	0	8,000
Banco de Crédito del Perú	S/	0.63	30/10/2020		8,000	0	0
Banco de Crédito del Perú	S/	0.63	02/11/2020		6,000	0	0
Banco de Crédito del Perú	S/	0.88	28/10/2021		8,000	0	8,000
Banco de Crédito del Perú	S/	0.88	28/10/2021		16,000	0	16,000
Banco de Crédito del Perú	S/	0.35	21/01/2022	8,000	0	8,030	0
Banco de Crédito del Perú	S/	0.35	21/01/2022	8,000	0	8,030	0
Banco de Crédito del Perú	S/	0.30	21/03/2022	8,000	0	8,030	0
Banco de Crédito del Perú	S/	0.30	24/03/2022	8,000	0	8,030	0
Banco de Crédito del Perú	S/	0.30	25/03/2022	8,000	0	8,030	0
Banco de Crédito del Perú	S/	0.30	28/03/2022	8,000	0	8,033	0
Banco de Crédito del Perú	S/	0.43	20/05/2022	8,000	0	8,034	0
Banco de Crédito del Perú	S/	0.43	20/05/2022	8,000	0	8,034	0
Banco de Crédito del Perú	S/	0.43	23/05/2022	8,000	0	8,034	0
Banco de Crédito del Perú	S/	0.43	26/05/2022	8,000	0	8,034	0
Banco de Crédito del Perú	S/	1.85	28/09/2022	8,000	0	8,050	0
Banco de Crédito del Perú	S/	1.85	29/09/2020	8,000	0	8,050	0
Banco de Crédito del Perú	S/	1.85	29/09/2020	8,000	0	8,050	0
Banco de Crédito del Perú	S/	2.50	02/12/2022	8,000	0	8,009	0
Banco de Crédito del Perú	S/	2.50	14/12/2022	8,000	0	8,009	0
Banco de Crédito del Perú	S/	2.50	21/12/2022	8,000	0	8,009	0
Banco de Crédito del Perú	S/	2.50	22/12/2022	8,000	0	8,009	0
Banco Scotiabank S.A.A.	S/	2.98	05/05/2021		8,000	0	4,029
BBVA Continental S.A.	S/	2.53	24/05/2021		8,000	0	8,000
BBVA Continental S.A.	S/	2.53	26/05/2021		8,000	0	8,000
BBVA Continental S.A.	S/	2.53	27/05/2021		8,000	0	8,000
BBVA Continental S.A.	S/	3.00	27/01/2021		8,000	0	676
BBVA Continental S.A.	S/	3.00	27/01/2021		8,000	0	676
BBVA Continental S.A.	S/	3.00	29/01/2021		8,000	0	676
BBVA Continental S.A.	S/	3.00	01/02/2021		8,000	0	676
BBVA Continental S.A.	S/	0.42	23/12/2021		34,000	0	34,142
BBVA Continental S.A.	S/	2.53	18/02/2022	8,000	0	8,015	0
BBVA Continental S.A.	S/	0.35	24/02/2022	8,000	0	8,015	0
BBVA Continental S.A.	S/	0.35	25/02/2022	8,000	0	8,015	0
BBVA Continental S.A.	S/	0.35	26/02/2022	8,000	0	8,015	0
BBVA Continental S.A.	S/	0.88	24/06/2022	8,000	0	8,015	0
BBVA Continental S.A.	S/	0.88	27/06/2022	8,000	0	8,015	0
BBVA Continental S.A.	S/	0.88	28/06/2022	8,000	0	8,015	0
Banco Interbank	S/	0.78	30/10/2021		32,000	0	32,077
				192,000	263,000	192,610	156,784

- ii) Las cuentas por pagar comerciales incrementaron en S/ 17,5 MM (19,2%), debido principalmente a las facturas a proveedores de bienes y servicio, así como de las empresas generadoras de energía con vencimiento el mes siguiente.
- iii) Las cuentas por pagar a entidades relacionadas disminuyeron en S/ 1,0 MM (47,9%), cancelación de deudas pendientes.



- iv) El saldo de otras cuentas por pagar es menor en S/ 7,2 MM, debido a que en tributos y contribuciones sociales se reporta un saldo menor, menor saldo en Reclamaciones de terceros por S/ 1,5 MM y contribuciones reembolsables en 1,3 MM. Sin embargo, se reporta un incremento en Depósitos en garantía por S/ 1,1 MM y en compensaciones por interrupciones en S/ 1,7 MM.
- v) El saldo de las provisiones es mayor en S/ 3,4 MM, debido principalmente al incremento en la provisión de contingencias en procesos laborales.
- vi) El saldo de beneficios a los empleados es mayor en S/ 0,9 MM, debido al mayor registro de provisiones por conceptos laborales.

Parte no corriente:

- i) El saldo de otras cuentas por pagar es menor en S/ 4,3 MM (10,5%), debido a la disminución en la provisión del compromiso FONCUR-DEP/MEM.
- ii) En cuentas por pagar a entidades relacionadas son mayores en S/ 2,0 MM (30,6%).
- iii) En el pasivo por impuesto a las ganancias diferidas es mayor en S/ 0,6 MM.
- iv) Los Ingresos diferidos es mayor en S/ 86,5 MM, corresponde a las obras transferidas por el MEM-DGER.

Los **pasivos** (S/ 890,2 MM) disminuyó en 0,5% con **relación a la meta del año** (S/ 894,3 MM) debido principalmente a:

Parte corriente:

- i) Menor saldo de obligaciones financieras en S/ 28,6 MM (12,8%), con relación al marco se programó mayor endeudamiento de corto plazo.
- ii) En cuentas por pagar comerciales mayor saldo de S/ 6,6 MM (6,5%), pago a proveedores y generadoras con vencimiento el siguiente mes.
- iii) En otras cuentas por pagar resulta con un mayor saldo de S/ 12,3 MM; se registra saldos en el impuesto a la renta, IGV y compensación por interrupciones del sector rural NTCSE, además de las contribuciones reembolsables y las reclamaciones de terceros.
- iv) En provisiones el saldo es menor en S/ 2,7 MM, debido a la menor provisión de contingencias.

Parte no corriente:

- i) Menor saldo de obligaciones financieras en S/ 126,5 MM (98,4%), con relación al marco se programó mayor endeudamiento de largo plazo de S/ 140 MM con el Banco de la Nación pendiente a la fecha
- ii) Otras cuentas por pagar, reporta una disminución de S/ 4,0 MM que comprende a subsidios gubernamentales.
- iii) Cuentas por pagar a empresas relacionadas, reporta un saldo mayor en S/ 1,8 MM.
- iv) En ingresos diferidos mayor saldo en S/ 129,0 MM, registro de las obras transferidas por el MEM-DGER, en aplicación de la NIC 20 subsidios gubernamentales.

6.7. El **patrimonio** (S/ 969,7 MM) aumentó en 1,8% (S/ 17,5 MM) **respecto al año anterior** (S/ 952,2 MM) debido a la mayor de la ganancia neta de S/ 4,4 MM y al incremento de las reservas legales en S/ 11,1 MM.

El **patrimonio** (S/ 969,7 MM) disminuyó en 0,9% (S/ 8,6 MM) con relación a la **meta del año** (S/ 978,3 MM), debido a la menor ganancia neta del periodo de S/ 10,1 MM.

6.8. La **rentabilidad sobre el patrimonio (ROE)** (11,86%), aumentó en 2,1% **respecto al año anterior** (11,61%), menor ganancia neta de S/ 4,4 MM.

La **rentabilidad sobre el patrimonio (ROE)** (11,86%), disminuyó en 7,3% **con relación a la meta del año** (12,79%), la variación del 0,93 pp, se debió a la menor ganancia neta de S/ 10,1 MM.



- 6.9. El **EBITDA** (S/ 243,0 MM), aumentó en 7,9% **respecto al año anterior** (S/ 225,3 MM) debido principalmente a la menor ganancia operativa en S/ 12,1 MM, además del incremento en la depreciación de S/ 6,0 MM.

El **EBITDA** (S/ 243,0 MM), disminuyó en 1,2% con **relación a la meta del año** (S/ 245,9 MM), debido a la menor utilidad operativa de S/ 9,0 MM principalmente por el costo de la compra de energía.

- 6.10. El **Índice de eficiencia de los gastos administrativos** (4,0%), disminuyó en 5,7% respecto al año anterior (4,24%) debido principalmente a la disminución de los gastos de administración.

El **Índice de eficiencia de los gastos administrativos** (4,0%), disminuyó en 3,5% con **relación a la meta del año** (4,15%), debido a los menores gastos administrativos.

- 6.11. El **Índice de Solvencia** (0,92), aumentó en 3% **respecto al año anterior** (0,89), debido principalmente al incremento del pasivo en S/ 41,61 MM. El patrimonio incrementa en S/ 17,5 MM.

El **Índice de Solvencia** (0,92), aumentó en 0,4% con **relación a la meta del año** (0,91), debido principalmente a la disminución del patrimonio de S/ 8,6 MM.

- 6.12. El **Índice de Liquidez** (0,67), aumentó en 6,2% **respecto al año anterior** (0,71) disminución del pasivo corriente.

El **Índice de Liquidez** (0,67), disminuyó en 9,3% con **relación a la meta del año** (0,93), disminución del activo corriente de S/ 126 MM.

VII.- Gestión de Caja

- 7.1. Los **ingresos operativos** (S/ 1 451,2 MM), aumentaron en 35,28% **respecto al año anterior** (S/ 1 073,6 MM) debido principalmente a la mayor recaudación de la facturación por venta de energía y la disminución de la morosidad de 30,8% a 21,2%, mejorando nuestros niveles de cobranza con el incremento de las actividades de cortes y reconexiones.

Los **ingresos operativos** (S/ 1 451,2 MM), aumentaron en 2,5% con **relación a la meta del año** (S/ 1 416,208 MM) debido principalmente al incremento de la venta de energía en S/ 18,6 MM (1.83%), el volumen de energía vendido se incrementa en 11.7 GWH (0.6%). La cobranza de recibos registra una mayor recaudación reportando un índice de morosidad de 21.15% Vs 20.99% previsto. Asimismo, se reporta el ingreso por la transferencia realizada por Osinergmin correspondiente al Bono de Electricidad por S/ 56,5 MM y mayor ingreso por retenciones de tributos en S/ 6,0 MM. Sin embargo, los ingresos complementarios reportan una disminución de S/ 12,7 MM.

Los **egresos operativos** (S/ 1 234,0 MM), aumentaron en 14% **respecto al año anterior** (S/ 1 082,03) debido principalmente al incremento en el gasto de compra de energía y bienes en 13,4% (S/ 101,0 MM); Gastos de personal S/ 5,41 MM (el periodo anterior no se pagó bono de productividad) y Servicios de terceros en S/ 26,7 MM (restablecimiento gradual de las actividades técnicas y comerciales suspendidos por la emergencia sanitaria).

Los **egresos operativos** (S/ 1 234,0 MM), aumentaron en 2,5% con **relación a la meta del año** (S/ 1 221,2 MM) debido principalmente al incremento por concepto de compra de bienes donde se incluye al costo de la compra de energía y los servicios de terceros S/ 13,9 MM.

- 7.2. Los **ingresos de capital**, sin movimiento en el periodo 2021.

Los **ingresos de capital**, sin movimiento en el periodo 2021.

- 7.3. Los **gastos de capital** (S/ 55,36 MM) aumentaron en 62,7% **respecto al año anterior** (S/ 34,0 MM) debido principalmente la mayor ejecución de los proyectos de inversión de S/ 41,3 MM.

Los **gastos de capital** (S/ 55,36 MM) disminuyeron en 28,9% con **relación a la meta del año** (S/ 74,6 MM) debido principalmente a la mayor ejecución de obras en el programa de inversiones del año 2021, caja reporta una menor ejecución por obligaciones pendientes de cancelación.

- 7.4. Las **transferencias netas** por sus componentes mostraron el siguiente comportamiento:

- Los **Ingresos por transferencias** (S/ 2,3 MM), **respecto al año anterior** (S/ 1,8 MM) fueron mayores en S/ 0,5 MM, debido a los reembolsos de gastos operativos por parte del OSINERGMIN, del programa FISE.

Con **relación a la meta del año** (S/ 2,3 MM), fueron menores en S/ 0,7 MM debido al retraso en los reembolsos de gastos operativos por parte del OSINERGMIN, del programa FISE.

- Los **Egresos por transferencias** (S/ 1,5 MM), **respecto al año anterior** (S/ 3,3 MM), fueron menores en S/ 1,8 MM, debido a los menores gastos del programa FISE, el año pasado se procedió a la devolución del saldo de una transferencia a la DGER-MEM.

Con **relación a meta del año** (S/ 1,5 MM), fueron menores en S/ 1,5 MM debido a menores gastos en la aplicación del programa FISE.



