

## **1. Información de la Empresa**

### **A. HISTORIA Y ORGANIZACIÓN**

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 Arraján. En estos momentos, se encuentra en ejecución la construcción de 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.

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 2015, 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 2015 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.	

**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 limitrofe 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.

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

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

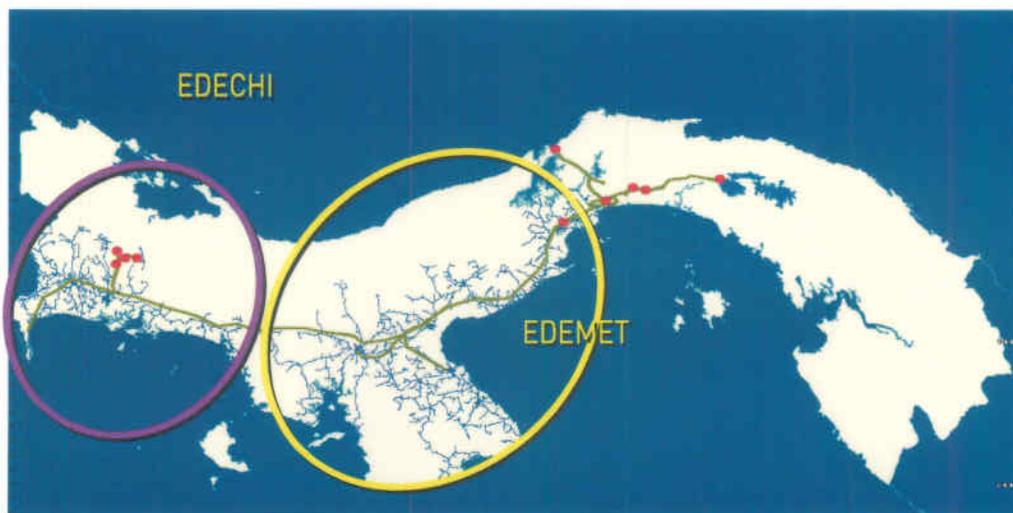
AUTORIDAD establecerá un esquema de transición, que estará en función de las inversiones que deberán ser realizadas en el área. Con respecto a las pérdidas de energía, se deberá hacer un diagnóstico de las condiciones del sistema de distribución y de las conexiones de los clientes con el objetivo de 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 periodo 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.



*[Firma manuscrita]*

### **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 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

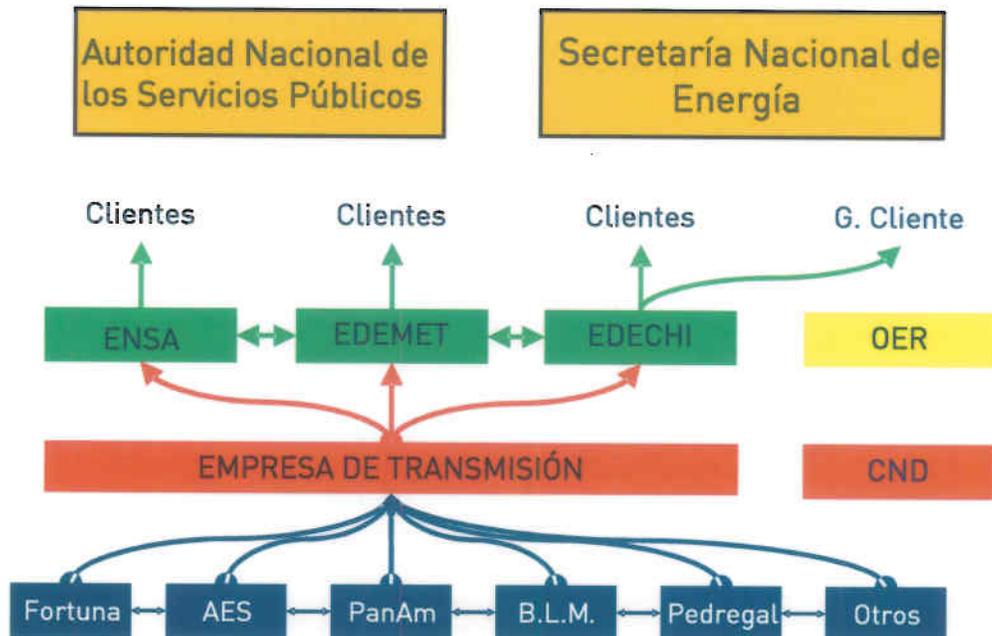
### 1. La Industria Energética en Panamá

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.



### 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 termoeléctricos 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 periodo 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, co-generadores 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 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

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

**COMISION NACIONAL DE VALORES**  
**FORMULARIO IN-A**  
**Pág. 10**

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.

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 Petroeléctrica 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 Isthmus Hydropower, poniendo a disposición del sistema, 10 MW de capacidad instalada. El margen de

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

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.

