

REPUBLICA DE PANAMA  
COMISION NACIONAL DE VALORES

FORMULARIO IN-A  
INFORME DE ACTUALIZACION ANUAL

Trimestre terminado al 31 de diciembre de 2018

RAZON SOCIAL DE LA COMPAÑIA: EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA METRO OESTE, S.A.

VALORES QUE HA REGISTRADO: VALORES COMERCIALES NEGOCIABLES HASTA CINCUENTA MILLONES DE DOLARES (US\$50,000,000), EN MONEDA DE CURSO LEGAL DE LOS ESTADOS UNIDOS. RESOLUCION DE LA COMISION NACIONAL DE VALORES N° 148-10 DE 29 DE ABRIL DE 2010.

NUMEROS DE TELEFONO Y FAX DE LA COMPAÑIA: (507)315-7600- EXT.64901  
FAX (507)315-7709

DIRECCION DE LA COMPAÑIA: ALBROOK  
CALLE DIOGENES DE LA ROSA, EDIF.812  
PANAMA, REPUBLICA DE PANAMA

DIRECCION DE CORREO ELECTRONICO DE LA COMPAÑIA: [dfgrimaldos@naturgy.com](mailto:dfgrimaldos@naturgy.com)



## 1. Información de la Empresa

### A. HISTORIA Y ORGANIZACION

La empresa es 51% propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A., mientras que el gobierno panameño y los empleados de la Empresa poseen un 48% y 1%, respectivamente. Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A., es parte de Gas Natural, S.A.

El grupo GAS NATURAL FENOSA tiene presencia en más de 23 países y tiene más de 20 millones de clientes en todo el mundo, ocupa el primer lugar en la integración de gas y electricidad en España y Latinoamérica, y es el segundo operador mundial en el mercado de gas natural licuado (GNL).

El grupo GAS NATURAL FENOSA en EDEMET ha invertido desde que tomó la gestión de las empresas más de B/. 500 Millones en diversos proyectos que incluyen inversiones en arquitectura de la red eléctrica en Panamá que consiste en optimizar maniobras en la red, elevar la calidad de servicio brindado, disminuir costes de mantenimiento y reducir el nivel de pérdidas técnicas, expansión de la red por atención de la demanda, nuevas subestaciones y líneas de alta tensión, Alumbrado Público y la atención de los nuevos suministros, sistemas de gestión, generación y nuevos edificios. A partir del 98 se abordó un ambicioso plan de inversiones con el fin de dotar a Panamá de un sistema de distribución eléctrico moderno y confiable. Quince años después, nuestro país es el líder regional en este sector. Al avanzado Centro de Operaciones de Red (COR) que mantiene información tiempo real de las instalaciones tele controladas, esquemas unifilares de SSEE y CCTT, datos de evolución de las cargas en las salidas de MT y detección de alarmas en los ITC, se une el Laboratorio de Medidas, modernización de las protecciones con la incorporación de microprocesadores, interruptores con telecontrol, centros de maniobras tele controlados, subestaciones de tipo modular, y la incorporación de nuevas tecnologías en los sistemas de medida a los clientes y el uso, por primera vez en Panamá del Medidor de Energía que permite la compra anticipada o mejor conocido como Pre - Pago. Solo en la red de distribución, se han invertido cerca de US \$310 millones que han asegurado la calidad y confiabilidad del servicio a los ciudadanos de Panamá.

La adquisición de sofisticados equipos de telecontrol, así como la implantación del sistema SCADA para operar eficientemente la red de distribución, puesta en servicio de nuevas instalaciones, aplicación de planes de emergencia, análisis de incidencias de la explotación, coordinación para la corrección de incidencias en la red y conseguir altos niveles de calidad en el servicio.

La Empresa ha priorizado en su gestión la instalación luminarias, alcanzando más de 150.000 luminarias instaladas, superando de esta manera los planes de ampliación del sistema de alumbrado previsto por la ASEP.

GAS NATURAL FENOSA EDEMET inició en abril 2005 la construcción de la nueva Subestación Centro Bancario y concluyendo en noviembre del mismo año, la subestación tiene un diseño compacto único en la región, con tecnología de punta desarrollada en países como España, Estados Unidos, Suiza y Alemania. La obra forma parte del Plan de Inversión en Alta Tensión en la Ciudad Capital, cuya inversión total fue del orden de los 13 millones de dólares. Por los resultados positivos de esta tecnología de subestaciones, GNF ha construido adicionalmente, dos subestaciones blindadas: SE El Higo, ubicada en el Higo de San Carlos y SE Juan Demóstenes Arosemena, en Arraiján. En el 2016 entra en ejecución la nueva SE San Cristóbal, en David Chiriquí, la cual con un monto de US\$ 8.0 (incluye la LAT) busca preparar a la provincia de Chiriquí para el crecimiento importante de la demanda y mejorar la calidad de servicio del sector. En adición se está en la última fase de construcción de la SE Burunga, en Arraiján a un costo de aproximadamente US\$ 25 MM.



*Blaw*

**COMISION NACIONAL DE VALORES**  
**FORMULARIO IN-A**  
**Pág. 2**

Para preservar el medio ambiente de un país tan bello como Panamá, en el que se encuentra el segundo pulmón verde de América, GAS NATURAL FENOSA EDEMET consciente de su compromiso ambiental, estableció una política ambiental como eje fundamental de su gestión. La política ambiental de la empresa refleja los diferentes principios que se orientan a la prevención de la contaminación, el cumplimiento de requisitos legales, la formación de nuestro personal, incluyendo las contrataciones y siempre emprender acciones para mejorar continuamente nuestra operación. En GAS NATURAL FENOSA EDEMET contamos con un sistema de gestión ambiental, basada y certificado en la norma ISO 14001:2004, siendo la primera empresa eléctrica en certificarse en la República de Panamá. Este sistema de gestión ambiental controla desde el punto de vista ambiental todas las actividades de la organización, la distribución y la comercialización de la energía. En el marco de este sistema se tienen contemplados una serie de programas de gestión ambiental, entre los que podemos citar la implementación de sistemas de contención en subestaciones para prevenir derrames, la disminución de incidencias en la red causada por animales, a través de la instalación de protectores de fauna, la disminución y control de gases de efecto invernadero como el Hexafluoruro de Azufre, el programa de reforestación en escuelas y parques nacionales y el programa de eficiencia energética.

Paralelamente a las acciones que realizan desde el punto de vista ambiental, también se llevan a cabo acciones para la gestión de la calidad. Para ello, la organización estableció un sistema de gestión de la calidad, basado en la norma ISO 9001, el cual fue certificado en el año 2006. Se han planteado y mejorado los procesos de la organización, al igual que orientan hacia la mejora continua en la atención al cliente. De igual manera, en los últimos 5 años, la Empresa ha sido certificada en los estándares ISO 14001, ISO 18001 y la Norma ISO/IEC 17025, que acredita al Laboratorio de Medidas para la calibración de todos los medidores y patrones primarios y secundarios en la región.

Todas las decisiones de GAS NATURAL FENOSA, EDEMET que puedan afectar al Medio ambiente, desde la planificación hasta la operación de nuestras instalaciones, se toman teniendo en cuenta sus efectos sobre el entorno.

**B. CAPITAL ACCIONARIO**

**1. Del Capital**

Al 31 de diciembre de 2018, el capital autorizado de la empresa consiste en 50,000,000 acciones comunes, nominativas, emitidas y en circulación sin valor nominal.

Cada acción común tiene derecho a un (1) voto en todas las juntas generales de accionistas y fueron emitidas en forma nominativa.

Al 31 de diciembre de 2018 no existían acciones suscritas sin emitir y la empresa contaba con 87,333 acciones en tesorería con un valor en libros de B/.604,694.

Al presente no existe compromiso de incrementar el capital social del Emisor en relación con derechos de suscripción, obligaciones convertibles u otros valores en circulación.

**LA EMPRESA** no ha pagado en los últimos 5 años más del diez por ciento (10%) del capital con bienes que no sea efectivo.

Todas las acciones de la empresa se encuentran emitidas y completamente pagadas.

**C. Pacto Social y estatutos de la empresa.**

A continuación se presentan las modificaciones realizadas al Pacto Social y a los Estatutos de la empresa:

No.	ESCRITURA	NOTARIA	ACTO	COMENTARIOS	DATOS DE INSCRIPCIÓN
1	142 de 19 de enero de 1998	2	Pacto Social	Se constituye la Sociedad Anónima denominada Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste S.A.	Inscrita a la Ficha 340436 Rollo 57983 de 22 de enero de 1998
2	5958 de 15 de junio de 2001	8	Estatutos	Se protocoliza Certificado de Asamblea de Accionistas de Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste S.A.	

**D. DESCRIPCION DEL NEGOCIO**

**1. Giro Normal del Negocio**

El negocio de la empresa es el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, contribuyendo con el desarrollo y crecimiento socioeconómico del país, a través de nuestros valores corporativos, y estrategias dirigidas especialmente a satisfacer y superar las expectativas del cliente.  
**Zona de Concesión**

La Zona de Concesión es el área geográfica correspondiente a mil (1,000) metros alrededor de las líneas eléctricas existentes de cualquier tensión en la cual el CONCESIONARIO está autorizado a instalar, tener en propiedad, administrar y explotar las redes de distribución y comercialización existentes y por construir.

Los límites de la Zona de Concesión y de la Zona de Influencia de EDEMET, se enmarcan dentro de las provincias de Veraguas, Coclé, Herrera, Los Santos, la parte de la provincia de Panamá al Oeste del Canal de Panamá, y la parte Oeste de la ciudad de Panamá, incluyendo el Parque Natural Metropolitano, el Parque Nacional Camino de Cruces, el Parque Nacional Soberanía, y la Finca Agroforestal Río Cabuya. La demarcación limítrofe entre las concesionarias que prestan el servicio en esta área se indica en el CONTRATO.

Los límites de la Zona de Concesión y de la Zona de Influencia de EDECHI, se enmarcan dentro de las provincias de Bocas del Toro y Chiriquí.

Se incorporan a la Zona de Concesión de EDECHI, como un sistema aislado, las comunidades fronterizas con la República de Costa Rica, que se encuentren a mil (1,000) metros o menos de la frontera, siempre y cuando las líneas eléctricas del país vecino se encuentren a trescientos (300) metros o menos de la frontera y en la misma área de las comunidades a electrificar.

Las áreas de Changuinola, Almirante, Las Tablas y Guabito, que actualmente se encuentran otorgadas en concesión de la Oficina de Electrificación Rural, se incorporarán a la Zona de Concesión del CONCESIONARIO, cuando EL ESTADO panameño formalice las acciones correspondientes para llevar a cabo el traspaso de los activos y de las servidumbres eléctricas correspondientes para que el CONCESIONARIO brinde el SERVICIO PÚBLICO de distribución de energía eléctrica en dichas áreas y se suscriba la Adenda correspondiente.