- 7.5. El **saldo de caja operativo** (S/ 217,2 MM) aumentó en 2 672% **respecto al año anterior** (-S/ 8,4 MM) debido principalmente a los mayores ingresos operativos en S/ 377,6 MM (mayor recaudación), mientras que los egresos operativos incrementan en S/ 152 MM (mayor costo de la compra de energía y servicio de terceros).

El **saldo de caja operativo** (S/ 217,2 MM) aumentó en 11,4% con **relación a la meta del año** (S/ 195,0 MM) debido principalmente a los mayores ingresos de operación en S/ 35,0 MM, mientras que los egresos aumentaron en S/ 12,8 MM (mayor costo de la compra de energía).

- 7.6. El **flujo de caja económico** (S/ 162,7 MM) aumentó en 470% **respecto al año anterior** (-S/ 43,9 MM), debido principalmente al mayor saldo operativo.

El **flujo de caja económico** (S/ 162,7 MM) aumentó en 35,1% con **relación a la meta del año** (S/ 120,4 MM) debido principalmente al mayor saldo operativo y al menor pago de gastos de capital de S/ 19,3 MM.

- 7.7. El **saldo neto de caja** (-S/ 1,2 MM) aumentó en 23,4% **respecto al año anterior** (S/ 0.9 MM) debido principalmente al menor saldo por financiamiento neto en S/ 221,9 MM y al menor desembolso efectuado para pago de dividendos en S/ 15,0 MM, sin embargo, se reporta un mayor saldo económico.

El **saldo neto de caja** (-S/ 1,2 MM) disminuyó en 101,1% con relación a la meta del año (S/ 110,6 MM) debido principalmente al menor saldo de financiamiento neto en S/ 154,0 MM para inversiones (desembolso del Banco de la Nación en proceso), sin embargo se reporta un mayor saldo económico.

- 7.8. El **saldo final de caja** (S/ 28,0 MM) disminuyó en 3,1% **respecto al anterior** (S/ 30,1 MM) debido al resultado negativo del saldo neto de caja, de este saldo corresponde S/ 19 MM a la transferencia de la DGER-MEM para obras de electrificación rural.

El **saldo final de caja** (S/ 28,0 MM) aumento en 80% con **relación a la meta del año** (S/ 139,7 MM), el saldo de la meta consideraba un desembolso de S/ 140 MM financiamiento a largo plazo pendiente a la fecha.

El saldo de caja final, se encuentra comprometido en 100%.

El saldo de libre disponibilidad al cierre del año alcanzó a los S/ 0 MM.



VIII.- Gestión Presupuestal

- 8.1. Los **ingresos operativos** (S/ 1 230,3 MM), **respecto a la meta del año aprobada**, fueron mayores en S/ 29,0 MM, debido a la mayor recaudación de la facturación por venta de energía, disminuyendo por efecto la morosidad, mientras que el volumen de energía se ha incrementado en 0,6% y en soles 1,88%.

Con **relación al año anterior** (S/ 1 230,6 MM), fueron mayores en S/ 318,7 MM debido a la mayor recaudación de la facturación por venta de energía, disminuyendo la morosidad a 21,2% al restablecerse nuestras actividades de cortes y reconexiones, además la mayor venta de energía de S/ 97,2MM (10,4%), por el mayor volumen de energía vendido de 78,3 GWH (4,5%).

Con **relación al IV Trimestre** ligera disminución de S/ 0,3 MM.

- 8.2. Los **ingresos por venta de bienes y servicios** (S/ 1 139,3 MM), **respecto a la meta del año aprobada**, fueron mayores en S/ 47,5 MM, debido a la mayor facturación de venta de energía.

Con **relación al año anterior** (S/ 854,5 MM), fueron mayores en S/ 284,8 MM debido a la mayor recaudación de la facturación por venta de energía.

Con **relación al IV Trimestre** ligeramente menor en S/ 0,7 MM.

- 8.3. Los **ingresos financieros** (S/ 0,5 MM), **respecto a la meta del año aprobada**, fueron mayores en S/ 0,2 MM, debido al aumento en la rentabilización de fondos de corto plazo.

Con **relación al año anterior** (S/ 0,8 MM), fueron menores en S/ 0,3 MM debido a la menor rentabilización de fondos.

Con **relación al IV Trimestre** sin variaciones.

- 8.4. Los **ingresos complementarios** (S/ 71,1 MM), **respecto a la meta del año aprobada**, fueron menores en S/ 12,7 MM, debido a los menores ingresos en la cobranza de la facturación de conceptos como los cortes y reconexiones, entre otros.

Con **relación al año anterior** (S/ 41,7 MM), fueron mayores en S/ 29,4 MM, debido a la mayor recaudación en los conceptos de las actividades comerciales que fueron suspendidos el periodo anterior por la emergencia sanitaria.

Con **relación al IV Trimestre** mayor en S/ 0,7 MM.

- 8.5. Los **Otros ingresos** (S/ 18,4 MM), **respecto a la meta del año aprobada**, fueron menores en S/ 7,0 MM, debido a menores ingresos no operativos proyectados como la venta de inmuebles no operativos pendientes a la fecha.

Con **relación al año anterior** (S/ 14,6 MM), fueron mayores en S/ 3,8 MM, debido a los mayores ingresos de actividades comerciales y mantenimiento de instalaciones de terceros.

Con **relación al IV Trimestre** menor en S/ 0,6 MM.

- 8.6. Los **egresos operativos** (S/ 987,5 MM), **respecto a la meta del año aprobada**, fueron mayores en S/ 34,0 MM, debido principalmente a la mayor ejecución en compra de bienes (compra de energía de S/ 21,9 MM) y el mayor volumen de energía de 0,2% (4,3 GWH) y al incremento de los precios medios de compra de energía,.



Con **relación al año anterior** (S/ 862,3 MM), fueron mayores en S/ 125,2 MM debido principalmente al mayor costo de la compra de energía, por el mayor volumen de energía adquirida, sumado al incremento de los precios medios.

Con **relación al IV Trimestre** fueron mayores en S/ 10,3 MM debido a mayores gastos de en servicios de terceros de S/ 3,1 MM, en tributos S/ 8,2 MM (Impuesto a la renta y multas) y menores gastos financieros de S/ 2,0 MM.

- 8.7. Los egresos por **compra de bienes** (S/ 705,7 MM), **respecto a la meta del año aprobada**, fueron mayores en S/ 21,1 MM, debido al mayor gasto en compra de energía en S/ 21,9 MM, el precio medio de compra aumenta de S/ 0,3083 proyectado a S/ 0,3159 real (2,5%), mientras el volumen de energía aumenta en 0,2% (4,3 GWH).

Con **relación al año anterior** (S/ 618,6 MM), fueron mayores en S/ 86,5 MM debido a la mayor compra de energía de S/ 77,6 MM (13%), el volumen de energía es mayor en 108 GWH (5,3%), menor consumo de materiales del almacén para mantenimientos de la infraestructura eléctrica, mayores gastos por servicios de terceros especialmente el ejecutado por el área técnica como mantenimiento de la infraestructura eléctrica.

Con **relación al IV Trimestre** menor en S/ 0,14 MM.

- 8.8. Los **gastos de personal** (S/ 61,9 MM), **respecto a la meta del año aprobada**, fueron menores en S/ 1,7 MM, debido a: i) menor gasto en sueldos y salarios de S/ 0,9 MM (básica, gratificaciones) y otros gastos de personal S/ 0,8 MM (uniformes administrativos, incentivos por retiro voluntario, otros).

Con relación al mismo periodo del año anterior (S/ 61,4 MM), fueron mayores en S/ 0,5 MM debido a: i) disminución en la Básica de S/ 2,2 MM implementación gradual de las vacantes del CAP 2015, ii) Bonificaciones incrementa en S/ 5,3 MM (Bono COVID y Extraordinario), iii) menor bono de productividad (no se firmó convenio de gestión para el año 2020), celebraciones y uniformes administrativos.

Con **relación al IV Trimestre** fueron mayores en S/ 1,1 MM debido al incremento en el registro de devengados, bonificaciones como quinquenios (S/ 0,6 MM) y jubilaciones y pensiones S/ 0,3 MM.

- 8.9. Los egresos **servicios de terceros** (S/ 125,2 MM), **respecto a la meta aprobada**, fueron mayores en S/ 5,2 MM, debido a: i) mayor costo de las actividades de operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica de S/ 5,0 MM.

Con **relación al año anterior** (S/ 98,9 MM), fueron mayores en S/ 26,3 MM debido a: i) mayor gasto en mantenimiento y reparación de la infraestructura eléctrica S/ 10,5 MM por la incremento de las actividades de mantenimiento en distribución y transmisión suspendidos el periodo anterior a consecuencia de la emergencia sanitaria, ii) mayor gasto en las actividades comerciales de S/ 13,3 MM tales como cortes, reconexiones, nuevas conexiones, toma de lectura, entre otros que fueron suspendidos durante la emergencia sanitaria.

Con **relación al IV Trimestre** fueron mayores en S/ 3,1 MM debido al registro de gastos en actividades comerciales.

- 8.10. Los egresos por **tributos** (S/ 73,4 MM), **respecto a la meta aprobada**, fueron mayores en S/ 8,2 MM debido al pago de impuesto a la renta y multa del año 2014 a consecuencia de la fiscalización tributaria.



Con **relación al año anterior** (S/ 65,6 MM), fueron mayores en S/ 7,9 MM debido principalmente al registro del impuesto a la renta y multas del año 2014 por la fiscalización tributaria en el concepto de pérdidas de energía.

Con **relación al IV Trimestre** fueron mayores en S/ 8,2 MM registro del impuesto a la renta y multas del año 2014.

- 8.11. Los egresos en **gastos diversos de gestión** (S/ 12,4 MM), **respecto a la meta aprobada**, fueron mayores en S/ 1,1 MM, debido al incremento en las compensaciones por interrupciones del servicio eléctrico normados por Ley, ligeramente en seguros patrimoniales.

Con relación al año anterior (S/ 13,0 MM), fueron menores en S/ 0,6 MM debido a la disminución en las compensaciones por interrupciones.

Con **relación al IV Trimestre** sin variaciones importantes.

- 8.12. Los **egresos financieros** (S/ 8,9 MM), **respecto a la meta aprobada**, presenta una ligera disminución de S/ 0,3 MM.

Con **relación al año anterior** (S/ 4,8 MM), fueron mayores en S/ 4,2 MM debido a los gastos bancarios por la tercerización de la cobranza de recibos y la diferencia de cambio por la volatilidad del dólar.

Con **relación al IV Trimestre** fueron mayores en S/ 2,0 MM.

- 8.13. Los **otros egresos operativos** (sin movimiento).

- 8.14. Los **gastos de capital** (S/ 178,0 MM), **respecto a la meta aprobada**, fueron mayores en S/15,3 MM, debido al mayor avance del programa de inversiones postergados por la emergencia sanitaria, este rubro incluye el concepto de los dividendos por S/ 99,5 MM.

Con **relación al año anterior** (S/ 151,8 MM), fueron mayores en S/ 26,1 MM debido a la mayor ejecución del programa de inversiones de S/ 41,3 MM, menor dividendo pagado de S/ 15,1 MM.

Con **relación al IV Trimestre** sin variaciones.

- 8.15. Los **ingresos de capital** (sin movimiento).

- 8.16. **Las transferencias netas** por sus componentes mostraron el siguiente comportamiento:

- Los **Ingresos por transferencias** (S/ 2,3 MM), **respecto al año anterior** (S/ 1,8 MM) fueron mayores en S/ 0,5 MM, debido a los reembolsos de gastos operativos por parte del OSINERGMIN, del programa FISE.

Con **relación a la meta del año** (S/ 2,3 MM), fueron menores en S/ 0,7 MM debido al retraso en los reembolsos de gastos operativos por parte del OSINERGMIN, del programa FISE.

Con **relación al IV Trimestre** sin variaciones.

- Los **Egresos por transferencias** (S/ 1,5 MM), **respecto al año anterior** (S/ 3,3 MM), fueron menores en S/ 1,8 MM, debido a los menores gastos del programa FISE, el año pasado se procedió a la devolución del saldo de una transferencia a la DGER-MEM.

Con **relación a meta del año** (S/ 1,5 MM), fueron menores en S/ 1,5 MM debido a menores gastos en la aplicación del programa FISE.

Con **relación al IV Trimestre** menor en S/ 2,1 MM reclasificaciones de egresos.