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

**Propiedades Planta y Equipo**

EDEMET  
DETALLE DE INMOVILIZADO MATERIAL  
31 DE DICIEMBRE DEL 2015

CONCEPTO	DICIEMBRE			
	2012	2013	2014	2015
<u>Inmovilizado en Explotación.</u>				
Edificios y Mejoras	23,359,663	23,317,631.00	22,121,579	20,309,992
Utillaje, Mobiliario y Eq. de Oficina	5,248,997	5,288,209.00	5,340,484	6,888,093
Equipo de Transporte y Comunicación	8,814,387	9,005,192.00	8,968,524	9,476,780
Equipo Informático	7,785,436	8,058,417.00	8,666,333	9,085,534
Otros	8,805,740	8,505,740.00	8,197,448	8,197,448
Construcciones en Curso	41,370	279,544.00	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>54,055,593</b>	<b>54,454,733</b>	<b>53,294,368</b>	<b>53,957,847</b>
<u>Instalaciones Técnicas en Explot.</u>				
Transporte (115kv.)	54,207,992	55,073,441	25,274,451	25,992,006
Subestaciones de Distribución (34.5kv)	32,857,501	41,466,182	72,095,388	72,095,388
Líneas de distribución 13.8Kv.	77,614,312	91,738,584	122,845,149	138,743,807
Líneas de distribución 34.5Kv.	185,096,767	194,273,252	204,777,935	221,119,497
Líneas de distribución otras tensiones	4,896,011	7,030,110	8,915,360	9,526,895
Líneas BT. Servicios de Consumidores	69,143,456	74,812,469	80,761,590	90,768,726
Alumbrado Publico	20,226,469	23,516,144	27,398,087	31,391,132
Centro de Transformación	71,682,655	77,779,754	82,517,642	91,462,873
Elemento de control Comercial	49,157,489	52,882,453	56,359,936	60,724,154
Otros	151,723	151,723	0	0
Construcciones en Curso	4,025,861	5,803,583	2,217,396	13,020,704
<b>TOTAL</b>	<b>569,060,236</b>	<b>624,527,695</b>	<b>683,162,934</b>	<b>754,845,182</b>
Menos: Amortización Acumulada	282,256,713	298,696,848.00	315,905,238	334,956,142
<b>TOTAL</b>	<b>340,859,116</b>	<b>380,285,580</b>	<b>420,552,064</b>	<b>473,846,887</b>
Terrenos	2,935,755	2,935,755.00	3,218,763	7,739,208
Construcciones en Curso	0	0.00	0	0
Elementos y Materiales Diversos	22,184,078	25,772,265.00	20,736,310	23,582,899
<b>GRAN TOTAL INMOVILIZADO</b>	<b>365,978,949</b>	<b>408,993,600</b>	<b>444,507,137</b>	<b>505,168,994</b>

La depreciación y amortización se calculan aplicando el método de línea recta sobre el costo de adquisición de los activos menos su valor residual; entendiéndose que los terrenos sobre los que se construyen los edificios y otros inmuebles tienen una vida útil indefinida,

**Investigación y Desarrollo Patentes y Licencias etc.**

Las actividades de la Compañía son la compra de energía en bloque, el transporte de energía por las redes de distribución, la transformación de tensión vinculada, la entrega de energía a los clientes finales, la comercialización de energía a los clientes y la medición, lectura, facturación y cobro de la energía entregada. De igual manera, la Compañía tiene la responsabilidad de instalar, operar y mantener el alumbrado público en la zona de concesión, de acuerdo con los niveles y criterios de iluminación establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), regidos por el contrato de concesión.

El contrato tiene una vigencia de quince años y vence el 21 de octubre de 2028. A más tardar el 21 de octubre de 2027, la ASEP convocará a un proceso competitivo de concurrencia para la venta del paquete mayoritario. La propietaria del paquete mayoritario de la empresa titular de la concesión, podrá participar en el proceso competitivo de concurrencia salvo que se efectúe como consecuencia de incumplimientos que haya dado lugar a una resolución administrativa. Los propietarios del 51% de las acciones de la Compañía mantendrán la propiedad si su oferta fuere mayor o igual al precio más alto ofrecido por otros participantes. En caso de que hubiere una oferta mayor, las acciones serán adjudicadas a esa oferta y, la ASEP le entregará a los propietarios anteriores de las acciones el monto total que se establezca.

**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	599.46	602.97	605.71	620.93	617.06	608.75	619.48	614.81	603.69	606.19	600.21	605.36	600.83	--
2012	590.17	599.55	631.57	647.48	642.66	613.57	603.54	598.24	615.20	609.99	582.20	603.65	647.48	4.29%
2013	617.65	625.95	662.20	677.73	674.16	643.69	634.20	622.64	643.02	638.70	609.75	636.39	677.73	4.67%
2014	644.47	652.23	691.78	708.04	705.48	674.90	664.15	648.41	670.84	666.34	635.04	662.45	708.04	4.47%
2015	670.48	677.08	724.03	740.69	741.10	705.13	694.72	675.67	702.81	696.12	662.36	692.26	741.10	4.67%
2016	696.72	691.95	757.13	773.63	774.05	736.32	726.54	703.36	731.86	726.17	690.35	721.33	774.05	4.45%
2017	731.75	722.57	795.33	811.58	811.79	770.48	761.48	738.36	765.67	760.79	724.86	756.40	811.79	4.68%
2018	764.15	756.42	832.72	849.26	849.03	804.48	796.42	768.92	802.47	793.11	756.59	791.05	849.26	4.62%
2019	799.08	790.25	870.90	888.43	887.62	840.29	833.04	803.78	836.40	828.88	791.32	826.01	888.43	4.61%
2020	833.22	826.11	910.36	928.84	928.75	876.69	870.53	837.76	873.51	866.70	826.70	861.81	928.84	4.59%
2021	873.29	862.92	952.85	972.57	969.88	920.45	911.37	875.09	913.65	905.59	865.00	904.15	972.57	4.71%
2022	913.07	915.59	996.38	1,015.93	1,013.45	961.45	952.42	915.23	953.45	945.14	902.98	943.22	1,015.93	4.68%
2023	955.78	959.41	1,040.84	1,062.54	1,058.75	1,005.75	996.65	955.60	995.22	987.64	943.79	986.02	1,062.54	4.59%
2024	1,000.12	975.47	1,089.03	1,110.69	1,106.44	1,049.69	1,045.29	999.65	1,040.90	1,031.75	986.13	1,020.46	1,110.69	4.55%
2025	1,048.97	1,040.64	1,138.98	1,163.11	1,157.38	1,101.32	1,096.17	1,043.53	1,088.94	1,079.35	1,033.97	1,020.41	1,163.11	4.70%
2026	1,098.33	1,096.95	1,191.82	1,216.93	1,209.92	1,152.47	1,145.56	1,091.45	1,138.34	1,128.47	1,079.00	1,127.66	1,216.93	4.63%
2027	1,150.17	1,150.72	1,246.70	1,273.48	1,265.17	1,205.21	1,199.51	1,141.80	1,189.24	1,180.05	1,128.50	1,179.55	1,273.48	4.65%
2028	1,201.53	1,177.95	1,302.85	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	1,255.17	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	1,311.75	1,305.95	1,428.53	1,458.16	1,448.26	1,384.01	1,374.69	1,309.40	1,361.98	1,350.71	1,292.38	1,351.74	1,458.16	4.66%
2031	1,364.95	1,360.48	1,495.39	1,527.67	1,515.43	1,449.12	1,438.84	1,369.41	1,424.85	1,413.21	1,352.35	1,414.68	1,527.67	4.70%