**COMISION NACIONAL DE VALORES**  
**FORMULARIO IN-A**  
**Pág. 4**

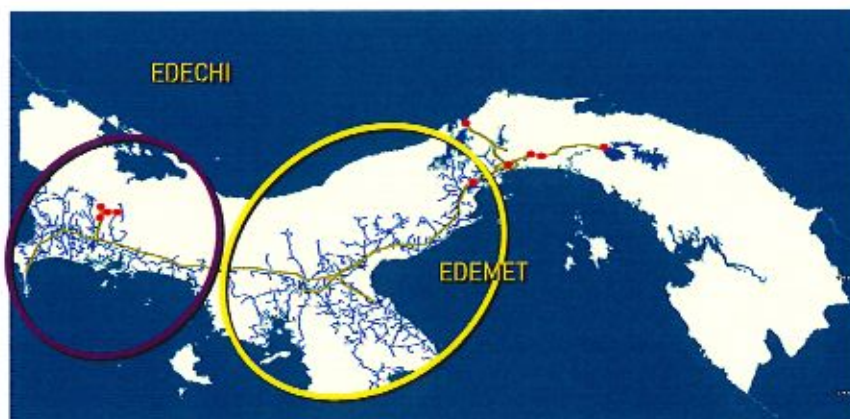
Una vez formalizadas las acciones, la AUTORIDAD regulará lo pertinente para determinar la tarifa que correspondería con la incorporación de dichas comunidades a la zona de concesión, tomando en cuenta las características particulares de las mismas, los proyectos de inversión asignados y los costos de generación y transmisión correspondientes. En cuanto a las normas de calidad, la AUTORIDAD establecerá un esquema de transición, que estará en función de las inversiones que deberán ser realizadas en el área. Con respecto a las pérdidas de energía, se deberá hacer un diagnóstico de las condiciones del sistema de distribución y de las conexiones de los clientes con el objetivo de establecer un programa que permita disminuir dichas pérdidas en el mediano plazo."

La aplicación de los criterios de definición de la Zona de Concesión se exceptúa para el área cercana a los límites contenidos en el CONTRATO, para las concesiones otorgadas a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. y Elektra Noreste, S.A.

La Zona de Concesión se expandirá electrificando en forma dinámica de la siguiente forma:

- En los primeros dos años, la Zona de Concesión estará delimitada a mil (1,000) metros de las líneas eléctricas existentes de cualquier tensión a la fecha de la entrada en vigencia del presente CONTRATO.
- A partir del tercer año, cada dos años, la Zona de Concesión del CONCESIONARIO se expandirá mil (1,000) metros a partir de las líneas eléctricas existentes de cualquier tensión, hasta alcanzar los cinco (5) mil metros, respecto a las líneas eléctricas existentes al inicio de este CONTRATO. La expansión de la Zona de Concesión se hará siempre alrededor de las líneas construidas.
- El CONCESIONARIO presentará a la AUTORIDAD al inicio del período de la CONCESIÓN y sucesivamente cada dos años los límites específicos de la Zona de Concesión y la Zona de Influencia.
- En caso tal que exista un traslape de las Áreas de Concesión de dos o más Concesionarios, esta controversia será dirimida por la AUTORIDAD con base al procedimiento establecido por ésta.

La Zona de Influencia se delimitará automáticamente a cinco (5) mil metros del límite de la Zona de Concesión.



**Régimen tarifario**

El Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Electricidad y del Servicio de Alumbrado Público establece las reglas relativas a los procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan las tarifas sujetas a regulación. Las empresas prestadoras del servicio público de Distribución y

3

4

## COMISION NACIONAL DE VALORES

### FORMULARIO IN-A

Pág. 5

Comercialización de Electricidad deben presentar, para aprobación de la ASEP, pliegos tarifarios de aplicación a los clientes regulados y tarifas por uso de redes de distribución, siguiendo las metodologías, fórmulas y valores señalados en el Régimen Tarifario.

El Régimen Tarifario estará orientado, en el siguiente orden de prioridad, por los criterios de suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia. Se entiende que existe suficiencia financiera cuando las fórmulas de tarifas garantizan la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitan remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma como lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitan utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus clientes. Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procura que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no sólo los costos, sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los clientes; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se beneficien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia.

En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar, siempre, tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste. Por equidad se entiende que cada consumidor tiene derecho al mismo tratamiento tarifario que cualquier otro, solamente si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son similares. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus intereses. Por simplicidad se entiende que las fórmulas de tarifas se elaborarán de modo que se facilite su comprensión, aplicación y control. Por transparencia se entiende que el régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las partes involucradas en el servicio, especialmente para los clientes.

Las tarifas están estructuradas de acuerdo al nivel de voltaje en que se encuentre el cliente:

- Son clientes en baja tensión aquellos que estén conectados a redes cuya tensión sea igual o inferior a 600 voltios. Los clientes con demanda menor o igual a 15 kW mensuales, se les facturará con la Tarifa Simple BTS. Los clientes con demanda mayor de 15 kW mensuales pueden escoger entre la Tarifa con Demanda Máxima (BTD) o la Tarifa por Bloque Horario (BTH).
- Los clientes con demanda máxima mensual mayor a 15 kW, conectados en voltajes mayores que 600V y menores que 115kV pueden escoger entre la Tarifa con Demanda Máxima MTD o la Tarifa por Bloque Horario MTH.
- Esta tarifa es aplicable a todo cliente con demanda máxima mensual mayor a 15 kW que la solicite, conectado en voltaje mayor que 600V y menor que 115 kV. Esta tarifa considera precios diferenciados para los suministros de electricidad según si los suministros se efectúan en período de punta del sistema eléctrico o en período fuera de punta.

#### Ajustes Tarifarios

Los cargos tarifarios aprobados durante cada período tarifario se ajustan semestralmente siguiendo las metodologías, fórmulas y valores señalados en el Régimen Tarifario. Los cargos tarifarios relacionados con la distribución, comercialización y alumbrado público se ajustan por las variaciones del Índice de Precios al Consumidor (IPC); y los cargos relacionados a los costos de abastecimiento (transmisión, pérdidas de transmisión y generación), así como los de la pérdidas de distribución, se ajustan en función de los costos de abastecimiento esperados según lo establecido en los pliegos tarifarios de transmisión, de los contratos de suministro de potencia y energía vigentes y de las estimaciones de costos en el mercado mayorista determinados por el CND.

#### Cláusula de Variación de Combustible (CVC)

El Régimen Tarifario establece un cargo adicional denominado "Variación por Combustible", el cual se determina calculando las variaciones de costo y energía comprada con respecto a la estimada en los contratos térmicos y en el mercado, el que es actualizado mensualmente.

#### Fondo de Estabilización Tarifaria

Con el propósito de estabilizar los precios de la energía eléctrica a los consumidores finales, mediante la Resolución de Gabinete 6 de 28 de enero de 2004 se autorizó la suscripción de un Contrato de Fideicomiso entre el Ministerio de Economía y Finanzas y la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. para la constitución de un Fondo de Estabilización Tarifaria. Adicional a este Fondo de Estabilización Tarifaria, el Gobierno Nacional, implementó una política energética, por medio de la cual se mantiene el Cargo por Variación de Combustible en un valor menor o igual a cero.

#### Estaciones Climáticas

Las estaciones climáticas no afectan de manera directa a LA EMPRESA, pero indirectamente sí, ya que las empresas de generación hidráulica durante los meses de estación seca o un año con presencia del Fenómeno del Niño pueden ver disminuidos sus embalses y por consiguiente las mismas (centrales) no podrían operar a su máxima capacidad, ocasionando que se incremente el requerimiento de energía eléctrica generada por centrales térmicas o que se importe energía.

De presentarse una situación crítica (sequía) o de disminución de los niveles de los lagos, el Gobierno por intermedio de la ASEP y de la Secretaría Nacional de Energía podrían establecer racionamiento de electricidad por medio de apagones escalonados u otros tipo de medidas que afectan al Emisor en su capacidad de distribuir energía eléctrica.

#### D. DESCRIPCION DE LA INDUSTRIA

##### 1. La Industria Energética en Panamá

La ley de electricidad establece las entidades y actores que pueden participar en el suministro de electricidad en el sistema interconectado nacional así como funciones y responsabilidades. Estos incluyen:

- **Secretaría Nacional de Energía**, es la encargada de formular, planificar estratégicamente y establecer las políticas del sector energía e hidrocarburos; vela por el cumplimiento de las políticas energéticas que se establezcan en el sector
- energía; asesora al Órgano Ejecutivo en las materias de su competencia; y propone la legislación necesaria para la adecuada vigencia de las políticas energéticas y la ejecución de la estrategia.
- **Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)**, controla, dirige y ordena la prestación de los servicios públicos, en cumplimiento de las atribuciones que le otorga la Ley. Entre otras funciones, norma, dicta reglas y actos ejecutorios, controla su cumplimiento, sanciona, soluciona conflictos, concilia, media, fiscaliza, interviene y arbitrar. Fiscaliza las actividades de los prestadores de servicios públicos a fin de asegurar el cumplimiento de todas las obligaciones que les impone la Ley, las leyes sectoriales este Decreto, sus respectivos contratos de concesión y cualesquiera otras normas reglamentarias aplicables, con el propósito de que los usuarios reciban un servicio de calidad, continuo, eficiente y a precios justos y razonables.
- **Oficina de Electrificación Rural (OER)**, evalúa las opciones para la prestación del servicio en el área respectiva, a través de mecanismos de mercado, en la medida de lo posible, entendiéndose que la mejor opción será aquella que requiera el menor subsidio de inversión inicial de parte del Estado.
- **Empresas generadoras**, las cuales pueden producir energía eléctrica en plantas de generación conectadas al sistema interconectado, realizar intercambios de energía a corto plazo en la operación integrada, efectuar contratos de venta de energía en bloque para las distribuidoras y comercializar energía para grandes clientes;

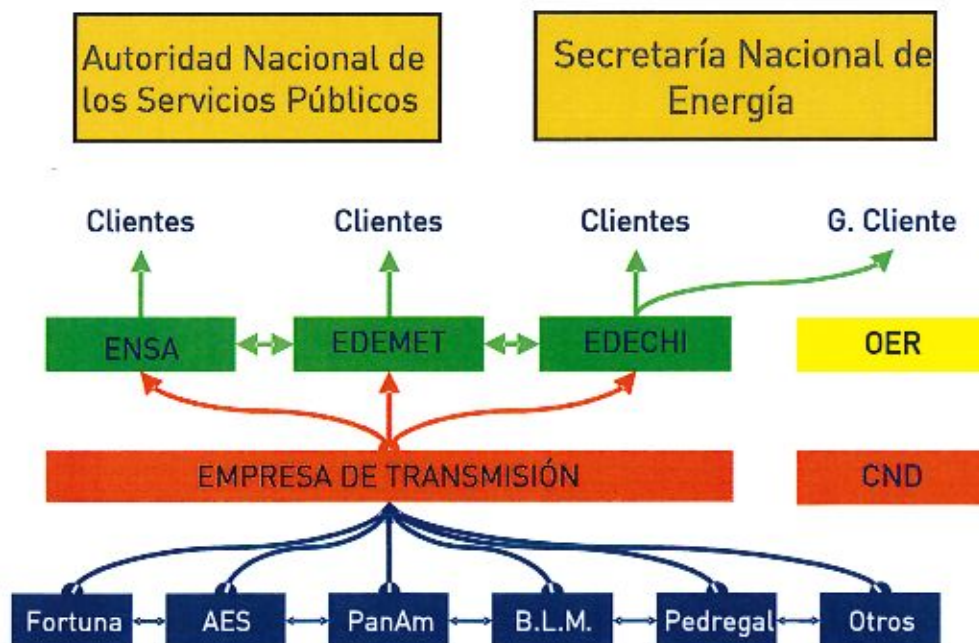


- **La Empresa de Transmisión (ETESA)**, que tiene las funciones de elaborar el plan de expansión para el sistema interconectado nacional, contratar el suministro de potencia y energía a corto y largo plazo para atender la demanda del sistema interconectado nacional, efectuar la operación integrada de éste, y construir, mantener y operar la red de transmisión nacional; y desde octubre 2009 la responsabilidad de gestionar los actos de concurrencia para la contratación de Potencia y Energía que requieren los clientes de las empresas distribuidoras.
- **Las empresas distribuidoras**, que tienen las funciones de transportar la energía por redes de distribución hasta los puntos de consumo y de comercializar la energía;
- **Los grandes clientes**, que pueden contratar libremente su suministro de electricidad con otros agentes del mercado.
- **Las empresas localizadas en el extranjero**, que pueden realizar intercambios internacionales de electricidad utilizando la red de interconexión.
- **Los auto generadores y cogeneradores**, que podrán generar energía para su propio consumo, vender excedentes en el sistema interconectado nacional y comprar servicios de respaldo del sistema interconectado nacional.