Concepto	Real al mes de Diciembre Año 2020	Meta Anual	Meta al mes de Diciembre del Año 2021	Real al mes de Diciembre del Año 2021	Var %	Diferencia	Avance %
	a	b	c	d	(d/c-1)*100	d-c	(d/b)*100
I. Ingresos por Transferencias							
FISE	1,809,850	2,822,520	2,972,892	2,292,074	-22.90	-680,818	81.21
MEM							
II. Egresos por Transferencias							
FISE	3,340,130	2,822,520	2,977,898	1,513,355	-49.18	-1,464,543	53.62
MEM (devolucion saldos)							
Transferencias Netas	-1,530,280	-	-5,006	778,719		783,725	

- 8.17. El **resultado económico** (S/ 65,6 MM), **respecto a la meta aprobada**, fue menor en S/ 19,5 MM, debido al menor resultado operativo de S/ 5,0 MM y la mayor ejecución en el programa de inversiones de S/ 15,3 MM.

Con **relación al año anterior** (-S/ 104,0 MM), fue mayor en S/ 169,6 MM debido al incremento de los ingresos operativos.

Con **relación al IV Trimestre** fueron menores en S/ 7,8 MM debido al mayor gasto de personal S/ ,1 MM, servicios de terceros de S/ 3,1 MM y los Tributos de S/ 8,2 MM.

- 8.18. El **financiamiento neto** por sus componentes mostraron el siguiente comportamiento:

- 8.18.1. Los **ingresos por desembolsos** (S/ 192,0 MM) **respecto a la meta aprobada** fueron menores en S/154 MM, debido al menor financiamiento de corto plazo requerido por el incremento en la recaudación de la facturación por venta de energía, pendiente el financiamiento de largo plazo de S/ 140 MM.

Con **relación al año anterior** (S/ 410,0 MM), fueron mayores en S/ 218,9 MM, debido al menor financiamiento de corto plazo requerido.

Con **relación al IV Trimestre** sin variaciones.

- 8.18.2. Los **egresos por servicio de deuda** (S/ 256,9 MM), **respecto de la meta aprobada** fueron similares.

Con **relación al año anterior** (S/ 253,9 MM), fueron mayores en S/ 3,0 MM debido a la amortización de préstamos de corto plazo.

Con **relación al IV Trimestre** sin variaciones.

- 8.19. El **resultado de ejercicios anteriores** (S/ 3,8 MM), respecto a la meta aprobada tenemos S/ 8,50 MM, se proyectó una mayor ejecución de la obra suministro y montaje de reconectores en la zona rural de 26 sistemas eléctricos de Hidrandina.

Con **relación al año anterior** (S/ 1,9 MM), fue mayor debido a la mayor ejecución de la obra suministro y montaje de reconectores en la zona rural de 26 sistemas eléctricos de Hidrandina.

Con **relación al IV Trimestre** sin modificaciones.

- 8.20. El **saldo final** (S/ 3,8 MM), **respecto a la meta aprobada**, fue menor en S/ 178,9 MM, debido al financiamiento de largo plazo pendiente de S/ 140 MM.

Con **relación al año anterior** (S/ 54,8 MM), fue menor en S/ 51,1 MM debido al mayor financiamiento de corto plazo.

Con **relación al IV Trimestre** fueron menores en S/ 7,8 MM debido a mayores gastos registrados como tributos, servicios de terceros y gastos de personal.

- 8.21. El **gasto integrado de personal** (S/ 102,7 MM), **respecto a la meta aprobada**, fue menor en S/ 1,5 MM, debido al menor gasto en sueldos y salarios.

Con **relación al año anterior** (S/ 87,5 MM), fue mayores en S/ 15,2 MM debido al mayor gasto en las actividades comerciales de S/ 13,3 MM incremento de las actividades suspendidas por la emergencia sanitaria.

Con **relación al IV Trimestre** fueron mayores en S/ 3,2 MM debido al incremento en los gastos de personal por los devengados de quinquenios y gastos de actividades comerciales.

- 8.22. Explicación de la ejecución de las Partidas y Rubros que no cuentan con marco presupuestario aprobado.

Sin movimiento.

IX.- Resultados de la encuesta de clima organizacional

El resultado de la encuesta del clima laboral fue de 86,99%.

X.- Hechos de Importancia

En el año 2021 en la empresa, se han presentado los siguientes hechos de importancia:

- 8.1.- El volumen de energía vendida del año 2021 es mayor en 4,5% (78,3 GWh) al registrado en el año 2020.
- 8.2.- El programa de inversiones tiene un avance del 124,1% y 144% con relación a la meta modificada y al presupuesto inicial respectivamente.
- 8.3.- La ganancia neta obtenida al año 2020 de S/ 115,0 MM mayor en 4% a la al comparar con el año anterior.
- 8.4.- Entre los principales proyectos culminados del año 2021 tenemos:
 - ✓ Ampliación de Redes Primarias, Secundarias y Alumbrado Público en Asentamientos Humanos de la Provincia de Chepén, con una inversión aprobada de S/ 0,8 MM.
 - ✓ Ampliación de Redes de distribución de los sectores Villa El Sol V-A y Villa San José V-B El Milagro – Huanchaco, con una inversión aprobada de S/ 0,3 MM.
 - ✓ Ampliación Marginal de las Redes De Distribución Primaria, Secundaria Y Conexiones Domiciliarias de 03 Sectores El Porvenir, 01 Sector Huanchaco – Trujillo, 01 Sector Bellavista – Nepeña, con una inversión aprobada de S/ 4,2 MM.
 - ✓ Saldo de Obra: Reubicación de Red Primaria en AMT 10kV Tramo Aeropuerto – Cerro La Virgen a través del Soterrado de Red Aéreo del distrito de Huanchaco; con una inversión aprobada de S/ 1,2 MM.
 - ✓ Saldo de Obra: Rehabilitación de la SET Huarmey, con una inversión aprobada de S/ 0,3 MM.
 - ✓ Mejoramiento y Ampliación de Redes de distribución Primaria, Secundaria y Alumbrado Público asociado a 8 SED's de los sectores de La Primavera, Antenor Orrego y Ramal Playa, con una inversión aprobada de S/ 3,9 MM.
 - ✓ Mejoramiento y Ampliación de Redes asociado a 20 SED's del Sistema Eléctrico de Trujillo, en los distritos de La Esperanza y El Porvenir, con una inversión aprobada de S/ 15,3 MM.
 - ✓ Renovación de Línea de conducción en el Mejoramiento de línea L-3340 y L-3341 de 34.5kV Cruce Río Chicama - Saldo de Obra, con una inversión aprobada de S/ 1,6 MM.

- ✓ Mejoramiento Redes de Distribución Primarias, Secundarias y Alumbrado Público de la Localidad de Cascas, Provincia de Gran Chimú; con una inversión aprobada de S/ 4,6 MM.
- ✓ Ampliación de Redes Primarias, Secundarias para 04 sectores: AAHH Las Flores, sector El Reposo - CP El Milagro, Ramón Castilla Centro Poblado - El Trópico y AAHH Huanchaquito Alto, con una inversión aprobada de S/ 2,4 MM.

Entre los principales proyectos en ejecución del año 2021 tenemos:

- ✓ Proyectos Grupo I: Rehabilitación L.T. 138kV SE Chimbote Sur - SE Nepeña, SE Nepeña - SE San Jacinto y SE Nepeña - SE Casma, incluye bahías, con una inversión aprobada de S/ 42,5 MM.
- ✓ Mejoramiento y Ampliación de Líneas primarias, Redes Primarias, SEDs, Redes Secundarias y Alumbrado Público asociado a 12 SEDs del Sistema Eléctrico de Chimbote y Nuevo Chimbote, con una inversión aprobada de S/ 3,6 MM.
- ✓ Mejoramiento y Ampliación de Redes de distribución Primaria, SEDs, Secundaria y Conexiones Domiciliarias asociadas a 24 SEDs de 04 localidades del distrito de Moche, con una inversión aprobada de S/ 9,7 MM.
- ✓ Mejoramiento Redes de Distribución Primarias, Secundarias y Alumbrado Público de la Localidad de Guadalupe, Provincia de Pacasmayo; con una inversión aprobada de S/ 12,2 MM.
- ✓ Instalación del transformador SET Trapecio 138/22.9/13.8 kV - 40 MVA y celdas asociadas, con una inversión aprobada de S/ 3,5 MM.
- ✓ Mejoramiento de Subestaciones tipo caseta de las SED'S HI0071, HI0076, HI0184, HI0114, HI0150 Sector Buenos Aires - V. Larco, con una inversión aprobada de S/ 0,9 MM.
- ✓ Mejoramiento de Subestaciones tipo caseta de las SED'S HI1413, HI1414, HI1415, HI1416, HI1418 El boquerón, María del Socorro y Los Tumbos – Huanchaco, con una inversión aprobada de S/ 0,6 MM.
- ✓ Mejoramiento de Subestaciones tipo caseta de las SED'S HI0057, HI0151, HI0058, HI0113 sectores Buenos Aires y Vista Alegre - V. Larco, con una inversión aprobada de S/ 0,6 MM.
- ✓ Ampliación del Servicio de Energía Eléctrica Rural mediante una Red de MT en 10kV Bifásico, BT 440/220V, Conexiones Domiciliarias y A. Público para sectores Campiña La Merced Alta y Baja – Laredo, con una inversión aprobada de S/ 1,4 MM.
- ✓ Ampliación de Redes MT, BT y A. Domiciliarias en 5 sectores: 3 sectores Moche (1) Tequila AMT HDS101, (2) Barranca Curva de Sun TSU012, (3) Vecinos Unidos I-B HDS101 y 2 sectores Salaverry (1) AH Alberto Fujimori Mz Ñ AMT SAL 01, (2) Santa Fe AH Alto Salaverry HDS102; con una inversión aprobada de S/ 0,8 MM.

XI.- Principales logros

En el año 2021, la empresa, registró los siguientes logros:

- Ampliación de Redes Primarias, Secundarias y Alumbrado Público en Asentamientos Humanos de la Provincia de Chepén, con una inversión aprobada de S/ 0,8 MM.
- Ampliación de Redes de distribución de los sectores Villa El Sol V-A y Villa San José V-B El Milagro – Huanchaco, con una inversión aprobada de S/ 0,3 MM.
- Ampliación Marginal de las Redes De Distribución Primaria, Secundaria Y Conexiones Domiciliarias de 03 Sectores El Porvenir, 01 Sector Huanchaco – Trujillo, 01 Sector Bellavista – Nepeña, con una inversión aprobada de S/ 4,2 MM.
- Saldo de Obra: Reubicación de Red Primaria en AMT 10kV Tramo Aeropuerto – Cerro La Virgen a través del Soterrado de Red Aéreo del distrito de Huanchaco; con una inversión aprobada de S/ 1,2 MM.
- Saldo de Obra: Rehabilitación de la SET Huarmey, con una inversión aprobada de S/ 0,3 MM.
- Mejoramiento y Ampliación de Redes de distribución Primaria, Secundaria y Alumbrado Público asociado a 8 SED's de los sectores de La Primavera, Antenor Orrego y Ramal Playa, con una inversión aprobada de S/ 3,9 MM.
- Mejoramiento y Ampliación de Redes asociado a 20 SED's del Sistema Eléctrico de Trujillo, en los distritos de La Esperanza y El Porvenir, con una inversión aprobada de S/ 15,3 MM.
- Renovación de Línea de conducción en el Mejoramiento de línea L-3340 y L-3341 de 34.5kV Cruce Río Chicama - Saldo de Obra, con una inversión aprobada de S/ 1,6 MM.

- Mejoramiento Redes de Distribución Primarias, Secundarias y Alumbrado Público de la Localidad de Cascas, Provincia de Gran Chimú; con una inversión aprobada de S/ 4,6 MM.
- Ampliación de Redes Primarias, Secundarias para 04 sectores: AAHH Las Flores, sector El Reposo - CP El Milagro, Ramón Castilla Centro Poblado - El Trópico y AAHH Huanchaquito Alto, con una inversión aprobada de S/ 2,4 MM.

XII.- Conclusiones y Recomendaciones

HIDRANDINA S.A., en el marco de su objeto social y como responsable de prestar el servicio de energía eléctrica en la región norte medio del país, desarrolla las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica, y, en menor medida, actividades de sub-transmisión y generación propia de energía eléctrica (en centros aislados) dentro de su zona de concesión.

Se cumplió con la entrega y en los plazos establecidos por la Directiva, la información, mensual, trimestral y de cierre anual, así como la evaluación de cumplimiento del Plan Operativo y Plan Estratégico.

El nivel de cumplimiento del Plan Operativo el año 2021 alcanzo el 102,5% y del Plan Estratégico alcanzo el 99,32%.