Fuente: CND, Informe Indicativo de Demandas 2011-2031

## II. ANALISIS DE RESULTADOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS

### *Resultado de Explotación*

Los ingresos de la empresa fueron por B/. 688,50, los cuales disminuyen en un 19.40 % con respecto al 31 de diciembre de 2014 (B/. 854.23 millones a diciembre 2014), aun cuando se manifiesta una disminución neta, no se puede dejar por fuera el efecto del crecimiento de la demanda que en gran parte está asociada a la incorporación de nuevos clientes a la red no obstante a esto se manifiesta y de manera importante un decremento de la tarifa lo cual se da principalmente por la disminución en los costos de abastecimiento los cual se refleja en la facturación a los clientes, 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 2015 fue 18.6 %, porcentaje que se ha mantenido prácticamente igual al ejerció en comparación, con un ligero incremento (17.9 % año 2014).

De igual forma se observa que los márgenes operativos de la empresa mejoraron durante el 2015, lo cual demuestra un buen manejo por parte de la empresa. Uno de los objetivos más importantes ha sido año tras año, mejorar el nivel de eficiencia operacional. Este indicador a diciembre 2015 se ubicó en 42.7 %, el cual fue más favorable que el 32.0 % reportado en diciembre 2014. Aun cuando se da esto, la utilidad operativa de la empresa (EBITDA) disminuye hasta alcanzar B/. 73.3 millones (B/. 103.9 millones en el 2014), decremento de 29.4 % respecto al período anterior.

En cuanto a la utilidad neta, al cierre del 2015 la utilidad fue de B/. 32.8 millones (B/. 69.9 millones en el 2014), disminuyendo un 53.0 % respecto al año anterior. Esta disminución es producto a la baja en los ingresos comerciales por la reducción en las tarifas efecto de venta de inversión que se dio en el 2014 B/ 13.8 millones que no se tuvo en el 2015.

### A. Liquidez

La razón corriente durante el 2015 y 2014 fue de 0.41 veces y 0.78 veces respectivamente. A pesar de que generalmente el indicador se ha ubicado por debajo de 1.0 veces, se toma en cuenta que el esquema de negocios de la empresa involucra realizar desembolsos de efectivo periódicamente. De esta forma, mantener mayores niveles de efectivo y depósitos en bancos para incrementar el indicador de liquidez general, no resultaría conveniente para la Empresa por razones financieras.

Los activos corriente a diciembre de 2015 ascienden a B/ 142.4 millones, lo cual presenta un decremento de B/ 105.3 millones un 42.50 % con respecto a las cifras de diciembre de 2014. Dicho decremento se da principalmente por la disminución en las cuentas por cobrar por B/ 85.1 millones debido principalmente a los de desvíos tarifarios registrados en el presente ejercicio principalmente el fondo de compensación energética (FACE) el cual este periodo disminuye en B/ 62 MM y la cuenta por cobrar por consumo en el sector gobierno bajo en B/ 6 MM lo que hace una disminución en el sector gobierno de B/ 68 MM; por otro lado disminuye la provisión de energía despachada pendiente de facturar en B/ 14 MM y la provisión para posibles cuentas incobrables se incrementa en B/ 3. MM lo que justifica una variación total de B/ 85 MM en cuentas por cobrar. Por otro disminuye el efectivo en B/13.4 millones principalmente por el mejor manejo de los fondos que se utilizan para amortizar deuda. Finalmente, los otros activos corrientes disminuye en B/ 6.5 millones producto principalmente del uso del estimado del impuesto sobre la renta utilizado para rebajar el impuesto a pagar a final del año.

**COMISION NACIONAL DE VALORES**  
**FORMULARIO IN-A**  
**Pág. 15**

En relación a los pasivos corrientes estos presentan un importe de B/ 350.0 millones en donde se observa un incremento en términos absolutos de B/ 31.3 millones con relación a diciembre de 2014, lo que representa una variación porcentual del 9.85 %, lo cual se da entre otras cosas debido a los siguientes efectos netos; la deuda financiera disminuyó en B/ 39.4 millones debido a las siguientes variaciones: disminuciones en líneas de crédito a CP entre ellos The Bank of Nova Scotia B/ 10 MM, Citibank, N. A. (Sucursal Panamá) por B/ 15 MM, Banistmo, S.A. B/ 1.3 MM, Bladex B/ 25 MM, Banco Nacional de Panamá B/ 8 MM, BAC International Bank. Inc. B/ 16.3 MM. Por otro lado se da un aumento por traslado a porción corriente de los vencimiento de la deuda a LP por B/ 35.4MM de The Bank of Nova Scotia y Banco Aliado. Los otros pasivos circulantes se incrementan en B/ 71.6, producto de los siguientes incrementos: el ISR B/ 28.8 millones, Desvíos tarifarios incremento de B/ 19.7 millones, y la cuenta por pagar FACE incremento de B/ 22.1 millones. Finalmente, se da una disminución neta en los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar por B/ 0.77 millones lo cual se da básicamente en proveedores de energía.

En consecuencia a lo antes expuesto, la liquidez de la compañía pasó de 0.41 veces a 0.78 reflejando un incremento 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 aquellas cuentas cuya morosidad se encuentre en 180 días por lo cual tiene una provisión de B/. 28.5 millones.