Las empresas con plantas e instalaciones localizadas en el territorio nacional, deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de una sola de las actividades ya sea generación, transmisión o

Distribución. Las actividades de transmisión y de operación integrada del Sistema Integrado

Nacional, sólo son realizadas por la Empresa de Transmisión (ETESA). La actividad de comercialización debe ser realizada en conjunto con la actividad de distribución, excepto en el caso de los generadores, que pueden comercializar directamente con los grandes clientes. La actividad de distribución sólo puede realizarse en forma conjunta con actividades de transmisión y generación, previa la adecuada separación contable y de gestión en los sistemas aislados y dentro del límite de quince por ciento (15%) de la demanda atendida en su zona de concesión.



3

14



**Mercado Mayorista**

El mercado eléctrico es un mercado de oferta y demanda donde los generadores deben competir para ganarse un contrato de compraventa de energía y/o potencia en actos públicos o venden energía a grandes consumidores o al mercado ocasional. El Mercado Eléctrico es supervisado por el Grupo de Vigilantes del Mercado, que está integrado por tres expertos independientes, que se reúnen cada tres meses con todos los agentes del mercado y presentan sus informes correspondientes a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, el cual los evaluará para gestionar los ajustes de requerirse mediante audiencia pública. Otro mecanismo de ajuste a las reglas comerciales es a través del Comité Operativo que está integrado por todos los agentes del mercado y los grandes clientes, en donde se pueden presentar solicitudes de modificaciones a las reglas y someterlas a la consideración de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos el cual las puede acoger y someter a una audiencia pública previo a su implementación.

El mercado de generación eléctrica lo componen los generadores hidroeléctricos y termoelectrónicos o de otras fuentes de energía, que están interconectados a través del sistema de transmisión de la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA), e inyectan energía en KWh y potencia en KW. La energía es transmitida por ETESA a las empresas de distribución que a su vez la hacen llegar a las empresas, residencias y demás usuarios del servicio eléctrico.

El mercado de contratos corresponde a las compras o ventas de energía y/o potencia entre generadores, distribuidores y grandes clientes. De acuerdo al diseño del modelo de mercado panameño, ETESA debe licitar la cobertura de la demanda de clientes regulados con potencia firme, la cual la realizan mediante actos públicos. Lo anterior significa que los usuarios finales pagarían como componente de generación la suma de los contratos licitados que le proporcionan estabilidad a los precios, y no los expone a la volatilidad de los precios del mercado ocasional de corto plazo. Debe anunciar sus licitaciones con al menos dos (2) años de antelación en condiciones normales, y preferiblemente 3 a 4 años de antelación para permitir la entrada de nuevos generadores con plantas nuevas cuyo período de construcción sea mayor y así aumentar la competencia en el mercado. El mercado mayorista de electricidad, que incluye el Mercado de Contratos y el Mercado Ocasional, constituye el mecanismo de compra venta de energía y/o potencia entre los agentes productores (generadores, auto generadores, cogeneradores e interconexiones internacionales) y los agentes consumidores (distribuidores, grandes clientes y exportación).

El modelo básico adoptado por nuestro país establece competencia plena al mayoreo en la producción de energía eléctrica. Esta estructura entró en vigencia en Julio de 1998 y su administración quedó a cargo del Centro Nacional de Despacho (CND) de la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA). El CND administra el Mercado Mayorista de Electricidad basado en las Reglas Comerciales aprobadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de los Servicios Públicos (ASEP). El Centro Nacional de Despacho (CND) administra las transacciones realizadas por los agentes del mercado correspondientes a compensaciones de potencia, servicios auxiliares, generación obligada, peajes de transmisión, entre otros. El Reglamento de Operaciones del Mercado Mayorista de Electricidad es el conjunto de normas y procedimientos para la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN)<sup>1</sup>.

El mercado mayorista es el ámbito en el cual actúan, por un lado los agentes productores (generadores, auto generadores, cogeneradores e interconexiones internacionales) y por el otro, los agentes consumidores (distribuidores, grandes clientes y la exportación de energía), realizan sus transacciones comerciales de compra venta de energía y/o potencia. Dicho mercado incluye el Mercado de Contratos y el Mercado Ocasional.

El Mercado de contratos es el conjunto de las transacciones de mediano y largo plazo de energía y/o potencia pactadas entre los agentes del mercado, en los cuales se acuerdan los términos y precios de la potencia y la entrega de energía. El Mercado ocasional es el ámbito en el que se realizan transacciones horarias de energía y de potencia de oportunidad que permite considerar los

<sup>1</sup> Secretaría de Energía, <http://www.mef.gob.pa/cope/index.htm>



excedentes y faltantes que surgen como consecuencia del despacho, los compromisos contractuales y los niveles de oferta y demanda de energía y potencia en un determinado momento.

En el año 2013, el 88% de la energía comprada por las distribuidoras correspondió a energía comprada en contratos, mientras que el 12% restante de las compras fueron efectuadas en el mercado ocasional. En el mercado de contratos, EDEMET compró el 81% de su energía, mientras que el 19% la adquirió en el mercado ocasional. El total de la potencia firme contratada por las empresas de distribución en el 2013 fue de 1,419.66 MW. De estos, 759.39 MW, o sea el 53.5%, corresponde a los contratos suscritos por EDEMET. El 63% de la potencia firme contratada por EDEMET corresponde a contratos con empresas de generación hidroeléctrica, mientras que el restante 37% a la potencia firme suscrita en contratos con las empresas termoeléctricas.

### **Evolución de la Industria en el Mercado Local**

El servicio eléctrico en la República de Panamá fue brindado por el sector privado hasta el año 1961 cuando se creó el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), institución autónoma del Estado que paulatinamente con la nacionalización de la empresa norteamericana Cía. Panameña de Fuerza y Luz en el año 1972, y la incorporación del resto de las empresas a nivel nacional entre 1972 y 1978, logra cubrir el territorio nacional, con excepción de la hoy día Autoridad del Canal de Panamá.

En el año 1995 mediante la Ley 6 de ese año se permitió nuevamente la participación del sector privado en el subsector generación eléctrica, pero de manera parcial. Con la Ley 26 de 1996 se crea el Ente Regulador de los Servicios Públicos de Agua, Electricidad y Telecomunicaciones y con la Ley 6 de 1997, se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, a través de la cual se logra la reestructuración del IRHE y por ende, del sector eléctrico, en 8 empresas, cuatro de generación eléctrica, tres de distribución eléctrica y una empresa de transmisión eléctrica, (ETESA) donde el Estado es dueño del 100% de las acciones. Para tal efecto, se llevaron a cabo las licitaciones públicas para la venta de entre el 49% y 51% de las acciones de las empresas de generación y de distribución aludidas, donde se reservaron como opción para los empleados entre el 2% y el 10%, y el Estado permanecería con el remanente de acciones de estas empresas.<sup>2</sup> El 51% de las acciones de las distribuidoras Metro Oeste y Chiriquí fueron compradas por US\$ 211.0 millones por la Distribuidora del Caribe (Unión Fenosa), mientras que el 51% de las acciones de Elektra Noreste por Panama Group Distribution (Constellation Power), que ofertó US\$ 89.0 millones.

Transcurridos los 15 años del contrato de concesión de las empresas distribuidoras, y en cumplimiento de la Ley 6 de 1997, el Estado, a través de la ASEP, mediante Resolución AN NO.5655 de 15 de octubre de 2012 convocó a las empresas interesadas en participar en el Acto Competitivo para la venta del bloque del 51% de las acciones de las empresas distribuidoras EDEMET, EDECHI y ELEKTRA NORESTE. Mediante Resolución AN NO.6272 de 4 de julio de 2013 identificó a los proponentes que precalificaron para participar en dicho acto. El 9 de agosto de 2013, la ASEP realizó el acto de recepción de ofertas económicas, en donde participaron los actuales propietarios del bloque de 51% de acciones. En virtud de que la Ley 6 de 1997, la Resolución AN No.5655-Elec de 15 de octubre de 2012 y el Pliego de Cargos establecieron que el Propietario actual mantendrá la propiedad del Paquete Mayoritario si su oferta económica es igual o mayor a la oferta económica más alta presentada por otro Proponente Precalificado para dicho Renglón o si solo éste se presenta al Acto de Recepción de Ofertas Económicas.

En conformidad con lo dispuesto en el artículo 13 de la Resolución AN No.5655-Elec de 15 de octubre de 2012 y el numeral 3.11 del Pliego de Cargos, la ASEP emitió una resolución motivada declarando a los ganadores del Acto Competitivo de Concurrencia, siendo estos, DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL CARIBE, S.A. de EDEMET y EDECHI y PANAMA DISTRIBUTION GROUP, S.A. de ELEKTRA NORESTE.

<sup>2</sup> Ministerio de Economía y Finanzas, COPE



Por otra parte, en noviembre de 1997 se licitaron las empresas generadoras, a saber, el 49% de las acciones de las hidroeléctricas Bayano, Fortuna y Chiriquí y el 51% de las acciones de la termoeléctrica Bahía Las Minas. La combinación de Bayano y Chiriquí fue comprada por AES Panamá por US\$ 91.0 millones; Bahía Las Minas fue adquirida por Enron por US\$ 91.0 millones, mientras que Fortuna pasó a manos de Ameritas Generation (Hydro Québec y El Paso) por US\$ 118.0 millones. En el año 2002, con la puesta en operación de la tercera unidad de Bayano y el ingreso de la empresa de generación térmica Pedregal Power Company, la capacidad instalada, presentó un notorio aumento, en comparación con los años anteriores.

A partir del año 2005, el plantel térmico registró una disminución, debido a la salida de la empresa Petroléctrica de Panamá, la cual contaba con una capacidad de 60 MW. En 2007 entró a formar parte del parque de generación, la empresa Café de Eleta, con una capacidad instalada de 550 kW. Luego 2008 inicia operaciones la empresa térmica Inversiones y Desarrollos Balboa, S.A. con una capacidad instalada de 87 MW y posteriormente en 2009 se incorpora la empresa Istmus

Hydropower, poniendo a disposición del sistema, 10 MW de capacidad instalada. El margen de reserva del SIN, que es el indicador de confiabilidad global más utilizado, definido como la diferencia entre la capacidad instalada de generación y la demanda máxima anual del sistema y expresado como el porcentaje de dicha demanda, registró su valor mínimo, de 30.7% en el año 1997. Para el año 2009, cuando se registró una demanda máxima de 1,123.14 MW, dicho margen fue de 49.63%.