XIII.- Anexos

Anexo N° 1.- Data Relevante

Anexo N° 2.- Evaluación del Plan Estratégico

Anexo N° 3.- Evaluación del Plan Operativo

Anexo N° 4.- Informe de Seguimiento de las Inversiones FBK

Anexo N° 5.- Formatos Estados Financieros y Presupuestarios

Trujillo, 02 de marzo de 2022

Ricardo Arrese Perez Gerente Regional	Richar Ramos Verastegui Gerente de Administración y Finanzas	Edwing Artica Rosales Analista de Control de Gestión
---	--	---

Esta Gerencia General aprueba el presente informe para su presentación ante el FONAFE, cumpliendo con las formalidades establecidas en la Directiva Corporativa de Gestión Empresarial.

Javier Muro Rosado
Gerente General

Anexo N° 1

EVALUACION FINANCIERA Y PRESUPUESTAL AL MES DE DICIEMBRE DEL 2021

DATA RELEVANTE

RUBROS	Unidad de Medida	Real al mes de Diciembre del 2018	Real al mes de Diciembre del 2019	Real al mes de Diciembre del 2020	Marco Inicial Año 2021	Marco Actual		Real al mes de Diciembre 2021	Var % (Ejec Dic 21 / Marco Dic 21)	Diferencia (Ejec Dic 21 - Marco Dic 21)	Avance % (Ejec Dic 21 / Marco Anual)
						Año 2021	Al mes de Diciembre				
I.- PERSONAL	1	e			a	b	c	d	d/c-1	c-d	d/b
Planilla	N°	738	754	753	763	766	766	744	-2.9	-22	97.1
Gerente General	N°	1	1	1	1	1	1	1	0.0	0	100.0
Gerentes	N°	7	9	7	10	10	10	10	0.0	0	100.0
Ejecutivos	N°	38	38	28	37	36	36	25	-30.6	-11	69.4
Profesionales	N°	221	217	209	218	230	230	217	-5.7	-13	94.3
Técnicos	N°	340	344	329	317	317	317	315	-0.6	-2	99.4
Administrativos	N°	131	145	179	180	172	172	176	2.3	4	102.3
Locación de Servicios	N°	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0	0.0
Servicios de Terceros	N°	25	19	18	20	21	21	21	0.0	0	100.0
Personal de Cooperativas	N°	25	19	0	0	0	0	0	0.0	0	0.0
Personal de Servicios	N°	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0	0.0
Otros (Intermediación Laboral)	N°	0	0	18	20	21	21	21	0.0	0	100.0
Pensionistas	N°	25	25	20	21	20	20	20	0.0	0	100.0
Regimen 20530	N°	25	25	20	21	20	20	20	0.0	0	100.0
Regimen	N°	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0	0.0
Regimen	N°	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0	0.0
Practicantes (Incluye Serum, Sesigras) *	N°	26	26	-26	38	3	3	6	100.0	3	200.0
TOTAL	N°	814	824	765	842	810	810	791	-2.3	-19	97.7

Personal en Planilla	N°	738	754	753	763	766	766	744	-2.9	-22	97.1
Personal en CAP	N°	320	332	237	297	259	259	240	-7.3	-19	92.7
Personal Fuera de CAP	N°	418	422	516	466	507	507	504	-0.6	-3	99.4
Según Afiliación	N°	738	754	753	763	766	766	744	-2.9	-22	97.1
Sujetos a Negociación Colectiva	N°	692	320	350	344	350	350	343	-2.0	-7	98.0
No Sujetos a Negociación Colectiva	N°	46	434	403	419	416	416	401	-3.6	-15	96.4

Personal Reincorporado	N°	227	206	313	311	312	312	311	-0.3	-1	99.7
Ley de Ceses Colectivos	N°	0	0	16	17	16	16	15	-6.3	-1	93.8
Derivados de Procesos de Despidos	N°	0	0	64	64	63	63	64	1.6	1	101.6
Otros	N°	227	206	233	230	233	233	232	-0.4	-1	99.6

Personal contratado a plazo fijo	N°	0	3	4	7	8	8	10	25.0	2	125.0
Autorizado por FONAFE	N°	0	3	4	7	8	8	10	25.0	2	125.0
No autorizado por FONAFE	N°								0.0	0	0.0

Los practicantes se encuentran con suspension temporal.

II.- INDICADORES FINANCIEROS Y PRESUPUESTALES

RESULTADO DE OPERACION (Presupuesto)	S/.	201,882,896	244,829,478	49,337,710	192,183,280	247,783,385	247,783,385	242,793,142	-2.0	-4,990,243	98.0
RESULTADO ECONOMICO (Presupuesto)	S/.	116,837,233	188,270,143	-104,032,871	41,323,154	85,068,006	85,068,006	65,604,395	-22.9	-19,463,611	77.1
INVERSIONES - Fbk (Presupuesto)	S/.	86,031,267	50,348,681	37,181,382	54,501,113	63,200,371	63,200,371	78,457,464	24.1	15,257,093	124.14
GANANCIAS (PERDIDA BRUTA)	S/.	214,824,170	227,226,858	204,522,143	243,556,317	218,153,000	218,153,000	205,075,898	-6.0	-13,077,102	94.0
GANANCIA (PERDIDA) OPERATIVA	S/.	156,378,060	178,699,457	153,032,133	194,415,554	174,136,915	174,136,915	165,124,927	-5.2	-9,011,988	94.8
GANANCIA (PERDIDA) NETA DEL EJERCICIO	S/.	107,311,265	127,398,799	110,566,669	131,273,161	125,097,794	125,097,794	114,969,118	-8.1	-10,128,676	91.9
ACTIVO TOTAL	S/.	1,609,639,920	1,599,577,623	1,800,819,881	1,746,770,074	1,872,581,536	1,872,581,536	1,859,958,081	-0.7	-12,623,455	99.3
ACTIVO CORRIENTE	S/.	212,308,196	209,442,819	354,618,084	353,598,512	429,495,446	429,495,446	303,540,517	-29.3	-125,954,929	70.7
ACTIVO NO CORRIENTE	S/.	1,397,331,724	1,390,134,804	1,446,201,797	1,393,171,562	1,443,086,090	1,443,086,090	1,556,417,564	7.9	113,331,474	107.9
PASIVO TOTAL	S/.	672,706,768	644,179,887	848,589,871	764,370,564	894,256,778	894,256,778	890,231,690	-0.5	-4,025,088	99.5
PASIVO CORRIENTE	S/.	345,681,992	324,976,357	499,183,744	328,843,870	462,178,519	462,178,519	455,330,720	-1.5	-6,847,799	98.5
PASIVO NO CORRIENTE	S/.	327,024,776	319,203,530	349,406,127	435,526,694	432,078,259	432,078,259	434,900,970	0.7	2,822,711	100.7
PATRIMONIO	S/.	936,933,152	955,397,736	952,230,010	982,399,510	978,324,758	978,324,758	969,726,391	-0.9	-8,598,367	99.1
INDICE DE MOROSIDAD	%	3.62	4.15	30.82	4.15	20.99	20.99	21.15	0.8	0.16	100.8
ROA (Utilidad Neta / Activo actual)	%	6.67	7.96	6.14	7.52	6.68	6.68	6.18	-7.5	-0.50	92.5
ROE (Utilidad Neta / Patrimonio actual)	%	11.45	13.33	11.61	13.36	12.79	12.79	11.86	-7.3	-0.93	92.7
EFICIENCIA GASTOS ADMINISTRATIVOS (Gastos de Administración / Ing. Actividades Ordinarias)	%	5.96	4.53	4.24	4.24	4.15	4.15	4.00	-3.5	-0.15	96.5
EBITDA (Utilidad Operativa + Depreciación + Amortización Intangible)	S/.	223,412,788	247,915,803	225,286,136	265,216,133	245,937,929	245,937,929	243,003,992	-1.2	-2,933,937	98.8
LIQUIDEZ (Activo Corriente / Pasivo Corriente)	N°	0.61	0.64	0.71	1.08	0.93	0.93	0.67	-28.3	-0.26	71.7
SOLVENCIA (Pasivo / Patrimonio)	N°	0.72	0.67	0.89	0.78	0.91	0.91	0.92	0.4	0.00	100.4

III.- INDICADORES OPERATIVOS

ENERGÍA GENERADA	Mwh	50,131	36,459	36,583	49,018	33,214	33,214	36,232	9.1	3,018	109.1
Hidráulica	Mwh	50,101	36,414	36,567	49,018	33,211	33,211	36,229	9.1	3,018	109.1
Térmica	Mwh	30	45	16	0	3	3	4	6.8	0	106.8
Fotovoltaica	Mwh	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0	0.0
COMPRA DE ENERGÍA (Incluye COES)	Mwh	1,981,560	2,068,792	2,059,751	2,117,546	2,163,527	2,163,527	2,167,788	0.2	4,261	100.2
VENTA DE ENERGÍA	Mwh	1,745,053	1,809,198	1,742,263	1,850,616	1,832,252	1,832,252	1,820,601	-0.6	-11,651	99.4
Mercado Regulado	Mwh	1,445,634	1,449,145	1,364,049	1,451,023	1,435,657	1,435,657	1,431,995	-0.3	-3,662	99.7
Mercado Libre	Mwh	299,419	360,053	378,214	399,592	396,595	396,595	388,606	-2.0	-7,989	98.0
CLIENTES	N°	901,819	928,694	946,804	984,454	986,414	986,414	989,435	0.3	3,021	100.3
COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN	%	87.40	83.04	85.30	88.40	89.19	89.19	89.54	0.4	0.35	100.4
PERDIDAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN	Mwh	282,793	292,588	320,562	284,812	353,523	353,523	368,177	4.1	14,654	104.1
PERDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN	%	9.47	9.43	10.16	8.46	10.11	10.11	10.49	3.8	0.38	103.8
PRECIO MEDIO DE VENTA	S/./Mwh	505.26	512.16	520.98	528.20	544.98	544.98	578.13	6.1	33.15	106.1
PEAJE (Ingreso)	S/.	24,771,204	29,206,860	22,891,798	28,921,169	28,092,648	28,092,648	27,161,780	-3.3	-930,868	96.7
PRECIO MEDIO DE COMPRA	S/./Mwh	274.90	269.28	294.18	281.59	308.29	308.29	315.86	2.5	7.57	102.5
PEAJE (Egreso)	S/.	8,076,812	10,636,359	9,971,924	10,200,935	10,172,833	10,172,833	10,390,315	2.1	217,481	102.1
POTENCIA INSTALADA	Mw	13.26	12.88	12.88	12.88	12.88	12.88	12.88	0.0	0.00	100.0
POTENCIA EFECTIVA	Mw	12.68	12.31	12.31	12.31	12.31	12.31	12.31	0.0	0.00	100.0
SADI	Horas	15.30	14.60	12.20	13.14	12.90	12.90	14.30	10.9	1.40	110.9
SAIFI	Veces	7.00	6.60	6.20	5.94	5.80	5.80	7.10	22.4	1.30	122.4