	2015	2014
Consumidores particulares	92,298,694	83,731,140
Gobierno y entidades autónomas (Nota 4)	16,165,004	84,586,422
Deudores varios y otras cuentas por cobrar	<u>14,609,118</u>	<u>21,570,223</u>
	123,072,816	189,887,785
Otras cuentas por cobrar:		
Energía suministrada y no facturada	38,391,457	52,553,011
Desvíos tarifarios por costos de abastecimiento	<u>-</u>	<u>-</u>
	38,391,457	52,553,011
Cuentas por cobrar - empresas del Grupo	<u>5,445,617</u>	<u>6,585,012</u>
	166,909,890	249,025,808
Provisión para posibles cuentas incobrables	<u>(28,536,085)</u>	<u>(25,307,533)</u>
	<u>138,373,805</u>	<u>223,718,275</u>

	Forzada Baja	Impago Cortado por	Correcta Situación	Deudores Otros	Total
30 de septiembre de 2015					
Corriente	B/. (8,344)	B/. 583,731	B/. 52,002,948	B/. 13,141,306	B/. 65,719,641
30 días	21,878	522,224	16,242,767	-	16,786,869
60 días	52,043	654,218	4,218,869	-	4,925,130
90 días	14,505	458,414	1,358,688	-	1,831,607
De 91 días a 1 año	385,527	2,668,840	2,870,329	-	5,924,696
Mas de 1 año	<u>1,229,292</u>	<u>6,560,349</u>	<u>18,627,419</u>	<u>1,467,812</u>	<u>27,884,872</u>
	1,694,902	11,447,776	95,321,020	14,609,118	123,072,816
Menos:					
Provisión para posibles cuentas incobrables - cliente	<u>(285,360)</u>	<u>(7,633,548)</u>	<u>(19,119,178)</u>	<u>(1,497,999)</u>	<u>(28,536,085)</u>
	<u>B/. 1,409,542</u>	<u>B/. 3,814,228</u>	<u>B/. 76,201,842</u>	<u>B/. 13,111,119</u>	<u>B/. 94,536,731</u>

**COMISION NACIONAL DE VALORES**  
**FORMULARIO IN-A**  
**Pág. 16**

	Porcentaje		Monto	
	31 de Diciembre de 2015	31 de Diciembre de 2014	31 de Diciembre de 2015	31 de Diciembre de 2014
Gerencia Panamá				
Residenciales	40.96%	33.90%	B/. 44,428,369	B/. 35,888,190
Comercios	19.05%	19.04%	20,660,840	20,155,692
Grandes clientes	12.51%	15.22%	13,567,713	16,111,996
Industriales	0.38%	0.41%	413,090	432,829
Otros clientes	0.25%	0.23%	267,737	239,495
Gerencia Interior				
Residenciales	6.00%	4.49%	6,503,261	4,756,679
Comercios	3.59%	3.34%	3,892,850	3,537,205
Grandes clientes	1.80%	1.88%	1,950,339	1,995,571
Industriales	0.51%	0.54%	555,313	574,494
Otros clientes	0.05%	0.04%	59,182	38,989
Gobierno y Entidades Autónomas				
a. Descentralizadas	3.38%	3.72%	3,668,461	3,934,551
b. Entidades autónomas	2.68%	6.56%	2,906,268	6,940,880
c. Gobierno	8.55%	10.38%	9,274,104	10,995,312
d. Municipales	0.29%	0.26%	316,171	276,013
	<u>100.00%</u>	<u>100.00%</u>	108,463,698	105,877,896
Gobierno - FACE			-	62,439,666
Otros deudores			14,609,118	21,570,223
			<u>B/. 123,072,816</u>	<u>B/. 189,887,785</u>

*B. Recursos de Capital*

*Activos*

La empresa registró Activos por B/. 663.4 millones para diciembre de 2015 lo cual representa una disminución del 4.9 % en comparación con el periodo anterior. Los inmovilizados materiales representan 76.15 % del activo total y aumentaron un 13.6 % respecto al año anterior.

**COMISION NACIONAL DE VALORES**  
**FORMULARIO IN-A**  
**Pág. 17**

EDEMET  
 DETALLE DE INMOVILIZADO MATERIAL  
 31 DE DICIEMBRE DEL 2015

CONCEPTO	DICIEMBRE			
	2012	2013	2014	2015
<u>Inmovilizado en Explotación.</u>				
Edificios y Mejoras	23,359,663	23,317,631.00	22,121,579	20,309,992
Utillaje, Mobiliario y Eq. de Oficina	5,248,997	5,288,209.00	5,340,484	6,888,093
Equipo de Transporte y Comunicación	8,814,387	9,005,192.00	8,968,524	9,476,780
Equipo Informático	7,785,436	8,058,417.00	8,666,333	9,085,534
Otros	8,805,740	8,505,740.00	8,197,448	8,197,448
Construcciones en Curso	41,370	279,544.00	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>54,055,593</b>	<b>54,454,733</b>	<b>53,294,368</b>	<b>53,957,847</b>
<u>Instalaciones Técnicas en Explot.</u>				
Transporte (115kv.)	54,207,992	55,073,441	25,274,451	25,992,006
Subestaciones de Distribución (34.5kv)	32,857,501	41,466,182	72,095,388	72,095,388
Líneas de distribución 13.8Kv.	77,614,312	91,738,584	122,845,149	138,743,807
Líneas de distribución 34.5Kv.	185,096,767	194,273,252	204,777,935	221,119,497
Líneas de distribución otras tensiones	4,896,011	7,030,110	8,915,360	9,526,895
Líneas BT. Servicios de Consumidores	69,143,456	74,812,469	80,761,590	90,768,726
Alumbrado Publico	20,226,469	23,516,144	27,398,087	31,391,132
Centro de Transformación	71,682,655	77,779,754	82,517,642	91,462,873
Elemento de control Comercial	49,157,489	52,882,453	56,359,936	60,724,154
Otros	151,723	151,723	0	0
Construcciones en Curso	4,025,861	5,803,583	2,217,396	13,020,704
<b>TOTAL</b>	<b>569,060,236</b>	<b>624,527,695</b>	<b>683,162,934</b>	<b>754,845,182</b>
Menos: Amortización Acumulada	282,256,713	298,696,848.00	315,905,238	334,956,142
<b>TOTAL</b>	<b>340,859,116</b>	<b>380,285,580</b>	<b>420,552,064</b>	<b>473,846,887</b>
Terrenos	2,935,755	2,935,755.00	3,218,763	7,739,208
Construcciones en Curso	0	0.00	0	0
Elementos y Materiales Diversos	22,184,078	25,772,265.00	20,736,310	23,582,899
<b>GRAN TOTAL INMOVILIZADO</b>	<b>365,978,949</b>	<b>408,993,600</b>	<b>444,507,137</b>	<b>505,168,994</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 2015, los pasivos totales de la empresa eran B/.518.3 millones, reflejando una disminución del 3.40 % respecto a diciembre de 2014. Los principales rubros del pasivo incluyen la deuda financiera a corto y largo plazo, que representa un 40.9 % de los pasivos totales. Respecto a los pasivos corrientes, los acreedores comerciales disminuyeron en B/ 0.7 millones compuesto por un efecto neto de incremento en la deuda de compra de energía y peaje de transmisión y de otros proveedores por la adquisición de bienes y servicios En cuanto a los otros pasivos cte. estos se incrementan en B/ 71.6 millones, un 287.6 % principalmente por dos variaciones, los desvíos tarifarios y FACE, cuyo importe de incremento fue de B/ 41.6 ; y el impuesto sobre la renta por pagar cuyo incremento fue de B/ 28.7.