#### **Generación**

La capacidad instalada total en la República de Panamá, para el año 2013 fue de 2,341.26 MW, de los cuales el 94% (2,151.98 MW) corresponden a plantas que prestan el servicio público. El 6% (149.28 MW) a plantas de autogeneradores conectados al Sistema interconectado Nacional (SIN). El 21% de la capacidad instalada pertenece a la empresa de generación AES Panamá, el 21% a GDF Suez Energy, un 13% es propiedad de la Empresa Enel Fortuna y 10% a la empresa AES Changuinola. La Autoridad del Canal de Panamá (ACP) posee el 6%. El resto de la capacidad se divide en menor proporción entre el resto de las empresas generadoras.

La generación bruta total para el servicio público en el año 2013 en la República de Panamá fue de 8,583.48 GWh, incluyendo el SIN y la producción total de los autogeneradores. Durante el año 2013 la empresa de generación Fortuna produjo el 14% de la electricidad para el servicio público, mientras que Suez Energy generó el 20%. AES Panamá generó un 16%, AES Changuinola produjo el 8%, Pan Am Generating, generó el 8%, La Autoridad del Canal de Panamá el 6%, Pedregal Power Company el 5%, Térmica del Caribe el 3%, Generadora del Atlántico 5% y el restante 14% correspondió a las otras empresas de generación. Durante el año 2013, la generación eléctrica para el servicio público por tipo de planta, fue de un 57% por parte de las plantas de generación hidroeléctrica, en tanto que las plantas térmicas generaron el 37% y el restante 6%, corresponde a plantas de autogeneradores conectados al Sistema interconectado Nacional (SIN). En cuanto a los intercambios de energía eléctrica con Centroamérica, alcanzaron los 75.37 GWh.

#### **Transmisión**

La red de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) está constituida por las líneas de transmisión de alta tensión, subestaciones, transformadores y otros elementos eléctricos necesarios para recibir la energía eléctrica producida por las plantas generadoras y transportarla a los diferentes puntos de entrega. La longitud de las líneas de 230 kV del sistema es de aproximadamente de 1,951.48 km. La extensión de las líneas de 115 kV aproximadamente de 306.1 km. Las pérdidas del sistema de transmisión en promedio, calculadas como porcentaje de la energía recibida por el sistema de transmisión varían desde un mínimo de 1.50 %, hasta un máximo de 2.73 %. Las mayores pérdidas del sistema de transmisión ocurren durante los meses de mayor generación hidroeléctrica, principalmente de las centrales Fortuna, La Estrella, Los Valles, Changuinola, Estí y demás plantas hidráulicas, ubicadas al occidente del país y por lo tanto alejadas de los principales centros de consumo, ubicados en la ciudad de Panamá y zonas aledañas.



#### Distribución

La distribución de energía eléctrica en Panamá, está a cargo de tres empresas concesionarias:

- Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET), cuya zona de concesión consiste en la parte occidental de la ciudad de Panamá, el oeste de la provincia de Panamá y las provincias de Coclé, Herrera, Los Santos y Veraguas.
- Elektra Noreste, S.A., (ENSA) cuya zona de concesión comprende el sector este de la ciudad y provincia de Panamá, el Golfo de Panamá, la provincia de Colón y los sistemas aislados, Darién, y Kuna Yala.
- Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), cuya zona de concesión está ubicada en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.
- Además la Oficina de Electrificación Rural está atendiendo la distribución y comercialización de la población de Changuinola, Guabito, Almirante y Las Tablas en la provincia de Bocas del Toro, en virtud de un acuerdo entre Bocas Fruti Company y el Estado.

## II. ANALISIS DE RESULTADOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS

### *Resultado de Explotación*

Los ingresos de la empresa fueron por B/. 748 MM, los cuales se incrementan en un 1.08 % con respecto al 31 de diciembre de 2017, este incremento neto está afectado por el impacto del registro de la resolución JD 5954 de la ASEP en donde se nos señala el tiempo de devolución para una penalidad la cual se registro en su totalidad en el ejercicio 2018 por B/ 24.4 MM. Este impacto hace que la variación real respecto al año anterior fura de un 4.45%. Siendo así se explica que dicha variación obedece al efecto del crecimiento de la demanda que en gran parte está asociada a la incorporación de nuevos clientes a la red los cuales crecieron en un 4.71 % 24,120 clientes nuevos. Este incremento en ventas está asociado con el incremento en compras debido al modelo tarifario regulatorio vigente que permite que las compras de energía se trasladen a los clientes a través de la facturación del servicio de distribución, mediante un modelo "pass-through".

El margen de contribución de la Empresa al 31 de diciembre de 2017 fue 14.43 %, porcentaje que se presenta un decremento respecto al ejercicio en comparación que fue de 17.9 %, Se reitera que eliminando el efecto antes señalado de la penalidad el margen estaría en un 17.1% con una ligera disminución.

De igual forma se observa que los márgenes operativos de la empresa durante el 2018 presentan lo siguiente: eficiencia operacional este indicador a diciembre 2018 se ubicó en 54.1 %, el cual fue un poco más alto que el 44.1 % reportado en diciembre 2017. Debido a esto, la utilidad operativa de la empresa (EBITDA) alcanzó B/. 49.6 millones (B/. 74.3 millones en el 2017), decremento de 25% respecto al período anterior.

En cuanto a la utilidad neta, al cierre del 2018 la utilidad fue de B/. 9 mil (B/. 23.7 millones en el 2017), disminuyendo un 99.9% respecto al año anterior. Principalmente debido al incremento en gastos financieros y el efecto de la resolución JD 5954, anteriormente señalada.

### Liquidez

Los activos corriente a diciembre de 2018 ascienden a B/ 234.5 millones, lo cual presenta un incremento de B/ 8.8 millones un 3.94 % con respecto a las cifras presentadas en diciembre de 2017. Dicho incremento se da principalmente por la variación en los siguientes efectos neto; Las cuentas por cobrar se incrementa por B/ 13.4 millones debido principalmente a incremento de los desvíos tarifarios y la clausula de combustible hasta por un importe de B/. 10.4 millones. Por otro lado se da un incremento de B/ 2.1 millones en la cuentas por cobrar con compañías relacionadas. El incremento en la cuenta por cobrar consumidores neto de provisión para cuentas incobrables fue de B/ 953 mil. Estas variaciones justifican la totalidad de la variación neta en cuentas por cobrar. Por otro el efectivo refleja una disminución de B/ 4.2 millones, lo cual está acorde con la política de empresa de mantener recursos ocioso. Es decir los excedentes deben ser aplicado a deuda.



**COMISION NACIONAL DE VALORES**  
**FORMULARIO IN-A**  
**Pág. 12**

Con relación a los pasivos corrientes estos presentan un importe de B/ 494.9 millones en donde se observa un incremento en términos absolutos de B/ 99.8 millones con relación a diciembre de 2017, lo que representa una variación porcentual del 25.26 %, lo cual se da entre otras cosas debido a los siguientes efectos netos;

La deuda financiera a corto plazo incrementa en B/ 70.0 millones debido a las siguientes variaciones en facilidades crediticias a corto plazo. Las líneas de sobregiro presentan las siguientes variaciones: The Bank of Nova Scotia incrementa en B/ 63.2 MM, Banistmo, S.A. disminuye en B/ 2.2 MM, Banco Nacional de Panamá se disminuye en B/ 19.0 MM, BAC International Bank. Inc. Disminuye en B/ 6.1 MM, El Banco Mercantil incrementa en B/ 10.0 MM. Por otro lado se da una disminución por efecto neto de cancelación y traslado a porción corriente de los vencimiento de la deuda a LP por B/ 25.0 MM.

Los otros pasivos circulantes se incrementan en B/ 2.3 producto principalmente a los la estimación de la porción corriente de las fianzas y depósitos recibidos de clientes, las cuales se cancelarían en el 2019

Finalmente, se da un incremento en los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar por B/ 22.7 millones lo cual se debe básicamente al incremento de los costos de abastecimiento que provocan un aumento de deuda de B/ 26.6 MM

En consecuencia de lo antes expuesto, la liquidez de la compañía pasó de 0.57 veces a 0.47 reflejando una disminución respecto al periodo en comparación.

La empresa tiene cubierto el riesgo de morosidad a través de la constitución de provisiones cuya política es provisionar 100% de aquella cuentas cuya morosidad se encuentre en 180 días por lo cual tiene una provisión de B/. 33.1 millones.

	Diciembre de 2018	Diciembre de 2017
Cuentas por cobrar:		
Consumidores particulares	110,612,206	101,025,441
Gobierno y entidades autónomas (Nota 4)	17,367,615	17,401,240
Deudores varios y otras cuentas por cobrar	<u>40,502,350</u>	<u>20,079,834</u>
	168,482,171	138,506,515
Otras cuentas por cobrar:		
Desvios Tarifarios	29,649,978	20,783,726
Costo de Variacion de Combustible	7,155,610	5,619,292
Energía suministrada y no facturada	<u>39,471,785</u>	<u>40,426,625</u>
	76,277,373	66,829,643
Cuentas por cobrar - empresas del Grupo (Nota	<u>3,131,205</u>	<u>1,067,342</u>
	247,890,748	206,403,500
Provisión para posibles cuentas incobrables	<u>(36,701,031)</u>	<u>(33,115,500)</u>
	<u>211,189,717</u>	<u>173,288,000</u>



COMISION NACIONAL DE VALORES  
FORMULARIO IN-A  
Pág. 13

	Forzada Baja	Impago Cortado por	Correcta Situación	Deudores Otros	Total
30 de diciembre de 2017					
Corriente	239,874	655,548	51,791,879	39,034,539	91,721,840
30 días	125,643	630,376	19,925,809	-	20,681,829
60 días	79,972	667,076	5,660,245	-	6,407,293
90 días	127,464	675,021	2,093,810	-	2,896,295
De 91 días a 1 año	1,088,335	3,845,734	3,972,051	-	8,906,119
Mas de 1 año	4,052,117	7,712,296	24,636,570	1,467,812	37,868,796
	5,713,405	14,186,051	108,080,364	40,502,351	168,482,171
Menos:					
Provisión para posibles cuentas incobrables	(367,010)	(9,817,713)	(24,854,791)	(1,661,517)	(36,701,031)
	5,346,395	4,368,338	83,225,573	38,840,834	131,781,140

	Porcentaje		Monto	
	31 de Diciembre de 2018	31 de Diciembre de 2017	31 de Diciembre de 2018	31 de Diciembre de 2017
Gerencia Panamá				
Comercios	17.66%	16.82%	22,607,156	19,921,381
Grandes clientes	9.23%	10.26%	11,809,242	12,156,290
Residenciales	46.02%	44.95%	58,896,131	53,231,413
Industriales	0.42%	0.36%	531,474	425,264
Otros clientes	0.31%	0.32%	396,071	377,693
Gerencia Interior				
Residenciales	6.59%	6.50%	8,432,463	7,700,402
Comercios	3.91%	3.76%	5,010,260	4,446,995
Grandes clientes	1.68%	1.72%	2,144,531	2,031,294
Industriales	0.47%	0.52%	605,307	615,204
Otros clientes	0.14%	0.10%	179,571	119,504
Gobierno y Entidades Autónomas				
a. Descentralizadas	2.73%	3.34%	3,490,621	3,950,512
b. Entidades autónomas	2.87%	2.36%	3,678,026	2,793,878
c. Gobierno	7.87%	8.89%	10,071,073	10,522,608
d. Municipales	0.10%	0.11%	127,895	134,242
	<u>100.00%</u>	<u>100.00%</u>	<u>127,979,821</u>	<u>118,426,681</u>
Gobierno - FACE			7,510,410	9,442,757
Otros deudores			32,991,940	10,637,077
			<u>168,482,171</u>	<u>138,506,515</u>



**COMISION NACIONAL DE VALORES**  
**FORMULARIO IN-A**  
**Pág. 14**

*B. Recursos de Capital*

*Activos*

La empresa registró Activos por B/. 1,006 millones para diciembre de 2018 lo cual representa un incremento del 10 % en comparación con el período anterior. Los inmovilizados materiales representan 74 % del activo total y aumentaron un 10 % respecto al año anterior.