Anexo N° 2
EVALUACION DEL PLAN ESTRATEGICO DEL AÑO 2021

PERSPECTIVA	Objetivos Estratégicos	Objetivos Estratégicos	Indicadores	Unidad de Medida	Forma de Cálculo	HIDRANDINA S.A.							
	FONAFE- OEC	HIDRANDINA S.A.- OEI				Meta 2017	Meta 2018	Meta 2019	Meta 2020	Meta 2021	Ejecución al mes de Diciembre 2021	Diferencia	% Cumplimiento
Financiera	OEC 1. Incrementar la creación de valor económico	OEI 1. Incrementar la creación de valor económico	1. ROE	Porcentaje	(Utilidad neta / Patrimonio Total) x 100	8.88	10.28	11.72	11.29	13.36	11.86	-1.50	88.74
			2. EBITDA	MM S/	[Utilidad Oper. + Depreciación + Amortización)	-	226.86	234.61	230.05	265.22	243.0	-22.22	91.62
Grupos de Interés	OEC 2. Incrementar el valor social y ambiental	OEI 2. Incrementar el valor social y ambiental	3. Coeficiente de electrificación	Porcentaje	(Nro. de clientes residenciales x Nro. de personas por familia) / Nro. de habitantes área geográfica)*100	85.10	87.43	83.40	85.28	88.40	89.54	1.14	101.29
			4. Hallazgos de OEFA subsanados	Porcentaje	(Hallazgos subsanados en el período / Hallazgos subsanables en el período)* 100	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	0.00	100.00
	OEC 3. Mejorar la calidad de los bienes y servicios	OEI 3. Mejorar la calidad de los servicios	5. SAIDI	Horas	(Σ[Usuarios afectados X Duración de la interrupción en horas] / Total Usuarios)	18.68	17.16	14.70	14.10	13.14	14.30	1.16	91.17
			6. SAIFI	Veces	(Σ[Usuarios afectados X Número de interrupciones] / Total Usuarios)	8.13	7.23	6.70	6.40	5.94	7.10	1.16	80.47
			7. Nivel de satisfacción de clientes	Porcentaje	Indicador ISCAL	48.5	53.5	58.5	48.0	60.0	52.7	-7.30	87.83
Procesos Internos	OEC 4. Mejorar la eficiencia operativa	OEI 4. Mejorar la eficiencia operativa	8. Pérdidas de energía en distribución	Porcentaje	[(Energía entregada en distribución - (Energía consumida por clientes de la empresa y/o terceros en la red de distribución)) / (Energía total entregada)]	10.30	9.42	9.05	9.85	8.46	10.49	2.03	75.96
	OEC 5. Mejorar la gestión del portafolio de proyectos	OEI 5. Mejorar la gestión del portafolio de proyectos	9. Avance % del Plan de Transmisión al 2021	Porcentaje	Monto ejecutado / Monto aprobado (del Plan de Transmisión)	18.18	100.00	100.00	100.00	100.00	97.22	-2.78	97.22
			10. Avance % del Plan de Distribución al 2021	Porcentaje	Monto ejecutado / Monto aprobado (del Plan de Distribución)	14.81	100.00	100.00	100.00	100.00	118.53	18.53	118.53
	OEC 6. Fortalecer el gobierno corporativo	OEI 6. Mejora de procesos y fortalecimiento de la gestión del gobierno corporativo	11. Grado de Implementación del CBGC	Porcentaje	Autoevaluación Validada	58.2	66.4	73.35	75.38	76.00	89.57	13.57	117.86
			12. Grado de madurez del SCI	Número	Autoevaluación Validada	2.82	3.15	3.37	3.86	3.90	4.73	0.83	120.00
OEC 7. Fortalecer la gestión de RSC	OEI 7. Fortalecer la gestión de RSC	13. Grado de madurez de la RSC	Número	Autoevaluación Validada	2	2	2	3	3	3	0.00	100.00	
Aprendizaje	OEC 8. Fortalecer la gestión de talento humano y organizacional en la corporación	OEI 8. Fortalecer la gestión de talento humano y organizacional	14. Nivel de Implementación y gestión de etapas del Modelo de evaluación de desempeño	Número	Autoevaluación Validada	-	14	16	6	9	9	0.00	100.00
			15. Índice de clima laboral	Porcentaje	Encuesta de Índice de Clima Laboral	70.00	72.00	73.70	73.00	73.00	86.99	13.99	119.16
CUMPLIMIENTO PONDERADO												99.32	

La información de la Evaluación del Plan Operativo deberá reportarse adicionalmente en formato Excel y vía correo electrónico a la siguiente dirección electrónica infonafe@fonafe.gob.pe, dentro de los plazos establecidos por la Directiva de Gestión de Fonafe para la remisión de los Formatos a través del Sistema de Información FONAFE.

Anexo N° 3
EVALUACION DEL PLAN OPERATIVO DEL AÑO 2021

Objetivo Estratégico PEI	Objetivo Operativo	Indicador Operativo POI	Fórmula Indicador Operativo	Unidad de Medida	Meta Anual Inicial	Meta Modificada Al mes de Diciembre del 2021	Ejecución Al mes de Diciembre del 2021	Diferencia	Nivel de Cumplimiento %
OEI 1. Incrementar la creación de valor económico	1. Incrementar el valor económico	1.- EBITDA	Utilidad Operativa + Depreciación + Amortización	S/ MM	265.22	245.94	243.00	-2.9	98.8
		2.- ROE	$(\text{Utilidad Neta} / \text{Total Patrimonio}) \times 100$	%	13.36	12.79	11.86	-0.9	92.7
		3.- ROA	$(\text{Utilidad Neta} / \text{Total Activos}) \times 100$	%	7.52	6.88	6.18	-0.7	89.8
	2. Incrementar nivel de ingresos	4.- Volumen total de energía vendida en el mercado regulado	Volumen estimado de energía vendida (en GWh)	GWh	1,451.02	1,435.66	1,431.99	-3.7	99.7
		5.- Ingresos por servicios complementarios	Total Ingresos estimados por servicios complementarios (en S/ MM)	S/ MM	64.55	56.44	56.93	0.5	100.9
OEI 2. Incrementar el valor social y ambiental	3. Incrementar el número de clientes	6.- Variación neta del número de clientes	Crecimiento porcentual neto (ingresos y salidas) de clientes regulados y libres	%	4.19	4.18	4.5	0.3	107.6
	4. Mejorar el manejo ambiental en la actividad empresarial	7.- Cumplimiento del PAA	N° de actividades ejecutadas PAA/ Total de actividades programadas en el PAA x 100	%	100.00	100.0	99.8	-0.2	99.8
OEI 3. Mejorar la calidad de los servicios	5. Mejorar la calidad de suministro eléctrico	8.- SAIDI	$\sum (\text{Usuarios Afectados} \times \text{Duración de la Interrupción en Horas}) / (\text{Total Usuarios})$	Horas	13.14	12.90	14.30	1.4	89.1
		9.- SAIFI	$\sum (\text{Usuarios Afectados} \times \text{Número de Interrupciones}) / (\text{Total Usuarios})$	Veces	5.94	5.80	7.10	1.3	77.6
	6. Mejorar el nivel de satisfacción del cliente	10.- Nivel de satisfacción de clientes	Índice de Satisfacción del Cliente con la Calidad Percibida (ISCAL)	%	60.00	62.0	52.7	-9.3	85.0
OEI 4. Mejorar la eficiencia operativa	7. Reducir las pérdidas de energía	11.- Nivel de pérdida de energía en distribución	$[(\text{Energía Entregada en distribución} - \text{Energía consumida por clientes de la empresa y/o terceros en la red de distribución}) / \text{Energía total Entregada}] \times 100$	%	8.46	10.11	10.49	0.4	96.2
	8. Aumentar la eficiencia del uso de los activos	12.- Reducción de inventario inmovilizado	Monto de reducción de stock con antigüedad mayor a 3 años previsto (en S/ MM)	S/ MM	0.50	0.5	0.5	0.0	100.0
	9. Completar la transferencia de obras ejecutadas por terceros	13.- Saneamiento patrimonial	Monto de Patrimonio previsto sanear (en S/ MM)	S/ MM	0.00	0.0	0.0	0.0	NA
	10. Asegurar el cumplimiento del Plan Anual de Seguridad y Salud en el Trabajo (PASST)	14.- Cumplimiento del PASST	$(\text{N° de actividades ejecutadas del PASST} / \text{Total de actividades programadas del PASST}) \times 100$	%	100.00	100.0	100.5	0.5	100.5
OEI 5. Mejorar la gestión del portafolio de proyectos	11. Optimizar la gestión de inversiones	15.- Eficiencia de inversiones FBK	$(\text{Monto ejecutado de Inversiones FBK} / \text{Monto programado de Inversiones Plan Inicial FBK}) \times 100$	%	100.00	100.0	144.0	44.0	120.0
OEI 6. Fortalecer el gobierno corporativo	12. Fortalecer el Buen Gobierno de la empresa	16.- Grado de implementación de CBGC	Grado de Madurez de Buen Gobierno Corporativo (autoevaluación validada)	%	76.00	80.0	89.57	9.6	112.0
	13. Fortalecer el Sistema de Control Interno	17.- Nivel de Madurez de SCI	Nivel de Madurez del Sistema de Control Interno (autoevaluación validada)	N°	3.90	79.0	92.93	13.9	117.6
OEI 7. Fortalecer la gestión de RSC	14. Fortalecer la responsabilidad social empresarial	18.- Nivel de Madurez de RSE	Nivel de Madurez de Responsabilidad Social (autoevaluación validada)	N°	3.00	50.0	66.67	16.7	120.0
OEI 8. Fortalecer la gestión de talento humano y organizacional	15. Desarrollar competencias en los colaboradores	19.- Cumplimiento del PACA	$(\text{N° de actividades ejecutadas del PACA} / \text{Total de actividades programadas del PACA}) \times 100$	%	100.00	100.0	129.5	29.5	120.0
	16. Mejorar la percepción de los colaboradores	20.- Índice de Clima Laboral	Resultado de encuesta sobre clima laboral	%	73.00	73.0	86.99	14.0	119.2

Total	102.5
--------------	--------------

La información de la Evaluación del Plan Operativo deberá reportarse adicionalmente en formato Excel y vía correo electrónico a la siguiente dirección electrónica infonafe@fonafe.gob.pe, dentro de los plazos establecidos por la Directiva de Gestión de Fonafe para la remisión de los Formatos a través del Sistema de Información FONAFE.

Anexo N° 4

INFORME DE SEGUIMIENTO DE LAS INVERSIONES FBK

Mediante Acuerdo de Directorio N° 003-2020/009-FONAFE, se aprobó el presupuesto para el año 2021, el cual fue comunicado a HIDRANDINA S.A. mediante el Oficio SIED N° 269-2020/GPC/FONAFE y que aprueba el monto de Gastos de Capital por un monto de S/ 54,5 MM. Posteriormente mediante Acuerdo de Directorio N° 001-2021/009-FONAFE, comunicado con Oficio SIED N° 299-2021/GPC/FONAFE de fecha 09 de diciembre 2021, se aprobó la Modificación presupuestal para el año 2021, siendo el monto de Gastos de Capital modificado de S/ 63,2 MM.

A continuación, algunos comentarios sobre el avance de ejecución de los Proyectos de Inversión y Gastos No Ligados a Proyectos, al cierre del año 2021:

1. Proyectos de Inversión

El nivel de ejecución de los Proyectos de Inversión al mes de Dic-21 se encuentra en el orden del 117.7% con respecto a la meta programada; existiendo una mayor ejecución en el cumplimiento, debido a los siguientes motivos: Mayores montos de valorizaciones de algunas obras no programadas, como la Reposición de Redes de Distribución de 24 SED's Moche, Reposición de Redes de localidad Guadalupe, Reposición de Redes 12 SED's Chimbote (Urb. Las Casuarinas y El Acero), Ampliación de Redes localidad de Chepén, Instalación del transformador SET Trapecio, Reposición de Obras Civiles en Subestaciones tipo caseta (HI0059, HI0071, HI0076, HI0166, HI0184, HI0114, HI0150) y Ampliación Marginal de Electrificación Rural La Merced Parte Alta y Baja. Asimismo, también influyó la mayor ejecución en los proyectos: Implementación de Sistemas de Medición Inteligente AMI & MDM y Reemplazo de Alumbrado Público en Cinco Unidades de Negocios.

Sin embargo, cabe mencionar que no se ha ejecutado algunos montos programados como las liquidaciones de algunas obras culminadas: Ampliación de Redes para 4 sectores: AH Las Flores, Sector El Reposo-CP El Milagro, Ramón Castilla CP El Trópico; Ampliación Marginal de Redes De Distribución de 03 Sectores El Porvenir, 01 Sector Huanchaco – Trujillo y 01 Sector Bellavista – Nepeña; AMT Caraz y Remodelación de Redes Chiquián, Huasta y Aquia.

Entre las obras que se encuentran en ejecución tenemos también: .T. 138 kV SE Chimbote Sur-SE Nepeña, SE Nepeña – SE San Jacinto, SE Nepeña- SE Casma; Rehabilitación SET Chimbote 2 y las Celdas MT de SE Caraz – Carhuaz; Pacasmayo-Casagrande; Reposición de Obras Civiles de Subestaciones tipo caseta de las SED'S HI1413, HI1414, HI1415, HI1418; Reposición de Obras Civiles de Subestaciones tipo caseta de las SED'S HI0057, HI0151, HI0058, HI0113 y la Ampliación de Redes en 5 sectores: 3 sectores Moche (Tequila AMT HDS101, Barranca Curva de Sun TSU012, Vecinos Unidos I-B HDS101) y 2 sectores Salaverry (AH Alberto Fujimori Mz Ñ AMT SAL 01, Santa Fe AH Alto Salaverry HDS102); cuyo plazo de ejecución inicio en el mes de diciembre.

En etapa de recepción de obra y liquidación contractual: Transformador de Subestación Chimbote Norte 30MV, Reposición de Redes de Distribución 20 SED's La Esperanza y El Porvenir; Soterrado del AMT TNO004 10 kV Aérea, Tramo Aeropuerto - Cerro La Virgen de Huanchaco, Ampliación de Redes de Distribución de los sectores Villa El Sol V-A y Villa San José V-B, Rehabilitación SET Huarmey – Saldo de obra; Reposición de Redes de Florencia de Mora y Trujillo 09 SED's; entre otros.

Cabe precisar que en arbitraje tenemos: Rehabilitación SET Huarmey y Variante de Línea L-3340 y L-3341 - Cruce Río Chicama, Línea de Transmisión 138 kV S.E. Chimbote Norte - S.E. Trapecio, Nueva S.E. Derivación 138/66 kV (PIERINA) y L.T 66 kV S.E. Derivación - S.E. Huaraz.