Los pasivos financieros a EBITDA alcanzaron 2.9 veces al cierre del 2015 (2.8. veces al 2014).

*Patrimonio*

Al 31 de diciembre de 2015 el patrimonio cerró en B/. 145.1 millones, disminuyendo B/. 16.3 millones, debido al efecto neto del incremento de las utilidades del propio ejercicio menos dividendos pagados. La razón pasivo total / patrimonio aumento de 3.3 al cierre del 2014 a 3.6 al cierre del 2015.

	2015	2014
Capital en acciones	B/. 83,239,556	B/. 83,239,557
Acciones en tesorería	(604,694)	(604,694)
Reserva voluntaria	5,099,236	5,099,236
Utilidades no distribuidas	57,344,847	73,682,433
Patrimonio, neto	<u>B/. 145,078,945</u>	<u>B/. 161,416,532</u>

*B. Resultados de las Operaciones*

El consumo de energía acumulado al 31 de diciembre de 2015 alcanzo los 4,070 GWh reflejando un crecimiento de 300 GWh, respecto al mismo periodo del año anterior. Los sectores de mayor crecimiento que impulsaron esta variación fue el sector comercial con un incremento de 39 %, el sector residencial con un incremento del 34 %, Grandes cliente con un incremento de 8 %, el sector gobierno con un incremento del 17 %, el sector industrial con un decremento del 2 % y otros clientes con un incremento del 3 %.

Al 31 de diciembre de 2015 la compañía cuenta con 444,704 clientes, 18,675 clientes mas con respecto al mismo periodo del año anterior, lo cual representa un crecimiento del 4.38 %. Es importante destacar que la composición de la cartera es como sigue, el sector residencial representa un 87 % y consume el 30 % de la energía; el sector comercial representa el 11 % y consume el 28 % de la energía; el sector gobierno representa el 1.5 % y consume el 11 % de la energía; el sector de grandes clientes representa 0.2 % y consume el 26 % de la energía; el sector industrial representa el 0.2 % y consume el 1 % de la energía

**COMISION NACIONAL DE VALORES**  
**FORMULARIO IN-A**  
**Pág. 19**

	Diciembre de 2015			Diciembre de 2014		
	Clientes	Energía (MWh)	Importe Total	Clientes	Energía (MWh)	Importe Total
Comercios	49,484	1,157,641	232,862,082	47,203	1,039,046	212,470,720
Gobierno	6,469	466,032	95,099,028	6,328	414,432	89,774,616
Grandes Clientes	889	1,063,295	212,762,711	880	1,038,148	207,461,585
Industriales	1,134	54,572	10,858,781	1,095	59,358	12,571,691
Otros	1,442	113,302	4,709,250	1,276	104,811	4,416,578
Residenciales	<u>385,286</u>	<u>1,216,042</u>	<u>193,129,531</u>	<u>369,247</u>	<u>1,114,240</u>	<u>160,642,091</u>
Total general	<u>444,704</u>	<u>4,070,884</u>	<u>749,421,383</u>	<u>426,029</u>	<u>3,770,036</u>	<u>687,337,282</u>

	2015	2014
Venta de energía:		
Energía facturada a los clientes	B/. 800,368,178	B/. 780,515,555
Desvíos tarifarios por costos de abastecimientos	(112,317,972)	45,274,188
Cambio neto en la energía no facturada	<u>(14,134,631)</u>	<u>11,072,455</u>
	<u>673,915,575</u>	<u>836,862,198</u>
Otros ingresos:		
Prestación de servicios comerciales	6,551,941	6,899,407
Ingresos accesorios y otros de gestión	1,357,268	978,868
Venta de terrenos		7,293,479
Otros	<u>6,679,603</u>	<u>2,202,064</u>
	<u>14,588,812</u>	<u>17,373,818</u>
	<u>B/. 688,504,387</u>	<u>B/. 854,236,016</u>

**Costos**

El costo de compra y de transmisión de energía acumulado al 31 de diciembre es de B/ 560.0 millones, lo cual representa un decremento de B/ 140 millones, un 20 %, con respecto al mismo periodo del año anterior. Al igual que los ingresos los costos se vieron reducido respecto al periodo en comparación debido a la disminución del precio de la energía

**Gastos Operativos**

Los gastos de operaciones acumulados al 31 de diciembre de 2014 ascienden a B/ 75.1 millones, un incremento de B/ 7.5 millones en comparación al mismo periodo del año anterior, lo que representa un 11.09 %. A continuación se presenta cuadro que resume los gastos más relevantes.

	dic-15	dic-14	Variacion	
			Importe	%
Gastos de Personal	B/. 10,458	B/. 10,613	B/. (155)	(1)
Depreciación y amortización	20,407	18,760	1,647	9
Dotación de insolvencias clientes	3,855	2,823	1,032	37
Suministros	1,999	2,265	(266)	(12)
Reparaciones y conservación	14,227	11,267	2,960	26
Trabajo de comercial contratados	6,239	5,445	794	15
Tributos	5,555	3,686	1,869	51
Servicios profesionales	6,239	5,445	794	15
Publicidad, y relaciones publicas	2,021	1,087	934	86
Otros gastos de operación	<u>4,178</u>	<u>6,281</u>	<u>(2,103)</u>	<u>(33)</u>
	<u>B/. 75,178</u>	<u>B/. 67,672</u>	<u>B/. 7,506</u>	<u>11.09</u>

#### Gastos Financieros

Los gastos financieros acumulados al 31 de diciembre de 2015 son por un importe de B/.8.3 millones, los cuales comparados con el mismo periodo del año anterior presentan una disminución de B/ 0.898 millones, un 9.7 %, dicha variación obedece principalmente a la disminución de las facilidades crediticias.