**EDEMET**  
**DETALLE DE INMOVILIZADO MATERIAL**  
**AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018**

CONCEPTO	2014	2015	2016	2017	2018
<b><u>Inmovilizado en Explotación.</u></b>					
Edificios y Mejoras	22,121,579	20,309,992	20,886,857	<b>21,995,516</b>	22,334,347
Utillaje, Mobiliario y Eq. de Oficina	5,340,484	6,888,093	9,795,194	<b>11,066,390</b>	12,535,057
Equipo de Transporte y Comunicación	8,968,524	9,476,780	10,060,876	10,204,261	4,912,136
Equipo Informático	8,666,333	9,085,534	9,243,948	9,464,171	9,806,217
Otros	<u>8,197,448</u>	<u>8,197,448</u>	<u>8,197,448</u>	<u>8,197,448</u>	<u>8,197,449</u>
<b>TOTAL</b>	<b>53,294,368</b>	<b>53,957,847</b>	<b>58,184,323</b>	<b>60,927,786</b>	<b>57,785,205</b>
<b><u>Instalaciones Técnicas en Explot.</u></b>					
Transporte (115kv.)	25,274,451	25,992,006	26,656,282	27,404,653	23,948,043
Subestaciones de Distribución (34.5kv)	72,095,388	72,095,388	100,791,642	126,972,285	137,452,617
Líneas de distribución 13.8Kv.	122,845,149	138,743,807	159,301,770	189,156,539	213,571,469
Líneas de distribución 34,5Kv.	204,777,935	221,119,497	238,659,439	257,190,089	281,069,245
Líneas de distribución otras tensiones	-	9,526,895	11,411,542	17,594,135	14,517,429
Líneas de distribución 4,16Kv.	2,503,675	-	-	-	-
Líneas de distribución 2,4Kv.	754,448	-	-	-	-
Líneas de distribución 12Kv.	4,721,050	-	-	-	-
Líneas de distribución 7,9Kv.	38,860	-	-	-	-
Líneas de distribución 19,9Kv.	897,327	-	-	-	-
Líneas BT, Servicios de Consumidores	80,761,590	90,768,726	99,797,218	111,736,435	123,547,961
Alumbrado Publico	27,398,087	31,391,132	35,720,434	39,421,157	42,998,433
Centro de Transformación	82,517,642	91,462,873	96,972,489	101,245,971	107,454,794
Elemento de control Comercial	56,359,936	60,724,154	64,664,767	69,363,907	75,008,681
Construcciones en Curso	<u>2,217,396</u>	<u>13,020,704</u>	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>683,162,934</b>	<b>754,845,182</b>	<b>833,975,583</b>	<b>940,085,171</b>	<b>1,019,568,672</b>
Menos: Amortización Acumulada	<u>315,905,238</u>	<u>334,956,142</u>	<u>354,849,910</u>	<u>378,499,391</u>	<u>378,499,392</u>
<b>TOTAL</b>	<b>420,552,064</b>	<b>473,846,887</b>	<b>537,309,996</b>	<b>622,513,566</b>	<b>698,854,485</b>
Terrenos	3,218,763	7,739,208	7,739,208	7,739,208	7,739,208
Construcciones en Curso	-	-	15,162,881	8,184,976	-
Elementos y Materiales Diversos	<u>20,736,310</u>	<u>23,582,899</u>	<u>40,228,254</u>	<u>37,272,294</u>	<u>34,245,521</u>
<b>GRAN TOTAL INMOVILIZADO</b>	<b><u>444,507,137</u></b>	<b><u>505,168,994</u></b>	<b><u>600,440,339</u></b>	<b><u>675,710,044</u></b>	<b><u>740,839,214</u></b>

Estos activos están valorados al costo, menos la depreciación acumulada. Las mejoras significativas son capitalizadas, mientras que las reparaciones y mantenimientos menores que no extienden la vida útil o mejoran el activo son cargados directamente a gastos cuando se incurren. La depreciación y amortización son cargadas a las operaciones corrientes utilizando el método de línea recta

*Pasivo*

Al 31 de diciembre de 2018, los pasivos totales de la empresa eran B/.832 millones, reflejando un incremento del 12.89 % respecto a diciembre de 2017. Los principales rubros del pasivo incluyen la deuda financiera a corto y largo plazo, que representa un 60 % de los pasivos totales.

En relación a los pasivos corrientes estos presentan un importe de B/ 659 millones en donde se observa un incremento en términos absolutos de B/ 264 millones con relación a diciembre de 2017, lo que representa una variación porcentual del 67 %, lo cual se da entre otras cosas debido a los siguientes variaciones;

- ✓ La deuda financiera a corto plazo se incrementa en B/ 215. millones debido a que la deuda a Largo plazo con el Scotia bank, debido a un incumplimiento en el convenat y la llegada tardía de la dispensa del parte del banco por lo que se nos solicito reclasificar a porción corriente en la auditoría. Esto fue por un importe de B/.200MM. Se destaca que la empresa tenía la dispensa del banco sin embargo la carta formal llego con fecha del 2019. Por otro lado se da un nuevo préstamo con el Banco Mercantil por B/. 10MM.
- ✓ Los otros pasivos circulantes se incrementan en B/ 26MM producto principalmente de una devolución tarifaria por la cual la empresa se le indico devolver a clientes en resolución JD5954, por un importe de 24.4MM lo cual se devuelve en un periodo de 12 meses. Adicionado a esto, Las fianzas a pagar en el periodo de enero a diciembre de 2019 se incrementaron en B/. 2.1 MM
- ✓ Finalmente, se da un incremento en los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar por B/ 22.7 millones lo cual se da básicamente debido al incremento la deuda de generación y transmisión. En este sentido hay que destacar que producto de inversiones efectuada en una nueva línea por la empresa transmisora, el costo del peaje se incremento. Debido a esto, se genera un alza en la tarifa de transmisión en el 2do semestre del 2018, cuyo efecto en los cliente fue absorbido por el estado por lo que al 31 de diciembre se mantenía una cuenta por cobrar de B/. 24.4 MM debido a este concepto. Debido al incremento de la cuenta de transmisión por la nueva tarifa fue negociado pagarle al transmisor hasta cuando se recibiera de parte del gobierno la cancelación de la cuenta por cobrar. Este incremento en transmisión fue el factor de mayo de por ello que se incremento

Los pasivos financieros a EBITDA alcanzaron 10.1 veces al cierre del 2018 (6.1 veces al 2017).

*Patrimonio*

Al 31 de diciembre de 2018 el patrimonio cerró en B/. 173.8 millones, disminuyendo B/.712. mil, debido al efecto dos reservas que bajan el patrimonio que tiene que ver con el efecto de 1ra aplicación de la IFRS 9 por B/ 688 mil y B/.33 mil por reserva actuarial. En total B/.722 mil. Se destaca que la utilidad contable fue de B/ 9 mil. La razón pasivo total / patrimonio paso de 4.2 al cierre del 2017 a 4.8 al cierre del 2018.



	31 de Diciembre de 2018	31 de Diciembre de 2017
Capital en acciones	83,239,557	83,239,557
Acciones en tesorería	(604,694)	(604,694)
Total de capital en acciones	82,634,863	82,634,863
Reserva voluntaria	5,099,236	5,099,236
Impuesto Complementario	-	(3,270,144)
Reserva primera aplicación	(688,676)	
Reserva actuarial	349,841	383,220
Utilidades no distribuidas	86,453,909	89,714,944
Patrimonio, de los accionistas, neto	173,849,172	174,562,119

*B. Resultados de las Operaciones*

El consumo de energía acumulado al 31 de diciembre de 2018 alcanzo los 4,166 GWh un incremento de 0.63% con respecto a las cifras presentadas en diciembre de 2017 que fue de 4,140 GWh . Los sectores de variación fue el sector comercial con un incremento de 30 %, el sector residencial con un incremento del 41 %, el sector gobierno con un incremento del 31 %, y otros clientes con un decremento del 2. %.

Al 31 de diciembre de 2018 la compañía cuenta con 536,067 clientes, 24,120 clientes mas con respecto al mismo periodo del año anterior, lo cual representa un crecimiento del 4.71 %. Es importante destacar que la composición de la cartera es como sigue, el sector residencial representa un 86.56% y consume el 31.72% de la energía; el sector comercial representa el 11.37 % y consume el 54.29 % de la energía; el sector gobierno representa el 1.49 % y consume el 11.92 % de la energía; el sector industrial representa el 0.24 % , consume el 1.32 % de la energía y el sector de otros clientes representa 0.34% y consume el 0.74 % de energía

El ingreso acumulado al 31 de diciembre por venta de energía es de B/ 748 millones lo cual representa un incremento de B/ 7.9 millones, un 1.08 %, respecto a la cifra en el mismo periodo al año anterior.

Costo

El costo de compra y de transmisión de energía acumulado al 31 de diciembre es de B/ 640.9 millones, lo cual representa un incremento de B/ 26.5 millones, un 32.9 %, con respecto al mismo periodo del año anterior.

a. Gastos Operativos

Los gastos de operaciones acumulados al 31 de diciembre de 2018 ascienden a B/ 89.2 millones, un incremento de B/ 4.4 millones en comparación al mismo periodo del año anterior, lo que representa un 5.19 %. A continuación se presenta cuadro que resume los gastos más relevantes.

	dic-18		dic-17		Variacion		
					Importe	%	
Gastos de Personal	B/.	11,104	B/.	11,105	B/.	(1)	(0)
Depreciacion y amortizacion		30,762		26,047		4,715	18
Dotacion de insolvencias clientes		4,649		4,717		(68)	(1)
Suministros		1,857		2,075		(218)	(11)
Reparaciones y conservacion		13,787		14,330		(543)	(4)
Trabajo de comercial contratados		7,321		7,644		(323)	(4)
Tributos		4,340		5,359		(1,019)	(19)
Servicios profesionales		6,413		5,495		918	17
Publicidad, y relaciones publicas		908		1,065		(157)	(15)
Otros gastos de operacion		8,085		6,983		1,102	16
	<u>B/.</u>	<u>89,226</u>	<u>B/.</u>	<u>84,820</u>	<u>B/.</u>	<u>4,406</u>	<u>5.19</u>

#### Gastos Financieros

Los gastos financieros acumulados al 31 de diciembre de 2018 son por un importe de B/.20.9 millones, los cuales comparados con el mismo periodo del año anterior presentan un incremento de B/ 5.8 millones, un 38 %, dicha variación obedece principalmente al incremento de las facilidades crediticias.