2. Gastos de capital no ligados a proyectos

El nivel de ejecución de los Gastos de Capital No ligados a Proyectos, se encuentra en el orden del 134.2% respecto al monto programado al mismo periodo NOV-21, esto se debe principalmente a la mayor ejecución respecto al monto programado en el proyecto OM04 Gerencia Técnica; así como en Automatización de la Infraestructura Eléctrica en Distribución, Implementación de metodología BIM y Contribuciones Reembolsables 2021.

Sin embargo, también existen proyectos con menor ejecución respecto a lo programado, como el caso de: Suministro y Montaje Reconectores, Seccionadores y Fusibles (convenio MEM); Estudios asociados a infraestructura civil de oficinas de atención al cliente y Estudios de Sistemas de Transmisión.

CONCLUSIONES:

- ✓ El avance económico al cierre del año 2021, de los Proyectos de Inversión y los Gastos de Capital No Ligados, reporta un monto de S/ 78,5 MM que está en el orden del 124.1% con respecto al monto programado modificado para el año 2021 (S/ 63,2 MM).

Anexo N° 5
FORMATOS ESTADOS FINANCIEROS Y PRESUPUESTALES
**ESTADO DE SITUACION FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE 2021**

RUBROS	Real Al mes de Diciembre del 2021	Real Al mes de Diciembre del 2020	Diferencia	Var %	Meta Al mes de Diciembre del 2021	Diferencia	Var %	Meta Anual Inicial	Meta Anual Actual	Avance %	Avance %
	a	b	a-b	a/b-1	c	a-c	a/c-1	d	e	a/d	a/e
ACTIVO											
ACTIVO CORRIENTE											
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	27,979,505	29,145,747	-1,166,242	-4.0	139,723,510	-111,744,005	-80.0	10,435,268	139,723,510	268.1	20.0
Inversiones Financieras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas por Cobrar Comerciales (Neto)	198,203,599	211,505,135	-13,301,536	-6.3	224,327,772	-26,124,173	-11.6	257,782,808	224,327,772	76.9	88.4
Otras Cuentas por Cobrar (Neto)	32,039,538	73,444,687	-41,405,149	-56.4	17,949,162	14,090,376	78.5	36,928,077	17,949,162	86.8	178.5
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	6,692,077	16,414,776	-9,722,699	-59.2	4,299,678	2,392,399	55.6	16,364,263	4,299,678	40.9	155.6
Inventarios	38,505,512	23,893,460	14,612,052	61.2	42,067,430	-3,561,918	-8.5	30,960,202	42,067,430	124.4	91.5
Gastos Pagados por Anticipado	120,286	214,279	-93,993	-43.9	1,127,894	-1,007,608	-89.3	1,127,894	1,127,894	10.7	10.7
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	303,540,517	354,618,084	-51,077,567	-14.4	429,495,446	-125,954,929	-29.3	353,598,512	429,495,446	85.8	70.7
ACTIVO NO CORRIENTE											
Cuentas por Cobrar Comerciales	851,151	15,543,249	-14,692,098	-17.2	1,122,814	-1,037,663	-92.4	-	1,122,814	-	-
Otras Cuentas por Cobrar	497,399	446,314	51,085	11.5	354,287	143,112	40.4	455,345	354,287	109.2	140.4
Inversiones Mobiliarias (Neto)	7,932,633	5,042,896	2,889,737	57.3	5,332,405	2,600,228	48.8	4,332,405	5,332,405	183.1	148.8
Propiedades, Planta y Equipo (Neto)	1,546,031,331	1,423,493,319	122,538,012	8.6	1,434,780,212	111,251,119	7.8	1,387,370,267	1,434,780,212	111.4	107.8
Activos Intangibles (Neto)	1,105,050	1,676,019	-570,969	-34.1	1,496,372	-391,322	-26.2	1,013,545	1,496,372	109.0	73.8
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	1,556,417,564	1,446,201,797	110,215,767	7.6	1,443,086,090	113,331,474	7.9	1,393,171,562	1,443,086,090	111.7	107.9
TOTAL ACTIVO	1,859,958,081	1,800,819,881	59,138,200	3.3	1,872,581,536	-12,623,455	-0.7	1,746,770,074	1,872,581,536	106.5	99.3
Cuentas de Orden	70,504,733	61,830,998	8,673,735	14.0	90,724,740	-20,220,007	-22.3	90,724,740	90,724,740	77.7	77.7
PASIVO Y PATRIMONIO											
PASIVO CORRIENTE											
Obligaciones Financieras	194,996,649	256,613,377	-61,616,728	-24.0	223,598,714	-28,602,065	-12.8	98,203,457	223,598,714	198.6	87.2
Cuentas por Pagar Comerciales	108,727,439	91,231,753	17,495,686	19.2	102,105,875	6,621,564	6.5	104,105,875	102,105,875	104.4	106.5
Otras Cuentas por Pagar	86,793,376	94,035,447	-7,242,071	-7.7	74,465,313	12,328,063	16.6	76,465,312	74,465,313	113.5	116.6
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	1,098,202	2,109,039	-1,010,837	-47.9	1,131,051	-32,849	-2.9	2,525,898	1,131,051	43.5	97.1
Provisiones	24,273,887	20,909,962	3,363,925	16.1	26,940,599	-2,666,712	-9.9	20,914,265	26,940,599	116.1	90.1
Beneficios a los Empleados	20,275,997	19,420,404	855,593	4.4	19,073,205	1,202,792	6.3	21,656,689	19,073,205	93.6	106.3
Otros Pasivos	19,165,170	14,863,762	4,301,408	28.9	14,863,762	4,301,408	28.9	4,972,374	14,863,762	385.4	128.9
TOTAL PASIVO CORRIENTE	455,330,720	499,183,744	-43,853,024	-8.8	462,178,519	-6,847,799	-1.5	328,843,870	462,178,519	138.5	98.5
PASIVO NO CORRIENTE											
Obligaciones Financieras	2,007,915	1,636,199	371,716	22.7	128,529,462	-126,521,547	-98.4	154,205,453	128,529,462	1.3	1.6
Otras Cuentas por pagar	36,927,940	41,256,622	-4,328,682	-10.5	40,894,964	-3,967,024	-9.7	42,894,964	40,894,964	86.1	90.3
Cuentas por pagar a Entidades Relacionadas	8,350,631	6,395,770	1,954,861	30.6	6,540,237	1,810,394	27.7	6,540,237	6,540,237	127.7	127.7
Pasivo por impuesto a las Ganancias Diferidos	13,343,275	12,762,577	580,698	4.6	11,353,952	1,989,323	17.5	17,496,482	11,353,952	76.3	117.5
Beneficios a los Empleados	4,139,919	3,700,742	439,177	11.9	3,655,569	484,350	13.2	4,677,234	3,655,569	88.5	113.2
Ingresos Diferidos (Neto)	370,131,290	283,654,217	86,477,073	30.5	241,104,075	129,027,215	53.5	209,712,324	241,104,075	176.5	153.5
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	434,900,970	349,406,127	85,494,843	24.5	432,078,259	2,822,711	0.7	435,526,694	432,078,259	99.9	100.7
TOTAL PASIVO	890,231,690	848,589,871	41,641,819	4.9	894,256,778	-4,025,088	-0.5	764,370,564	894,256,778	116.5	99.5
PATRIMONIO											
Capital	749,216,619	749,216,619	-	-	749,216,619	-	-	749,216,619	749,216,619	100.0	100.0
Capital Adicional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reservas Legales	91,339,521	80,282,854	11,056,667	13.8	91,339,521	-	-	91,089,157	91,339,521	100.3	100.0
Resultados Acumulados	125,533,420	121,130,971	4,402,449	3.6	135,661,958	-10,128,538	-7.5	139,987,075	135,661,958	89.7	92.5
Otras Reservas de Patrimonio	3,636,831	1,599,566	2,037,265	127.4	2,106,660	1,530,171	72.6	2,106,659	2,106,660	172.6	172.6
TOTAL PATRIMONIO	969,726,391	952,230,010	17,496,381	1.8	978,324,758	-8,598,367	-0.9	982,399,510	978,324,758	98.7	99.1
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	1,859,958,081	1,800,819,881	59,138,200	3.3	1,872,581,536	-12,623,455	-0.7	1,746,770,074	1,872,581,536	106.5	99.3
Cuentas de Orden	70,504,733	61,830,998	8,673,735	14.0	90,724,740	-20,220,007	-22.3	90,724,740	90,724,740	77.7	77.7

**ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES
AL 31 DE DICIEMBRE 2021**

RUBROS	Real Al mes de Diciembre del 2021	Real Al mes de Diciembre del 2020	Diferencia	Var %	Meta Al mes de Diciembre del 2021	Diferencia	Var %	Meta Anual Inicial	Meta Anual Actual	Avance %	Avance %
	a	b	a-b	a/b-1	c	a-c	a/c-1	d	e	a/d	a/e
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS											
Ventas Netas de Bienes											
Prestación de Servicios	1,092,601,762	979,760,635	112,841,127	11.5	1,072,993,253	19,608,509	1.8	1,042,005,193	1,072,993,253	104.9	101.8
TOTAL DE INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	1,092,601,762	979,760,635	112,841,127	11.5	1,072,993,253	19,608,509	1.8	1,042,005,193	1,072,993,253	104.9	101.8
Costo de Ventas	887,525,864	775,238,492	112,287,372	14.5	854,840,253	32,685,611	3.8	798,448,876	854,840,253	111.2	103.8
GANANCIAS (PÉRDIDA BRUTA)	205,075,898	204,522,143	553,755	0.3	218,153,000	-13,077,102	-6.0	243,556,317	218,153,000	84.2	94.0
Gastos de Ventas y Distribución	54,407,774	35,463,556	18,944,218	53.4	57,145,622	-2,737,848	-4.8	45,937,657	57,145,622	118.4	95.2
Gastos de Administración	43,696,802	41,542,836	2,153,966	5.2	44,481,858	-785,056	-1.8	44,211,017	44,481,858	98.8	98.2
Ganancia (Pérdida) de la baja de Activos Financieros medidos al Costo	4,974,948	-16,826,319	21,801,267		-			-	-		
Otros Ingresos Operativos	53,334,924	43,357,454	9,977,470	23.0	57,612,815	-4,277,891	-7.4	41,640,037	57,612,815	128.1	92.6
Otros Gastos Operativos	156,267	1,014,753	-858,486	-	1,420	154,847	10,904.7	632,126	1,420	24.7	11,004.7
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERATIVA	165,124,927	153,032,133	12,092,794	7.9	174,136,915	-9,011,988	-5.2	194,415,554	174,136,915	84.9	94.8
Ingresos Financieros	8,088,746	9,424,717	-1,335,971	-14.2	8,615,720	-526,974	-6.1	6,490,063	8,615,720	124.6	93.9
Diferencia de cambio (Ganancias)	3,204,700	1,825,273	1,379,427	75.6	2,617,852	586,848	22.4	1,488,745	2,617,852	215.3	122.4
Gastos Financieros	3,467,964	6,459,605	-2,991,641	-46.3	4,208,333	-740,369	-17.6	6,628,691	4,208,333	52.3	82.4
Diferencia de Cambio (Pérdidas)	5,838,120	1,510,661	4,327,459	286.5	3,749,322	2,088,798	55.7	1,515,503	3,749,322	385.2	155.7
Participación de los Resultados Netos de Asociadas y Negocios Conjunto											
Ganancias (Pérdidas) que surgen de la Diferencia entre el Valor Libro											
RESULTADO ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	167,112,289	156,311,857	10,800,432	6.9	177,412,832	-10,300,543	-5.8	194,250,168	177,412,832	86.0	94.2
Gasto por Impuesto a las Ganancias	52,143,171	45,745,188	6,397,983	14.0	52,315,038	-171,867	-0.3	62,977,007	52,315,038	82.8	99.7
GANANCIA (PÉRDIDA) NETA DE OPERACIONES CONTINUADAS	114,969,118	110,566,669	4,402,449	4.0	125,097,794	-10,128,676	-8.1	131,273,161	125,097,794	87.6	91.9
Ganancia (Pérdida) Neta de Impuesto a las Ganancias Procedente de Oper										-	-
GANANCIA (PÉRDIDA) NETA DEL EJERCICIO	114,969,118	110,566,669	4,402,449	4.0	125,097,794	-10,128,676	-8.1	131,273,161	125,097,794	87.6	91.9