#### Utilidad

A diciembre de 2015 la utilidad neta de EDEMET fue B/. 32.8 millones, lo que representa una disminución de 53.0 % en comparación con el año anterior. El beneficio antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización – EBITDA - fue de B/. 73.3 millones, (B/. 103.9 millones en el 2014) lo que representa una disminución de 29.5 % en comparación con el año anterior. El resultado del 2015 da un retorno sobre activos promedios de 5.0 % el cual disminuye con relación al 2014 que era de 10.0 % y un retorno sobre patrimonio promedio de 22.6 % (43.3 % en 2013). La utilidad neta/total de ingresos fue de 4.8 % (8.2 % al cierre del 2014).

#### Análisis de Perspectivas

El año 2015 se caracterizó por presentar un crecimiento en las ventas de energía de 7.8% con respecto al año 2014, de cuyo cifra, se desprende el mayor crecimiento en Gobierno con 12.43%, posteriormente el Comercio con 10.30% y el Residencial con 7.24%.

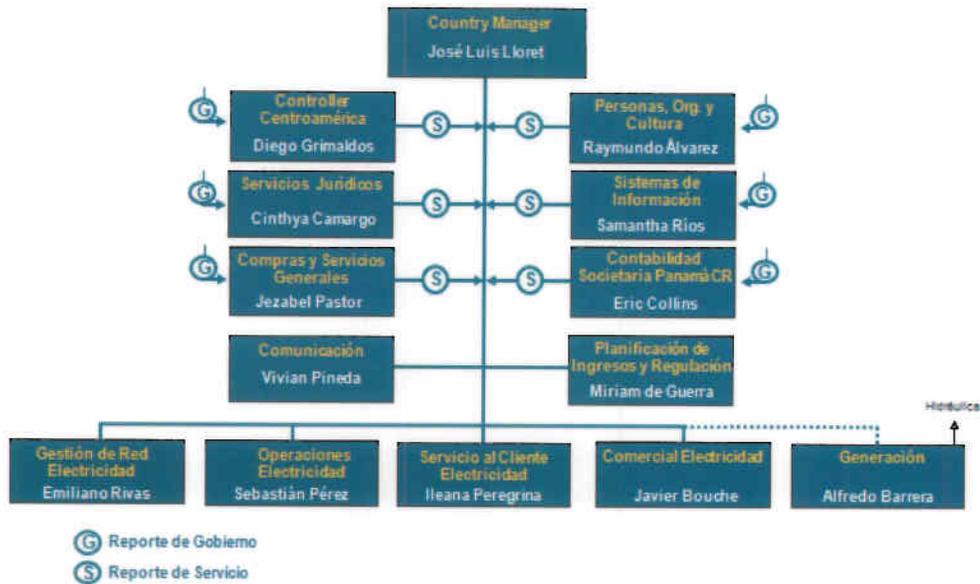
Para este mismo periodo, la empresa registró un total de 577,955 clientes resultando en un incremento de 22,666 clientes frente al año anterior, esto es 4.1% de crecimiento. Del total de clientes del año 2015, 88% son Residenciales, 10.5% son Comerciales y el resto entre Gobierno, Industriales y Otros.

Para el año 2016 la empresa prevé un crecimiento en las ventas 5.0% frente al cierre del año 2015 y 5.4% de crecimiento en clientes.

III. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL



Estructura Organizativa Panamá



**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.

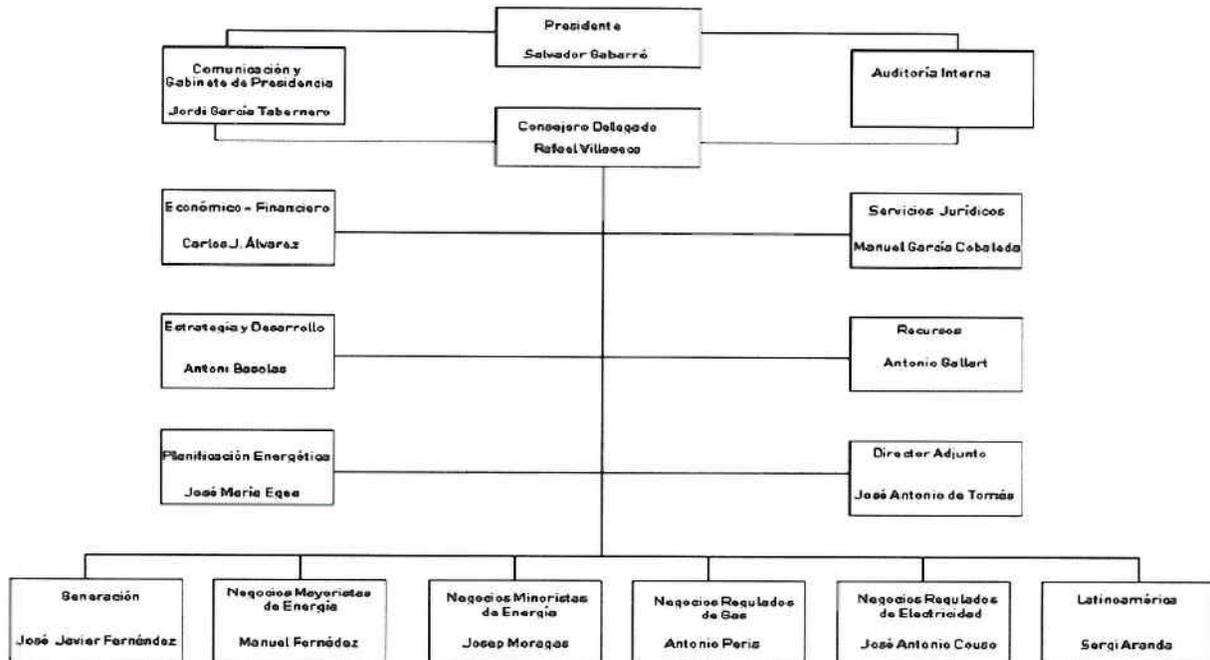
Como se ha mencionado anteriormente Gas Natural tras su reciente fusión con Unión Fenosa en el mes de septiembre del 2009, se ha conformado en una de las empresas líderes en el mundo en el negocio integrado de gas y electricidad con presencia en 23 países del mundo, donde cuenta con más de 20 millones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