#### Utilidad

A diciembre de 2018 la utilidad neta de EDEMET fue B/. 9,108, lo que representa una disminución del 99.96% en comparación con el año anterior. El beneficio antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización – EBITDA - fue de B/. 49.6 millones, (B/. 74.3 millones en el 2017) lo que representa un decremento de 33.23 % en comparación con el año anterior. El resultado del 2018 da un retorno sobre activos promedio de 0.001 % el cual disminuye con relación al 2017 que era de 2.602 % y un retorno sobre patrimonio promedio de 0.005% (13.592% en 2017). La utilidad neta/total de ingresos fue de 0.001% (3.202 % al cierre del 2017).

#### 11. Análisis de Resultados

##### INFORME SOBRE TENDENCIAS

De acuerdo a lo establecido en las Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad, el CND debe realizar el Informe Indicativo de Demandas que incluya las hipótesis de cálculo y datos utilizados para definir los escenarios de demanda, y los resultados de: (i) Consumo previsto; (ii) Pérdidas previstas y su justificación; y (iii) Demanda máxima de generación del sistema y demanda interrumpible, de cada Participante Consumidor previsto para el año siguiente y de los clientes regulados de cada Distribuidor. Antes del 1° de octubre de cada año, el CND debe presentar el Informe Indicativo de Demandas a la ASEP, quien dentro de un plazo no mayor que 30 días de recibido el Informe, lo aprobará o podrá requerir justificadamente ajustes antes de su aprobación.

De acuerdo al Informe Indicativo de Demanda 2011-2031, la demanda máxima de generación de EDEMET muestra en promedio un crecimiento superior al 4.61% durante los próximos 21 años, de acuerdo a la siguiente tabla:

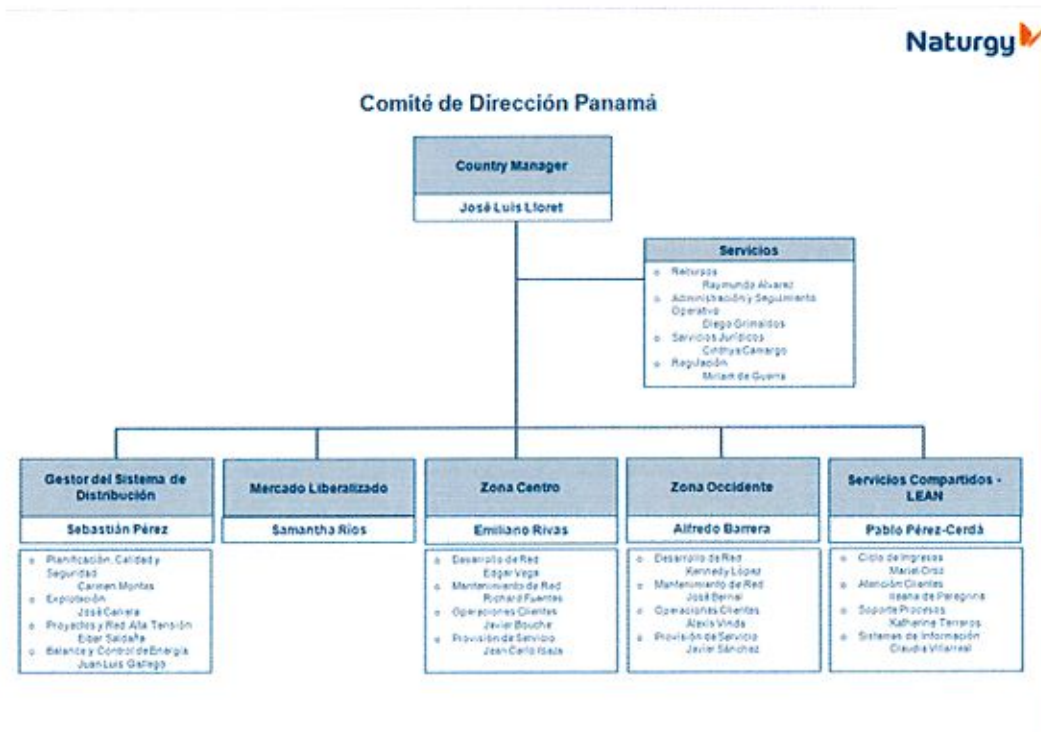


EDEMET: PRONÓSTICO ANUAL Y MENSUAL DE LA DEMANDA MÁXIMA DE GENERACIÓN

EDEMET	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Máxima	TASA %
2011	558.45	582.97	605.71	620.83	617.06	588.75	579.48	574.81	593.69	586.18	560.21	585.06	620.83	---
2012	590.17	599.59	631.67	647.48	642.88	613.57	603.94	598.24	616.20	609.99	582.20	608.66	647.48	4.29%
2013	617.66	625.95	662.20	677.73	674.18	643.69	634.20	622.64	643.02	638.70	609.76	636.39	677.73	4.67%
2014	644.47	652.23	691.78	708.04	705.48	674.90	664.15	648.41	670.64	666.34	635.04	662.46	708.04	4.47%
2015	670.48	677.08	724.03	740.69	741.10	705.13	694.72	675.87	700.81	696.12	662.36	692.26	741.10	4.67%
2016	698.72	691.85	757.13	773.63	774.05	736.22	726.54	703.38	731.86	726.17	690.36	721.33	774.05	4.45%
2017	731.75	722.57	795.33	811.58	811.79	770.48	761.49	735.36	765.87	760.78	724.85	756.40	811.79	4.68%
2018	764.15	756.42	832.12	849.26	849.03	804.49	796.42	768.92	800.47	793.11	756.59	791.06	849.26	4.62%
2019	799.08	790.25	870.90	888.43	887.62	840.29	833.04	803.78	835.40	828.88	791.32	826.01	888.43	4.61%
2020	833.22	808.11	910.36	928.84	928.75	876.69	870.53	837.76	873.51	866.70	826.70	861.81	928.84	4.55%
2021	873.29	862.82	952.85	972.57	969.88	920.45	911.87	875.09	913.65	905.59	865.00	904.16	972.57	4.71%
2022	913.07	915.59	995.38	1,015.93	1,013.45	961.45	952.42	915.23	953.45	945.14	902.98	943.22	1,015.93	4.46%
2023	955.78	959.41	1,040.64	1,062.54	1,058.75	1,005.75	996.65	955.80	995.22	987.64	943.79	986.03	1,062.54	4.59%
2024	1,000.12	975.47	1,088.03	1,110.89	1,106.44	1,049.69	1,045.29	998.85	1,040.60	1,031.75	986.13	1,030.46	1,110.89	4.55%
2025	1,048.97	1,040.64	1,138.98	1,163.11	1,157.38	1,101.32	1,095.17	1,043.53	1,088.94	1,079.38	1,033.97	1,080.41	1,163.11	4.70%
2026	1,096.33	1,095.95	1,191.52	1,216.93	1,209.92	1,152.47	1,145.56	1,091.45	1,138.34	1,128.47	1,079.00	1,127.88	1,216.93	4.63%
2027	1,150.17	1,150.12	1,246.70	1,273.48	1,265.17	1,206.21	1,199.51	1,141.80	1,190.24	1,180.05	1,129.52	1,179.83	1,273.48	4.65%
2028	1,201.53	1,177.96	1,302.65	1,331.60	1,321.40	1,261.44	1,254.71	1,192.75	1,243.59	1,233.07	1,179.64	1,234.03	1,331.60	4.56%
2029	1,265.17	1,256.26	1,365.17	1,394.23	1,384.70	1,322.31	1,313.90	1,250.59	1,302.39	1,291.49	1,235.52	1,292.09	1,394.23	4.70%
2030	1,321.76	1,325.05	1,428.53	1,459.15	1,448.25	1,384.01	1,374.69	1,308.40	1,361.98	1,350.71	1,292.38	1,351.74	1,459.15	4.66%
2031	1,384.55	1,390.48	1,495.39	1,527.67	1,515.43	1,449.12	1,438.64	1,369.41	1,424.85	1,413.21	1,352.38	1,414.68	1,527.67	4.70%

Fuente: CND, Informe Indicativo de Demandas 2011-2031

III. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL



*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*

#### Información de la Holding

El Grupo Gas Natural Fenosa estableció, en Barcelona, la primera fábrica de gas de España en 1843. Siendo asimismo el pionero de la introducción del gas natural en el país, proceso iniciado en 1969. El proceso de internacionalización lo inició el Grupo en 1992.

En 1992, al culminar la fusión de Catalana de Gas, S.A., de Gas Madrid, S.A. y de diferentes sociedades gasistas locales, propiedad de Repsol, el nuevo grupo adoptó el nombre de Gas Natural SDG, S.A., decidiendo constituir la Fundación Gas Natural, como relevante instrumento de acción en el tercer sector.

Gas Natural Fenosa es una de las diez primeras multinacionales energéticas europeas y líder en integración vertical de gas y electricidad de España y Latinoamérica, además del mayor operador mundial de GNL en la cuenca atlántica.

Como se ha mencionado anteriormente Gas Natural SDG, S.A. tras su reciente fusión con Unión Fenosa en el mes de septiembre del 2009, se ha conformado en una de las empresas líderes en el mundo en el negocio integrado de gas y electricidad con presencia en 23 países del mundo, donde cuenta con más de 20 millones de clientes, de los que 9 millones están en España, y una potencia de energía instalada de 17GW

El Grupo Gas Natural Fenosa, que en junio del 2018 en la Junta General de Accionistas acuerda pasar a denominarse Naturgy, mantiene un compromiso con la sociedad que va más allá de la cobertura de sus necesidades energéticas. La responsabilidad del Grupo tiene que partir de un diálogo sólido y duradero con todos nuestros grupos de interés, para atender sus expectativas y contribuir así al crecimiento global sostenible. El Grupo Naturgy Energy Group, S.A., entiende la integridad como el conjunto de políticas, procedimientos y herramientas implantados para velar para que sus actividades, y las del conjunto de sus empleados, se desarrollen de un modo conforme con las leyes, regulaciones, normas, procedimientos y estándares, tanto internos como externos, que le aplican en todos sus ámbitos de operación. Asimismo, la compañía entiende que la integridad engloba el conjunto de instrumentos de los que se ha dotado para orientar a sus empleados en un comportamiento coherente con su Misión, Visión y Valores.

La política de asignación de recursos a programas culturales y sociales se centra en aquellos proyectos que generan un mayor valor para la sociedad, a la vez que permiten reforzar el compromiso adoptado por el Grupo para integrarse, de manera positiva, en cada comunidad y país donde desarrolla su actividad de negocio.

**COMISION NACIONAL DE VALORES**  
**FORMULARIO IN-A**  
**Pág. 20**

**Junta Directiva**

La Junta Directiva tiene la asignación directa y expresa de supervisión de todas las actividades de **EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA METRO-OESTE, S.A.** Se reúne trimestralmente en las oficinas de LA EMPRESA y dentro de su funciones se está el monitorear la implementación de las directrices generales del negocio, en las cuales se analiza el informe del Gerente General sobre el desempeño del negocio y los estados financieros, entre otros.

La Junta directiva cuenta con cinco directores principales. Y los mismos son elegidos por un periodo mínimo de dos años, salvo que los accionistas decidan un periodo distinto.