**FLUJO DE CAJA
AL 31 DE DICIEMBRE 2021**

RUBROS	Real Al mes de Diciembre del	Real Al mes de Diciembre del	Diferencia	Var %	Meta Al mes de Diciembre del	Diferencia	Var %	Meta Anual Inicial	Meta Anual Actual	Avance %	Avance %
	a	b	a-b	a/b-1	c	a-c	a/c-1	d	e	a/d	a/e
INGRESOS DE OPERACION	1,451,180,802	1,073,585,320	377,595,482	35.2	1,416,176,996	35,003,806	2.5	1,266,345,559	1,416,176,996	114.6	102.5
Venta de Bienes y Servicios	1,139,281,893	854,530,082	284,751,811	33.3	1,091,810,495	47,471,398	4.3	972,187,506	1,091,810,495	117.2	104.3
Ingresos Financieros	515,922	779,354	-263,432	-33.8	300,137	215,785	71.9	449,028	300,137	114.9	171.9
Ingresos por participacion o dividendos	992,063	-	992,063	-	-	992,063	-	238,250	-	416.4	#DIV/0!
Ingresos Complementarios	71,130,352	41,680,504	29,449,848	70.7	83,794,701	-12,664,349	-15.1	73,745,439	83,794,701	96.5	84.9
Retenciones de tributos	220,899,735	161,999,961	58,899,774	36.4	214,931,180	5,968,555	2.8	192,825,647	214,931,180	114.6	102.8
Otros	18,360,837	14,595,419	3,765,418	25.8	25,340,483	-6,979,646	-27.5	26,899,689	25,340,483	68.3	72.5
EGRESOS DE OPERACION	1,234,001,756	1,082,028,326	151,973,430	14.0	1,221,192,282	12,809,474	1.0	1,104,930,140	1,221,192,282	111.7	101.0
Compra de Bienes	854,198,892	753,230,780	100,968,112	13.4	853,694,483	504,409	0.1	749,585,195	853,694,483	114.0	100.1
Gastos de personal	61,045,432	55,634,997	5,410,435	9.7	66,995,868	-5,950,436	-8.9	61,795,038	66,995,868	98.8	91.1
Servicios prestados por terceros	156,207,758	129,501,897	26,705,861	20.6	142,330,171	13,877,587	9.8	128,504,729	142,330,171	121.6	109.8
Tributos	120,386,921	110,954,002	9,432,919	8.5	120,520,252	-133,331	-0.1	130,787,171	120,520,252	92.0	99.9
Por Cuenta Propia	120,386,921	110,954,002	9,432,919	8.5	120,520,252	-133,331	-0.1	130,787,171	120,520,252	92.0	99.9
Por Cuenta de Terceros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos diversos de Gestion	16,611,179	13,160,504	3,450,675	26.2	14,289,138	2,322,041	16.3	14,907,449	14,289,138	111.4	116.3
Gastos Financieros	4,777,895	2,707,065	2,070,830	76.5	4,757,678	20,217	0.4	2,723,275	4,757,678	175.4	100.4
Otros	20,773,679	16,839,081	3,934,598	23.4	18,604,692	2,168,987	11.7	16,627,283	18,604,692	124.9	111.7
FLUJO OPERATIVO	217,179,046	-8,443,006	225,622,052	-2,672.3	194,984,714	22,194,332	11.4	161,415,419	194,984,714	134.5	111.4
INGRESOS DE CAPITAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aportes de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de activo fijo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GASTOS DE CAPITAL	55,273,422	33,964,798	21,308,624	62.7	74,576,436	-19,303,014	-25.9	64,311,313	74,576,436	85.9	74.1
Presupuesto de Inversiones - FBK	55,273,422	33,964,798	21,308,624	62.7	74,576,436	-19,303,014	-25.9	64,311,313	74,576,436	85.9	74.1
Proyecto de Inversion	44,090,345	33,964,798	10,125,547	29.8	62,964,111	-18,873,766	-30.0	46,120,436	62,964,111	95.6	70.0
Gastos de capital no ligados a proyectos	11,183,077	-	11,183,077	-	11,612,325	-429,248	-	18,190,877	11,612,325	61.5	96.3
Inversion Financiera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TRANSFERENCIAS NETAS	778,719	-1,530,280	2,308,999	-150.9	-5,006	783,725	-	-	-5,006	-	-
Ingresos por Transferencias	2,292,074	1,809,850	482,224	26.6	2,972,892	-680,818	-22.9	2,822,520	2,972,892	81.2	77.1
Egresos por Transferencias	1,513,355	3,340,130	-1,826,775	-54.7	2,977,898	-1,464,543	-49.2	2,822,520	2,977,898	53.6	50.8
SALDO ECONOMICO	162,684,343	-43,938,084	206,622,427	-470.3	120,403,272	42,281,071	35.1	97,104,106	120,403,272	167.5	135.1
FINANCIAMIENTO NETO	-64,886,670	156,976,377	-221,863,047	-141.3	89,116,024	-154,002,694	-172.8	-11,869,558	89,116,024	546.7	-72.8
Financiamiento Externo Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Financiamiento largo plazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desembolsos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servicios de Deuda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortizacion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Intereses y comisiones de la deuda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Financiamiento corto plazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desembolsos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servicio de la Deuda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortizacion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Intereses y comisiones de la deuda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Financiamiento Interno Neto	-64,886,670	156,976,377	-221,863,047	-141.3	89,116,024	-154,002,694	-172.8	-11,869,558	89,116,024	546.7	-72.8
Financiamiento Largo PLazo	-	-	-	-	140,000,000	-140,000,000	-	164,418,808	140,000,000	-	-
Desembolsos	-	-	-	-	140,000,000	-140,000,000	-	170,000,000	140,000,000	-	-
Servicio de la Deuda	-	-	-	-	-	-	-	5,581,192	-	-	-
Amortizacion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Intereses y comisiones de la deuda	-	-	-	-	-	-	-	5,581,192	-	-	-
Financiamiento Corto Plazo	-64,886,670	156,976,377	-221,863,047	-141.3	-50,883,976	-14,002,694	27.5	-176,288,366	-50,883,976	36.8	127.5
Desembolsos	192,000,000	410,900,000	-218,900,000	-53.3	206,000,000	-14,000,000	-6.8	130,000,000	206,000,000	147.7	93.2
Servicio de la Deuda	256,886,670	253,923,623	2,963,047	1.2	256,883,976	2,694	0.0	306,288,366	256,883,976	83.9	100.0
Amortizacion	255,165,326	249,564,407	5,600,919	2.2	255,165,326	-	-	303,165,326	255,165,326	84.2	100.0
Intereses y comisiones de la Deuda	1,721,344	4,359,216	-2,637,872	-60.5	1,718,650	2,694	0.2	3,123,040	1,718,650	55.1	100.2
DESAPORTE DE CAPITAL EN EFECTIVO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PAGO DE DIVIDENDOS	98,963,915	113,983,638	-15,019,723	-	98,941,533	22,382	-	96,359,013	98,941,533	102.7	100.0
Pago de Dividendos de Ejercicios Anteriores	98,963,915	113,983,638	-15,019,723	-	98,941,533	22,382	-	96,359,013	98,941,533	102.7	100.0
Adelanto de Dividendos ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUJO NETO DE CAJA	-1,166,242	-945,345	-220,897	23.4	110,577,763	-111,744,005	-101.1	-11,124,465	110,577,763	10.5	-1.1
SALDO INICIAL DE CAJA	29,145,747	30,091,092	-945,345	-3.1	29,145,747	-	-	18,906,092	29,145,747	154.2	100.0
SALDO FINAL DE CAJA	27,979,505	29,145,747	-1,166,242	-4.0	139,723,510	-111,744,005	-80.0	7,781,627	139,723,510	359.6	20.0
SALDO DE LIBRE DISPONIBILIDAD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO PRIMARIO	162,684,343	-43,938,084	206,622,427	-470.3	120,403,272	42,281,071	35.1	97,104,106	120,403,272	167.5	135.1
PARTICIPACION TRABAJADORES D.LEGISLATIVO N°	8,002,021	8,379,310	-377,289	-	8,002,021	-	-	8,820,116	8,002,021	90.7	100.0