El Grupo Gas Natural Fenosa 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 Gas Natural Fenosa 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

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

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 Gas Natural Fenosa para integrarse, de manera positiva, en cada comunidad y país donde desarrolla su actividad de negocio.



**Organigrama de Grupo Gas Natural**

**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 sus 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.

**Directores y Dignatarios de la sociedad:**

Ricardo Barranco Pérez	Presidente / Director
Sergio Aranda M.	Vice-Presidente / Director
Diego Grimaldos Franco	Tesorero
Cintha Camargo Saavedra	Secretario
Carlos Miravent	Director
Gabriel Lema	Vocal
Juan Raúl Humbert	Director
Mario Alberto Rojas	Director
Pedro Ruiz Lechuga	Director

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

DIRECTORES, DIGNATARIOS, EJECUTIVOS, ADMINISTRADORES, ASESORES Y EMPLEADOS

A. Directores, Dignatarios, Ejecutivos y Administradores

Ricardo Barranco Pérez	Presidente / Director
Sergio Aranda M.	Vice-Presidente / Director
Diego Grimaldos Franco	Tesorero
Cinthy Camargo Saavedra	Secretario
Carlos Miravent	Director
Gabriel Lema	Vocal
Juan Raúl Humbert	Director
Mario Alberto Rojas	Director
Pedro Ruiz Lechuga	Director

Ricardo Augusto Barranco Perez	Presidente / Director
Cédula:	No.9-93-570
Nacionalidad:	Panameña
Fecha de Nacimiento:	8 de noviembre de 1950
Dirección Comercial:	Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa
Apartado Postal:	0843-1072
Correo Electrónico:	<a href="mailto:rbarranco@gasnaturaifenosa.com">rbarranco@gasnaturaifenosa.com</a>
teléfono:	(507) 315-7691
Fax:	(507) 315-7696

Nació el 8 de noviembre de 1950, Casado, Graduado de Ingeniero Electromecánico en la Universidad de Panamá en el año 1979. Ingresó a laborar en la empresa EDEMET-EDECHI en el año 1999 como Asesor de la Vicepresidencia Ejecutiva, actualmente Country Manager. Su experiencia en el sector eléctrico inicia en el IRHE (Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación) en el año 1975, en donde desempeñó diversos cargos, al momento de su contratación desempeñaba el cargo de Gerente General de ETESA (Empresa de Transmisión Eléctrica).

Sergio Aranda Moreno	Vice-Presidente / Director
Cédula:	AAA377138
Nacionalidad:	Española
Fecha de Nacimiento:	27 de enero de 1959
Dirección Comercial:	Placa del Gas 1 Pl. 09 Avda. de San Luis, 77
Apartado Postal:	08003 Barcelona
Correo Electrónico:	<a href="mailto:saranda@gasnatural.com">saranda@gasnatural.com</a>
Teléfono	(34) 934025233
Fax	(34) 912015248

Graduado en Ingeniería Industrial Química en la Universidad Politécnica de Barcelona. Además, cursó el Programa de Alta Dirección de Empresas de ESADE. Inició su carrera profesional en 1982 en Catalana de Gas, como Técnico del Centro de Control. En 1989 fue nombrado Director Comercial de Catalana de Gas y, posteriormente, Director de Gas Natural Cataluña. Entre 1998 y 2003 fue Presidente de Gas Natural México, y tras su vuelta a España, fue nombrado Director General de Expansión en España. En 2005 fue nombrado director de Negocio Minorista Liberalizado de Gas Natural en España. Desde septiembre de 2006 es Director General de Latinoamérica.

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

Diego F. Grimaldos Franco                      Controller Latinoamérica  
Cédula:    PE065573 (Pasaporte)  
Nacionalidad:                                      Colombia  
Fecha de Nacimiento:                              16 de Febrero de 1965  
Dirección Comercial:                              Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa  
Correo Electrónico:                              [dfgrimaldos@gasnaturalfenosa.com](mailto:dfgrimaldos@gasnaturalfenosa.com)  
Teléfono:    (507) 315-7605  
Fax:    (507) 315-7698

Graduado de Contador Público Nacional en la Universidad de Belgrano, Argentina, en el año 1993, ha ocupado los cargos en Soluziona (actualmente Indra S.A.) de Gerente Senior en Management Consulting (Argentina) con responsabilidad Regional para Latinoamérica y posteriormente de Director en Consultoría Procesos Corporativos en Utilites (España) con responsabilidad global. Ha trabajado en proyectos siendo Director de implantación de sistemas y procesos corporativos en Argentina, Brasil, Uruguay, Chile, Venezuela, Colombia, Albania, Bahrein, Filipinas y en España. A principios del 2007 se ha incorporado a UNION FENOSA Internacional desarrollando actividades de Control de Gestión y en el 2008 ha sido designado Director Corporativo en UNION FENOSA Panamá y actualmente desempeña el cargo de Director Económico Financiero en la empresa con la entrada del Grupo GAS NATURAL.

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:                              [ccamargo@gasnaturalfenosa.com](mailto:ccamargo@gasnaturalfenosa.com)  
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.