**A. Identidad**

1. Directores, Dignatarios, Ejecutivos y Administradores

José García Sanleandro	Presidente
José Luis Lloret	Vocal
Diego Grimaldos Franco	Tesorero
Cinthy Camargo Saavedra	Secretario
Sebastián Pérez Henríquez	Vocal
Juan Raúl Humbert	Director
Mario Alberto Rojas	Director
Gabriel Desseff	Director

**DIRECTORES, DIGNATARIOS, EJECUTIVOS, ADMINISTRADORES, ASESORES Y EMPLEADOS**

A. Directores, Dignatarios, Ejecutivos y Administradores

José García Sanleandro	Presidente
Cédula:	XDC041825
Nacionalidad:	Española
Fecha de Nacimiento:	18 de abril de 1961
Correo Electrónico:	jgarcias@naturgy.com
Teléfono:	(507) 315-7869

José Luis Lloret	Vicepresidente
Pasaporte:	E-8-145731
Nacionalidad:	Español
Fecha de Nacimiento:	08 – Diciembre-1968
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Correo Electrónico:	jllloret@natugy.com
Teléfono:	315-7869

**COMISION NACIONAL DE VALORES**  
**FORMULARIO IN-A**  
**Pág. 21**

Diego F. Grimaldos Franco	Tesorero
Pasaporte	PE065573
Nacionalidad:	Colombia
Fecha de Nacimiento:	16 de Febrero de 1965
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Correo Electrónico:	<a href="mailto:dfgrimaldos@gasnaturalfensoa.com">dfgrimaldos@gasnaturalfensoa.com</a>
Teléfono:	(507) 315-7605
Fax:	(507) 315-7698

Contador Público con Programa de Desarrollo Directivo PDD-Inalde y Advance Management Program (AMP) de la Universidad de Navarra, se incorpora al Grupo en 1997. Hasta la fecha era Controller de la Zona Andina. Anteriormente, entre otras posiciones, fue Responsable Económico-Financiero de Colombia y de Brasil. En su nueva posición, tiene reporte de gobierno a Controller Latinoamérica y de servicio al Regional Manager de Centroamérica.

Cinthy Camargo Saavedra	Secretaria
Cédula:	No.8-442-715
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	25 de agosto de 1973
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Apartado Postal:	0843-1072.
Correo Electrónico:	<a href="mailto:Camargo@ufpanama.com">Camargo@ufpanama.com</a>
Teléfono:	(507) 315-7968
Fax:	(507) 315-7858

Graduada de Licenciada en Derecho y Ciencias Políticas en 1998, Universidad de Panamá; MBA en Derecho Mercantil 2000 en la USMA, Diplomado Internacional en Negocios, Tratados y Comercio Internacional 2002 en la ULACEX; Especialización en Servicios Públicos Domiciliarios (Alcantarillado Sanitario, Energía, Gas y Tic's) de la Universidad Externado de Colombia, extensión de Bogotá del año 2010, ha ocupado el cargo de Asesora Jurídica Externa en la Gerencia Jurídica en los años 2005-2006; la Asesora Jurídica Interna de la empresa durante el periodo 2006-2008 y actualmente ocupa el cargo de la Dirección de Servicios Jurídicos.

Mario Rojas:	Director
Cedula:	8-462-162
Nacionalidad:	Panameño

Licenciado en Finanzas de la Universidad Estatal de Florida, cuenta con un MBA de la Universidad de Nova Southeastern y una amplia trayectoria en el sector bancario nacional, donde se ha desempeñado como director de Banca Corporativa y Comercial de Scotiabank Panamá del 2002 al 2008; director de Banca Corporativa y Comercial Internacional de Scotiabank Panamá en el 2008, Gerente General de Bancolombia, S.A. (sucursal Panamá) desde el año 2011 y en el 2013 fue nombrado como vicepresidente de Banca Empresas y Gobierno.

Sebastián Pérez Henríquez	Director de Operaciones
Cédula:	No.7-101-914
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	25 de septiembre de 1987
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	<a href="mailto:sperez@gasnaturalfenosa.com">sperez@gasnaturalfenosa.com</a>
Teléfono:	(507) 315-7982
Fax:	(507) 315-7969



**COMISION NACIONAL DE VALORES**  
**FORMULARIO IN-A**  
**Pág. 22**

Nació el 25 de septiembre de 1967, casado, graduado de Ingeniero Electromecánico en la Universidad Tecnológica de Panamá en el año 1992, su experiencia en el sector se inicia en el IRHE, se ha desempeñado como Proyecto de Mejora a la Gestión Mantenimiento, Gerente de Gestión de Red, Gerente de Distribución, Director Operativo, actualmente es el Gerente de Distribución

Juan Raúl Humbert	Director/Representante del Estado Panameño
Cédula:	8-230-1149
Nacionalidad:	Panameño
Fecha de Nacimiento:	29 de junio de 1963

**Principales Ejecutivos**

Diego F. Grimaldos Franco	Tesorero
Pasaporte	PE065573
Nacionalidad:	Colombia
Fecha de Nacimiento:	16 de Febrero de 1965
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Correo Electrónico:	<a href="mailto:dfgrimaldos@gasnaturalfensoa.com">dfgrimaldos@gasnaturalfensoa.com</a>
Teléfono:	(507) 315-7605
Fax:	(507) 315-7698

Contador Público con Programa de Desarrollo Directivo PDD-Inalde y Advance Management Program (AMP) de la Universidad de Navarra, se incorpora al Grupo en 1997. Hasta la fecha era Controller de la Zona Andina. Anteriormente, entre otras posiciones, fue Responsable Económico-Financiero de Colombia y de Brasil. En su nueva posición, tiene reporte de gobierno a Controller Latinoamérica y de servicio al Regional Manager de Centroamérica.

Sebastián Pérez Henríquez	Director de Operaciones
Cédula:	No.7-101-914
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	25 de septiembre de 1967
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	<a href="mailto:sperez@gasnaturalfenosa.com">sperez@gasnaturalfenosa.com</a>
Teléfono:	(507) 315-7982
Fax:	(507) 315-7969

Nació el 25 de septiembre de 1967, casado, graduado de Ingeniero Electromecánico en la Universidad Tecnológica de Panamá en el año 1992, su experiencia en el sector se inicia en el IRHE, se ha desempeñado como Proyecto de Mejora a la Gestión Mantenimiento, Gerente de Gestión de Red, Gerente de Distribución, Director Operativo, actualmente es el Gerente de Distribución

Miriam de Guerra	Director de Planificación de Ingresos y Regulación
Cédula:	No.8-206-695
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	9 de noviembre de 1956
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	<a href="mailto:mdeguerra@gasnaturalfenosa.com">mdeguerra@gasnaturalfenosa.com</a>
Teléfono:	(507) 315-7695
Fax:	(507) 315-7729



**COMISION NACIONAL DE VALORES**  
**FORMULARIO IN-A**  
**Pág. 23**

Nació el 9 de noviembre de 1956, casada, graduada de Ingeniera Industrial en la Universidad Tecnológica de Panamá, profesionalmente se inicia en el IRHE, cuenta además con un Postgrado en Gestión Pública, ingresó en EDEMET, S.A. en el año 1999, a la posición de Gerente de Regulación y Compras de Energía, actualmente Directora de Regulación.

Raymundo W. Alvarez Corona	Director de Recursos
Cédula:	No.8-442-462
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	1 de mayo de 1973
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	<a href="mailto:rwalvarez@gasnaturalfenosa.com">rwalvarez@gasnaturalfenosa.com</a>
Teléfono:	(507) 315-7978
Fax:	(507) 315-7858

Nació el 1º de mayo de 1973, casado, se graduó de Licenciado en Banca y Finanzas en la UIP en el 2000, tiene un Post Grado en Alta Gerencia de la UIP en el 2001, Maestría en Administración de Negocios (MBA) con énfasis en Gerencia Estratégica UIP 2002, MBA con especialización en Mercadeo 2008, MBA en Recursos Humanos UIP; ESADE Business School PDD 2009. Ha desempeñado las funciones de Jefe de Cobro Centralizado AMTM, Gerente General Metra Panamá, Gerente de Servicios ESEPSA, Gerente de Organización y Recursos Humanos.

Cinthy Camargo Saavedra	Directora de Servicios Jurídicos/Secretaria JD
Cédula:	No.8-442-715
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	25 de agosto de 1973
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Apartado Postal:	0843-1072.
Correo Electrónico:	<a href="mailto:ccamargo@gasnaturalfenosa.com">ccamargo@gasnaturalfenosa.com</a>
Teléfono:	(507) 315-7968
Fax:	(507) 315-7858

Graduada de Licenciada en Derecho y Ciencias Políticas en 1998, Universidad de Panamá; MBA en Derecho Mercantil 2000 en la USMA, Diplomado Internacional en Negocios, Tratados y Comercio Internacional 2002 en la ULACEX; Especialización en Servicios Públicos Domiciliarios (Alcantarillado Sanitario, Energía, Gas y Tic's) de la Universidad Externado de Colombia, extensión de Bogotá del año 2010, ha ocupado el cargo de Asesora Jurídica Externa en la Gerencia Jurídica en los años 2005-2006; la Asesora Jurídica Interna de la empresa durante el periodo 2006-2008 y actualmente ocupa el cargo de la Dirección de Servicios Jurídicos.

Emiliano Rivas	Director de Despacho Eléctrico
Cédula:	No.8-462-255
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	3 de marzo de 1974
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes de la Rosa
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	<a href="mailto:emrivas@gasnaturalfenosa.com">emrivas@gasnaturalfenosa.com</a>
Teléfono:	(507) 315-7860
Fax:	(507) 315-7918

Nació el 3 de marzo de 1974, casado, se graduó de Ingeniero Electromecánico 1996 en la Universidad Tecnológica.





**COMISION NACIONAL DE VALORES**  
**FORMULARIO IN-A**  
**Pág. 24**

Pablo Pérez Cerda	Director de Servicio Compartidos
Pasaporte:	XDC792975
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	13 de mayo de 1963
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	<a href="mailto:ideperegrina@ufpanama.com">ideperegrina@ufpanama.com</a>
Teléfono:	(507) 315-7961
Fax:	(507) 315-7918

**C. Empleados de Importancia y Asesores**

A la fecha, el Emisor no emplea a personas en posiciones no ejecutivas (científicos, investigadores, asesores en general) que hacen contribuciones significativas al negocio del Emisor.

**D. Asesores Legales**

**Asesor Legal Externo**

El Asesor Legal externo del Emisor es Galindo, Arias & Lopez. El nombre del contacto principal es la Lic. Ramón Ricardo Arias.

Dirección Comercial:	Scotia Plaza, Piso 9-11, Ave. Federico Boyd N.18 y Calle 51
Apartado Postal:	0816-03356
Correo Electrónico:	<a href="mailto:rrarias@gala.com.pa">rrarias@gala.com.pa</a>
Teléfonos:	303-0303
Fax:	303-0434

Para la presente emisión de VCNS Corporativo, la firma forense SUCRE,ARIAS & REYES funge como los asesores legales del Emisor. Específicamente, el Licenciado Ernesto Eduardo Arias ha manejado todos los temas legales concernientes a la preparación y registro del Programa de VCN del Emisor.

Dirección Comercial:	Calle 50 y Juan Ramón Poll
Apartado Postal:	0816-1832, Panamá, República de Panamá
Correo Electrónico:	<a href="mailto:eea@sucre.net">eea@sucre.net</a>
Teléfonos:	204-7900
Fax:	264-1168

**Asesor Legal Interno**

El asesor legal interno de El Emisor es la Señora Cinthya Camargo.

**E. Auditores**

Los auditores externos actuales son Ernst & Young. El encargado de la cuenta de EL Emisor es el señor Aurora Díaz. Los datos son:

Ernst & Young  
Avenida Samuel Lewis y Calle 55E  
Urbanización Obarrio, Panamá  
República de Panamá



**COMISION NACIONAL DE VALORES**  
**FORMULARIO IN-A**  
**Pág. 25**

Tel. 206-9200  
Dirección Postal: Apartado postal 0819-05710  
Zona El Dorado – República de Panamá  
Attn: Aurora Díaz  
Correo Electrónico: Aurora.Diaz@pa.ey.com

**G. Compensación**

Compensación a Directores y Dignatarios.