**PRESUPUESTO DE INGRESOS Y EGRESOS
AL 31 DE DICIEMBRE 2021**

RUBROS	Real Al mes de Diciembre del 2021	Real Al mes de Diciembre del 2020	Diferencia	Var %	Meta Al mes de Diciembre del 2021	Diferencia	Var %	Meta Anual Inicial	Meta Anual Actual	Avance Inicial %	Avance Actual %
PRESUPUESTO DE OPERACIÓN	a	b	a-b	a/b-1	c	a-c	a/c-1	d	e	a/d	a/e
1 INGRESOS	1,230,281,067	911,585,359	318,695,708	35.0	1,201,245,816	29,035,251	2.4	1,073,519,912	1,201,245,816	114.6	102.4
1.1 Venta de Bienes	0	0	0		0	0		0	0		
1.2 Venta de Servicios	1,139,281,893	854,530,082	284,751,811	33.3	1,091,810,495	47,471,398	4.3	972,187,506	1,091,810,495	117.2	104.3
1.3 Ingresos Financieros	515,922	779,354	-263,432	-33.8	300,137	215,785	71.9	449,028	300,137	114.9	171.9
1.4 Ingresos por participacion o dividendos	992,063	0	992,063	-	0	992,063	-	238,250	0	416.4	#DIV/0!
1.5 Ingresos complementarios	71,130,352	41,680,504	29,449,848	70.7	83,794,701	-12,664,349	-15.1	73,745,439	83,794,701	96.5	84.9
1.6 Otros	18,360,837	14,595,419	3,765,418	25.8	25,340,483	-6,979,646	-27.5	26,899,689	25,340,483	68.3	72.5
2 EGRESOS	987,487,925	862,247,649	125,240,276	14.5	953,462,431	34,025,494	3.6	881,336,632	953,462,431	112.0	103.6
2.1 Compra de Bienes	705,676,506	618,604,709	87,071,797	14.1	684,612,042	21,064,464	3.1	624,739,272	684,612,042	113.0	103.1
2.1.1 Insumos y suministros	703,541,341	617,043,548	86,497,793	14.0	682,579,827	20,961,514	3.1	623,422,653	682,579,827	112.9	103.1
2.1.2 Combustibles y lubricantes	815,358	594,025	221,333	37.3	729,550	85,808	11.8	813,614	729,550	100.2	111.8
2.1.3 Otros	1,319,807	967,136	352,671	36.5	1,302,665	17,142	1.3	503,005	1,302,665	262.4	101.3
2.2 Gastos de personal (GIP)	61,888,633	61,417,336	471,297	0.8	63,552,151	-1,663,518	-2.6	60,712,880	63,552,151	101.9	97.4
2.2.1 Sueldos y Salarios (GIP)	42,762,398	39,661,386	3,101,012	7.8	43,707,395	-944,997	-2.2	40,834,215	43,707,395	104.7	97.8
2.2.1.1 Basica (GIP)	27,749,128	29,920,057	-2,170,929	-7.3	28,305,727	-556,599	-2.0	29,882,487	28,305,727	92.9	98.0
2.2.1.2 Bonificaciones (GIP)	8,298,322	2,950,311	5,348,011	181.3	8,376,473	-78,151	-0.9	3,984,909	8,376,473	208.2	99.1
2.2.1.3 Gratificaciones (GIP)	5,010,171	5,024,900	-14,729	-0.3	5,443,562	-433,391	-8.0	5,298,749	5,443,562	94.6	92.0
2.2.1.4 Asignaciones (GIP)	730,445	739,529	-9,084	-1.2	773,091	-42,646	-5.5	783,192	773,091	93.3	94.5
2.2.1.5 Horas Extras (GIP)	762,639	815,492	-52,853	-6.5	734,938	27,701	3.8	884,878	734,938	86.2	103.8
2.2.1.6 Otros (GIP)	211,693	211,097	596	-	73,604	138,089	-	0	73,604	-	-
2.2.2 Compensacion por tiempo de Servicio (GIP)	2,898,770	3,102,866	-204,096	-6.6	2,849,747	49,023	1.7	3,013,315	2,849,747	96.2	101.7
2.2.3 Seguridad y prevision Social (GIP)	2,948,690	3,332,451	-383,761	-11.5	3,086,211	-137,521	-4.5	3,337,638	3,086,211	88.3	95.5
2.2.4 Dietas del Directorio (GIP)	388,500	218,250	170,250	78.0	391,500	-3,000	-0.8	396,000	391,500	98.1	99.2
2.2.5 Capacitacion (GIP)	709,873	699,529	10,344	1.5	750,000	-40,127	-5.4	750,000	750,000	94.6	94.6
2.2.6 Jubilaciones y Pensiones (GIP)	291,632	0	291,632	-	75,901	215,731	-	75,901	75,901	384.2	384.2
2.2.7 Otros gastos de personal (GIP)	11,888,770	14,402,854	-2,514,084	-17.5	12,691,397	-802,627	-6.3	12,305,811	12,691,397	96.6	93.7
2.2.7.1 Refrigerio (GIP)	0	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0		
2.2.7.2 Uniformes (GIP)	88,145	971	87,174	-	420,573	-332,428	-79.0	420,573	420,573	21.0	21.0
2.2.7.3 Asistencia Medica (GIP)	559,744	332,891	226,853	68.1	560,330	-586	-0.1	1,130,070	560,330	49.5	99.9
2.2.7.4 Seguro complementario de alto riesgo (GIP)	442,209	269,381	172,828	64.2	432,078	10,131	2.3	219,063	432,078	201.9	102.3
2.2.7.5 Pago de indem. por cese de relac. lab. (GIP)	0	0	0	-	0	0	-	0	0	#DIV/0!	#DIV/0!
2.2.7.6 Incentivos por retiro voluntario (GIP)	1,055,712	0	1,055,712	-	1,347,121	-291,409	-	850,000	1,347,121	124.2	78.4
2.2.7.7 Celebraciones (GIP)	60,845	54,575	6,270	-	157,272	-96,427	-61.3	292,242	157,272	20.8	38.7
2.2.7.8 Bonos de Productividad (GIP)	0	3,801,086	-3,801,086	-	0	0	-	0	0	#DIV/0!	#DIV/0!
2.2.7.9 Participacion de trabajadores (GIP)	9,307,261	9,518,718	-211,457	-2.2	9,307,261	0	0.0	8,820,116	9,307,261	105.5	100.0
2.2.7.10 Otros (GIP)	374,854	425,232	-50,378	-11.8	466,762	-91,908	-19.7	573,747	466,762	65.3	80.3
2.3 Servicios prestados por terceros	125,163,153	98,877,066	26,286,087	26.6	120,138,585	5,024,568	4.2	113,306,807	120,138,585	110.5	104.2
2.3.1 Transporte y almacenamiento	11,012,427	10,749,667	262,760	2.4	10,748,037	264,390	2.5	11,607,777	10,748,037	94.9	102.5
2.3.2 Tarifas de servicios publicos	1,168,532	1,635,982	-467,450	-28.6	915,547	252,985	27.6	3,159,159	915,547	37.0	127.6
2.3.3 Honorarios profesionales (GIP)	4,540,634	3,781,364	759,270	20.1	4,111,750	428,884	10.4	4,824,996	4,111,750	94.1	110.4
2.3.3.1 Auditorias (GIP)	750,841	651,359	99,482	15.3	612,293	138,548	22.6	631,350	612,293	118.9	122.6
2.3.3.2 Consultorias (GIP)	1,429,805	769,509	660,296	85.8	1,241,890	187,915	15.1	1,874,178	1,241,890	76.3	115.1
2.3.3.3 Asesorias (GIP)	2,029,690	2,044,935	-15,245	-0.7	1,976,397	53,293	2.7	1,973,099	1,976,397	102.9	102.7
2.3.3.4 Otros servicios no personales (GIP)	330,298	315,561	14,737	4.7	281,170	49,128	17.5	346,369	281,170	95.4	117.5
2.3.4 Mantenimiento y Reparacion	56,540,098	46,029,977	10,510,121	22.8	51,565,708	4,974,390	9.6	43,863,836	51,565,708	128.9	109.6
2.3.5 Alquileres	4,029,186	2,914,596	1,114,590	38.2	4,779,050	-749,864	-15.7	2,534,825	4,779,050	159.0	84.3
2.3.6 Serv. de vigilancia, guardiana y limp. (GIP)	7,299,968	6,964,020	335,948	4.8	8,089,886	-789,918	-9.8	7,851,164	8,089,886	93.0	90.2
2.3.6.1 Vigilancia (GIP)	5,269,386	4,965,536	313,850	6.3	5,509,390	-240,004	-4.4	5,297,778	5,509,390	99.5	95.6
2.3.6.2 Guardiania (GIP)	0	0	0	-	0	0	-	0	0		
2.3.6.3 Limpieza (GIP)	2,030,582	2,008,484	22,098	1.1	2,580,496	-549,914	-21.3	2,553,386	2,580,496	79.5	78.7
2.3.7 Publicidad y Publicaciones	730,589	534,290	196,299	36.7	733,326	-2,737	-0.4	746,615	733,326	97.9	99.6
2.3.8 Otros	39,841,719	26,267,170	13,574,549	51.7	39,195,281	646,438	1.6	38,718,435	39,195,281	102.9	101.6
2.3.8.1 Servicio de mensajería y correspondencia (GIP)	30,277	104,258	-73,981	-71.0	33,524	-3,247	-9.7	271,840	33,524	11.1	90.3
2.3.8.2 Prov. de personal por coop. y services (GIP)	1,633,999	1,468,929	165,070	11.2	1,670,423	-36,424	-2.2	1,681,949	1,670,423	97.1	97.8
2.3.8.3 Otros relacionados a GIP (GIP)	35,832,962	22,577,181	13,255,781	58.7	35,386,165	446,797	1.3	34,425,104	35,386,165	104.1	101.3
2.3.8.4 Otros no relacionados a GIP	2,344,481	2,116,802	227,679	10.8	2,105,169	239,312	11.4	2,339,542	2,105,169	100.2	111.4

**PRESUPUESTO DE INGRESOS Y EGRESOS
AL 31 DE DICIEMBRE 2021**

RUBROS	Real Al mes de Diciembre del 2021	Real Al mes de Diciembre del 2020	Diferencia	Var %	Meta Al mes de Diciembre del 2021	Diferencia	Var %	Meta Anual Inicial	Meta Anual Actual	Avance Inicial %	Avance Actual %
PRESUPUESTO DE OPERACIÓN	a	b	a-b	a/b-1	c	a-c	a/c-1	d	e	a/d	a/e
2.4 Tributos	73,419,182	65,567,757	7,851,425	12.0	65,185,975	8,233,207	12.6	65,552,919	65,185,975	112.0	112.6
2.4.1 Impuesto a las Transacciones Financieras - ITF	154,054	148,806	5,248	3.5	154,277	-223	-0.1	176,016	154,277	87.5	99.9
2.4.2 Otros impuestos y contribuciones	73,265,128	65,418,951	7,846,177	12.0	65,031,698	8,233,430	12.7	65,376,903	65,031,698	112.1	112.7
2.5 Gastos diversos de Gestión	12,401,968	12,981,303	-579,335	-4.5	11,315,055	1,086,913	9.6	11,932,079	11,315,055	103.9	109.6
2.5.1 Seguros	4,525,881	4,272,473	253,408	5.9	4,325,632	200,249	4.6	4,732,908	4,325,632	95.6	104.6
2.5.2 Viajes (GIP)	696,562	659,096	37,466	5.7	634,904	61,658	9.7	747,516	634,904	93.2	109.7
2.5.3 Gastos de Representación	0	0	0	-	0	0	-	0	0		
2.5.4 Otros	7,179,525	8,049,734	-870,209	-10.8	6,354,519	825,006	13.0	6,451,655	6,354,519	111.3	113.0
2.5.4.1 Otros relacionados a GIP (GIP)	75,638	76,803	-1,165	-1.5	55,267	20,371	36.9	221,763	55,267	34.1	136.9
2.5.4.2 Otros no relacionados a GIP	7,103,887	7,972,931	-869,044	-10.9	6,299,252	804,635	12.8	6,229,892	6,299,252	114.0	112.8
2.6 Gastos Financieros	8,938,483	4,799,478	4,139,005	86.2	8,658,623	279,860	3.2	5,092,675	8,658,623	175.5	103.2
2.7 Otros	0	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0		
RESULTADO DE OPERACION	242,793,142	49,337,710	193,455,432	392.1	247,783,385	-4,990,243	-2.0	192,183,280	247,783,385	126.3	98.0
3 GASTOS DE CAPITAL	177,967,466	151,840,301	26,127,165	17.2	162,710,373	15,257,093	9.4	150,860,126	162,710,373	118.0	109.4
3.1 Presupuesto de Inversiones - FBK	78,457,464	37,181,382	41,276,082	111.0	63,200,371	15,257,093	24.1	54,501,113	63,200,371	144.0	124.1
3.1.1 Proyecto de Inversión	45,382,337	8,421,010	36,961,327	438.9	38,549,640	6,832,697	17.7	39,426,996	38,549,640	115.1	117.7
3.1.2 Gastos de capital no ligados a proyectos	33,075,127	28,760,372	4,314,755	15.0	24,650,731	8,424,396	34.2	15,074,117	24,650,731	219.4	134.2
3.2 Inversión Financiera	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
3.3 Otros	99,510,002	114,658,919	-15,148,917	-0	99,510,002	0	0	96,359,013	99,510,002		
4 INGRESOS DE CAPITAL	0	0	0	-	0	0	-	0	0	-	-
4.1 Aportes de Capital	0	0	0	-	0	0	-	0	0	-	-
4.2 Ventas de activo fijo	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
4.3 Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
5 TRANSFERENCIAS NETAS	778,719	-1,530,280	2,308,999	-150.9	-5,006	783,725	0.0	0	-5,006		
5.1 Ingresos por Transferencias	2,292,074	1,809,850	482,224	26.6	2,972,892	-680,818	-22.9	2,822,520	2,972,892	81.2	77.1
5.2 Egresos por Transferencias	1,513,355	3,340,130	-1,826,775	-54.7	2,977,898	-1,464,543	-49.2	2,822,520	2,977,898	53.6	50.8
RESULTADO ECONOMICO	65,604,395	-104,032,871	169,637,266	-163.1	85,068,006	-19,463,611	-22.9	41,323,154	85,068,006	158.8	77.1
6 FINANCIAMIENTO NETO	-64,886,670	156,976,377	-221,863,047	-141.3	89,116,024	-154,002,694	-172.8	-11,869,558	89,116,024	546.7	-72.8
6.1 Financiamiento Externo Neto	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
6.1.1. Financiamiento largo plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
6.1.1.1 Desembolsos	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
6.1.1.2 Servicios de Deuda	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
6.1.1.2.1 Amortización	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
6.1.1.2.2 Intereses y comisiones de la deuda	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
6.1.2. Financiamiento corto plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
6.1.2.1 Desembolsos	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
6.1.2.2 Servicio de la Deuda	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
6.1.2.2.1 Amortización	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
6.1.2.2.2 Intereses y comisiones de la deuda	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
6.2 Financiamiento Interno Neto	-64,886,670	156,976,377	-221,863,047	-141.3	89,116,024	-154,002,694	-172.8	-11,869,558	89,116,024	546.7	-72.8
6.2.1. Financiamiento Largo PLazo	0	0	0	-	140,000,000	-140,000,000	-	164,418,808	140,000,000	-	-
6.2.1.1 Desembolsos	0	0	0	0	140,000,000	-140,000,000	0	170,000,000	140,000,000		
6.2.1.2 Servicio de la Deuda	0	0	0	-	0	0	-	5,581,192	0	0.0	#DIV/0!
6.2.1.2.1 Amortización	0	0	0	-	0	0	-	0	0	-	-
6.2.1.2.2 Intereses y comisiones de la deuda	0	0	0	-	0	0	-	5,581,192	0	0.0	#DIV/0!
6.2.2. Financiamiento Corto Plazo	-64,886,670	156,976,377	-221,863,047	-141.3	-50,883,976	-14,002,694	27.5	-176,288,366	-50,883,976	36.8	127.5
6.2.2.1 Desembolsos	192,000,000	410,900,000	-218,900,000	-	206,000,000	-14,000,000	-6.8	130,000,000	206,000,000	147.7	93.2
6.2.2.2 Servicio de la Deuda	256,886,670	253,923,623	2,963,047	1.2	256,883,976	2,694	0.0	306,288,366	256,883,976	83.9	100.0
6.2.2.2.1 Amortización	255,165,326	249,564,407	5,600,919	2.2	255,165,326	0	0.0	303,165,326	255,165,326	84.2	100.0
6.2.2.2.2 Intereses y comisiones de la Deuda	1,721,344	4,359,216	-2,637,872	-60.5	1,718,650	2,694	0.2	3,123,040	1,718,650	55.1	100.2
RESULTADO DE EJERCICIOS ANTERIORES	3,034,141	1,867,379	1,166,762	-	8,500,000	-5,465,859	0	8,500,000	8,500,000		
SALDO FINAL	3,751,866	54,810,885	-51,059,019	-93.2	182,684,030	-178,932,164	-97.9	37,953,596	182,684,030	9.9	2.1
GIP-TOTAL (Sin Participaciones a trabajadores)	102,691,412	87,530,269	15,161,143	17.3	104,226,809	-1,535,397	-1.5	101,917,096	104,226,809	100.8	98.5
Impuesto a la Renta	52,167,197	53,352,414	-1,185,217	-2.2	52,167,197	0	0.0	53,435,480	52,167,197	97.6	100.0