Los Directores y Dignatarios del Emisor reciben dietas por su participación en las reuniones de Junta Directiva y Comités Ejecutivos. El monto de la compensación pagada a cada director por reunión de

Junta directiva es de B/.2,000.00. Las reuniones se llevan a cabo trimestralmente. No existen fondos reservados en previsión de pensiones, retiros, u otros beneficios similares.

**H. Prácticas de la Directiva**

Practicas de la Directiva.

De conformidad con lo establecido en los Estatutos de EDEMET, las reuniones de Junta Directiva se regirán por las siguientes reglas:

Para tratar cualquier asunto es necesario que exista quórum.

El quórum consiste en la mitad más uno de los Directores de la Sociedad, presentes en persona o por apoderado.

El quórum se verificará dentro de la hora siguiente a la indicada en la convocatoria de la Junta y de no verificarse la reunión será disuelta y deberá efectuarse una nueva convocatoria.

El Presidente de la Sociedad dirigirá la reunión de Junta Directiva y si no estuviera presente los Directores elegirán uno entre los Directores para ser el Presidente de la Reunión.

El Secretario de la Sociedad actuará como Secretario de la Reunión de Junta Directiva y si no estuviera presente los Directores elegirán uno entre los Directores para ser el Secretario de la Reunión, salvo que la Junta haya designado a un Secretario Especial.

El Secretario, antes de iniciar la reunión entregará al Presidente la lista de los directores con derecho a voto.

En las reuniones, el Presidente podrá con el consentimiento de la mayoría de los Directores, aplazar cualquier reunión de tiempo en tiempo y trasladarla de un lugar a otro, pero ningún asunto será tratado sino hubiera sido incluido en el orden del día de la reunión aplazada.

La reunión iniciará a la hora citada para la reunión y el Secretario verificará el quórum reglamentario.

Una vez comprobado el quórum, el Presidente declarará abierta la sesión y el Secretario leerá el orden del día. El orden del día podrá ser modificado por la mitad más uno de los Directores presentes en día de la reunión.

Debe seguirse el orden de los puntos establecidos en el orden del día y se debatirán y aprobarán en el orden establecido.

La reunión será declarada terminada una vez hayan sido discutido todos los puntos del orden del día o cuando no haya el quórum reglamentario para dar inicio a la reunión.

Las actas llevarán las firmas del Presidente y el Secretario.

Todo asunto de la Junta Directiva será decidido, a mano alzada.

Toda discrepancia, contradicción o laguna será resuelta por mayoría de votos.

i. Empleados.

Al 31 de diciembre de 2018 el Emisor emplea 291 personas, en su mayoría permanentes, las cuales están organizadas en sindicatos con un porcentaje de sindicalización por EDEMET de 40 %. El desempeño del personal es evaluado anualmente por departamento de acuerdo a resultados.

J. Propiedad Accionaria

Grupo de Acciones	Cantidad Acciones Comunes	de	% Respecto del Total de Acciones Emitidas y en Circulación
DISTRIBUIDORA ELECTRICA DEL CARIBE, S.A. (DECSA)	25,500,000		51%
EL ESTADO	24,122,472		48.25%
ACCIONISTAS MINORITARIOS	377,528		0.75%

No existe ninguna persona natural como accionista controlador del Emisor. No existen derechos a voto diferentes entre acciones ni existen opciones sobre acciones de LA EMPRESA.

IV. PARTES RELACIONADAS, VINCULOS Y AFILIACIONES

A. Partes Relacionadas

Mundial Valores, S.A., el Puesto de Bolsa autorizado para la colocación de la presente emisión es accionista de la Bolsa de Valores de Panamá, S.A. y de la Central Latinoamericana de Valores, S.A. (LatinClear).

B. Negocios o contratos con partes relacionadas

Los balances generales consolidados y los estados consolidados de utilidades incluían saldos y transacciones con partes relacionadas, tal como se detalla a continuación:

**COMISION NACIONAL DE VALORES**  
**FORMULARIO IN-A**  
**Pág. 27**

Acreeedores	2017	2016	2015	2014	2013
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.	9,748,384	12,565,168	3,810,214	6,072,805	4,585,300
Energía y Servicios de Panama, S. A.	851,687	252,933	258,406	1,647,898	2,429,415
Electrificadora del Caribe, S. A.	-	-	91,000	-	-
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S. A	-	-	-	308,405	360,537
Gas Natural Fenosa Informática, S. A.	1,740,855	1,581,229	1,510,143	388,655	69,875
Gas Natural Fenosa Tecnología, Inc.	-	-	628,875	628,875	-
Gas Natural Fenosa Engineering, S. A.	4,403,672	1,022,134	2,587,895	555,617	-
Gas Natural Fenosa Integrales	147,645	38,798	55,182	-	-
Gas Natural Servicios SDG, S. A.	679,861	-	6,735	-	-
Gas Natural Fenosa SDG, S. A.	35,772	30,902	1,811,022	1,712,493	241,050
GAS Natural Ban, S. A.	-	-	-	-	2,480
Union Fenosa Internacional, S. A.	-	-	-	-	307,673
	<u>17,607,876</u>	<u>15,491,164</u>	<u>10,759,472</u>	<u>11,314,748</u>	<u>7,996,330</u>

**V. TRATAMIENTO FISCAL**

Los titulares de los VCN emitidos por La Empresa, gozarán de ciertos beneficios fiscales según lo estipulado en el Decreto Ley 1 de 8 de julio de 1999:

**Artículo 269: Impuesto Sobre la Renta con respecto a ganancias de capital**

Para los efectos del impuesto sobre la renta, del impuesto sobre dividendos y del impuesto complementario, no se considerarán gravables las ganancias ni deducibles las pérdidas que dimanen de la enajenación de valores emitidos o garantizados por el Estado.

Igual tratamiento tendrán las ganancias y las pérdidas provenientes de la enajenación de valores registrados en la Comisión, siempre que dicha enajenación se dé:

- (1) A través de una bolsa de valores u otro mercado organizado; o
- (2) Como resultado de una fusión, una consolidación o una reorganización corporativa, siempre que en reemplazo de sus acciones, el accionista reciba únicamente otras acciones en la entidad subsistente o en una afiliada de ésta. No obstante, la entidad subsistente podrá pagar a sus accionistas hasta uno por ciento (1%) del valor de las acciones recibidas por dichos accionistas en dinero y otros bienes con la finalidad de evitar fraccionamiento de acciones.

En el caso de que una persona disponga de valores que hubiese recibido como resultado de las enajenaciones descritas en los Numerales 1 y 2 anteriores, se tomará el promedio ponderado del precio pagado por dicha persona para adquirir los valores dados en canje, como el costo de dichos valores, para los efectos de calcular el impuesto sobre la renta, de causarse éste.

**Artículo 270: Impuesto Sobre la Renta con respecto a intereses**

Los intereses que se paguen o acrediten sobre valores registrados en la Comisión causarán impuestos sobre la renta a base de una tasa única del cinco por ciento, que deberá ser retenidos por la persona que pague o acredite tales intereses. Estas rentas no se considerarán parte de las rentas brutas de los contribuyentes, quienes no quedan obligados a incluirlas en su declaración de rentas.



**COMISION NACIONAL DE VALORES**  
**FORMULARIO IN-A**  
**Pág. 28**

Las sumas retenidas deberán ingresar al Tesoro Nacional dentro de los treinta días siguientes a la fecha de pago o acreditamiento, junto con una declaración jurada en formularios que suministrará el Ministerio de Economía y Finanzas. El incumplimiento de estas obligaciones se sancionará conforme lo ordena el Código Fiscal.

No obstante lo establecido en los párrafos anteriores, estarán exentos del impuesto sobre la renta los intereses u otros beneficios que se paguen o acrediten sobre valores registrados en la Comisión y que, además, sean colocados a través de una bolsa de valores o de otro mercado organizado.

La compra de valores registrados en la Comisión por suscriptores no concluye el proceso de colocación de dichos valores y, por tanto, la exención fiscal contemplada en el párrafo anterior no se verá afectada por dicha compra, y las personas que posteriormente les compren dichos valores a dichos suscriptores a través de una bolsa de valores u otro mercado organizado gozarán de los mencionados beneficios fiscales.

Esta sección es un resumen de disposiciones legales y reglamentarias vigentes y se incluye en este prospecto informativo con carácter meramente informativo. Este Capítulo no constituye una garantía por parte del Emisor sobre el tratamiento fiscal que el Ministerio de Economía y Finanzas dará a la inversión en los VCN. Cada Tenedor Registrado de un VCN deberá, independientemente, cerciorarse de las consecuencias fiscales de su inversión en los VCN antes de invertir en los mismos.

**RESUMEN FINANCIERO**

Cífra en Miles de balboas

<b>ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
Ventas o Ingresos Totales	748,989	740,996	711,079	687,442	852,759
Margen Operativo	7%	10%	11%	11%	12%
Gastos Generales y Administrativos	699,400	666,730	635,205	615,226	750,337
Utilidad o Pérdida Neta	9,108	23,726	31,627	32,835	69,895
Acciones emitidas y en circulación	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000
Utilidad o Pérdida por Acción	0.18	0.47	0.63	0.66	1.40
Depreciación y Amortización	30,762	26,047	21,747	20,407	18,761
Utilidades o pérdidas no recurrentes	-	-	-	-	-
<b>BALANCE GENERAL</b>	<b>2,018</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
Activo Circulante	219,905	225,682	176,245	139,739	246,468
Activos Totales	1,006,321	911,841	788,215	660,694	696,709
Pasivo Circulante	659,734	395,122	387,343	347,287	317,326
Deuda a Largo Plazo	832,432	737,278	228,023	168,328	217,966
Acciones Preferidas	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Capital Pagado	82,635	82,635	82,635	82,635	82,635
Reserva voluntaria	5,099	5,099	5,099	5,099	5,099
Utilidades Retenidas	86,115	86,828	88,972	57,345	73,682
Total Patrimonio	173,849	174,562	172,848	145,079	161,416
<b>RAZONES FINANCIERAS:</b>					
Dividendo/Acción	-	0.46	-	0.98	1.00
Deuda Total/Patrimonio	8.58	6.49	1.96	1.46	1.78
Capital de Trabajo	(439,829)	(169,440)	(211,098)	(207,548)	(70,858)
Razón Corriente	0.33	0.57	0.46	0.40	0.78
Utilidad Operativa /Gastos Financieros	2.36	4.90	8.31	8.67	10.47

*Handwritten mark*

*Handwritten signature*

**II PARTE**  
**ESTADOS FINANCIEROS**

Adjuntamos al presente informe, los Estados Financieros No Auditados de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET).

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large loop at the top, followed by a series of horizontal strokes and a final flourish extending downwards and to the left.

**Diego Fernando Grimaldos**  
**Director de Administración y Seguimiento Operativo**

**DIVULGACIÓN**

Este documento ha sido preparado con el conocimiento de que su contenido será puesto a disposición del público inversionista y del público en general el cual estará disponible en la siguiente dirección "[gasnaturalfenosa.com.pa](http://gasnaturalfenosa.com.pa)" el día 15 de Agosto de 2019.