Carlos Miravent                                      Director  
Nacionalidad:                                      Español  
Pasaporte    PAA084115 validez 20.1.2025  
Fecha de Nacimiento:                              11.10.1962  
Dirección Comercial:                              Plaça del Gas, 1 08003 Barcelona, España  
Apartado Postal:                                      08003  
Correo Electrónico:                              [CMIRAVENT@GASNATURALFENOSA.COM](mailto:CMIRAVENT@GASNATURALFENOSA.COM)  
Teléfono:    +34 934025450

Gabriel Lema    Vocal  
Pasaporte:    AE809711  
Nacionalidad:                                      Español  
Fecha de Nacimiento:                              28 - Enero -1965  
Dirección Comercial:                              Planta 01 Calle Acanto, 11-13 28045  
Apartado Postal:                                      28045 Madrid (Madrid)  
Correo Electrónico:                              [GLEMA@GASNATURALFENOSA.COM](mailto:GLEMA@GASNATURALFENOSA.COM)  
Teléfono:    +34-934-939-200

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

**B. Principales Ejecutivos**

Diego F. Grimaldos Franco  
Cédula: PE065573 (Pasaporte)  
Nacionalidad: Colombia  
Fecha de Nacimiento: 16 de Febrero de 1965  
Dirección Comercial: Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa  
Correo Electrónico: [dfgrimaldos@gasnaturalfenosa.com](mailto:dfgrimaldos@gasnaturalfenosa.com)  
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  
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: [sperez@gasnaturalfenosa.com](mailto:sperez@gasnaturalfenosa.com)  
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  
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: [mdeguerra@gasnaturalfenosa.com](mailto:mdeguerra@gasnaturalfenosa.com)  
Teléfono: (507) 315-7695  
Fax: (507) 315-7729

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  
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: [ralvarez@gasnaturalfenosa.com](mailto:ralvarez@gasnaturalfenosa.com)  
Teléfono: (507) 315-7978

**COMISION NACIONAL DE VALORES**  
**FORMULARIO IN-A**  
**Pág. 26**

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.

Ileana A. Villalaz de Peregrina                      Director de Servicio al Cliente  
Cédula:    No.8-232-347  
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:                                   [ideperegrina@gasnaturalfenosa.com](mailto:ideperegrina@gasnaturalfenosa.com)  
Teléfono:     (507) 315-7961  
Fax:     (507) 315-7918

Nació el 13 de mayo de 1963, casada, se graduó como Ingeniera Industrial en 1986 en la Universidad de Louisiana State; MBA 2001 NOVA Southeastern University; ESADE Business School PDD 2009, ha desempeñado las funciones de Gerente Comercial, Gerente de Clientes, y actualmente ocupa el cargo de Gerente de Administración Comercial.

Jezabel Pastor    Director de Compras y Servicios Generales  
Cédula:    No.8-391-195  
Nacionalidad:    Panameña  
Fecha de Nacimiento:                                23 de octubre de 1971  
Dirección Comercial:                                Albrook, Edificio No.812, Avenida Diógenes De La Rosa  
Apartado Postal:                                        0843-1072  
Correo Electrónico:                                   [jpastor@gasnaturalfenosa.com](mailto:jpastor@gasnaturalfenosa.com)  
Teléfono:     (507) 315-7907  
Fax:     (507) 315-7708

Nació el 23 de octubre de 1971, casada, se graduó de Licenciada en Contabilidad en la Universidad de Panamá en 1998; ESADE Business School, PDD 2009, se ha desempeñado como Jefe de Auditoría, Gerente de Control y Auditoría, actualmente Gerente de Compras, Logística y Servicios.

Cintha Camargo Saavedra                            Secretaria de Junta Directiva  
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:                                   [ccamargo@gasnaturalfenosa.com](mailto:ccamargo@gasnaturalfenosa.com)  
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.

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

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:	emrivas@ufpanama.com
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.

**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:	rrarias@gala.com.pa
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 Price Waterhouse Coopers. El encargado de la cuenta de EL Emisor es el señor Victor Delgado. Los datos son:

PricewaterhouseCoopers Panamá  
Avenida Samuel Lewis y Calle 55E  
Urbanización Obarrio, Panamá  
República de Panamá  
Tel. 206-9200 Fax. 264-5627  
Dirección Postal: Apartado postal 0819-05710  
Zona El Dorado – República de Panamá  
Attn: Diana Lee  
Correo Electrónico: diana.lee@pa.pwc.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. Durante el año 2008 se le pagó a los directores B/.32,000.00. No existen fondos reservados en previsión de pensiones, retiros, u otros beneficios similares. El Ingeniero Ricardo A. Barranco P. no percibió dieta alguna para el año 2007-2010.

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.

**COMISION NACIONAL DE VALORES**  
**FORMULARIO IN-A**  
**Pág. 29**

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 2014 el Emisor emplea 303 personas, en su mayoría permanentes, las cuales están organizadas en sindicatos con un porcentaje de sindicalización por EDEMET de 45.26%. El desempeño del personal es evaluado anualmente por departamento de acuerdo a resultados.

**IV Accionistas Principales:**

Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S. A. (la "Compañía") es una sociedad anónima constituida mediante Escritura Pública No.147 de 19 de enero de 1998, como resultado de la reestructuración del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), aprobada por el Consejo de Gabinete de la República de Panamá, a través de la Resolución No.266 de 27 de noviembre de 1997. La Compañía inició operaciones el 1 de enero de 1998, en cuya fecha el IRHE llevó a cabo la transferencia inicial de los activos y pasivos asignados a la Compañía

La siguiente tabla muestra los accionistas, el número de acciones respectivas y su porcentaje de tenencia.

Grupo de Acciones	Cantidad de Acciones Comunes	% 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.

**V. 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:

	2015	2014	2013	2012
<b>Acreedores</b>				
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.	B/. 3,810,214	B/. 6,072,805	B/. 4,585,300	B/. 4,970,910
Energía y Servicios de Panamá, S. A.	258,406	1,647,898	2,429,415	1,879,347
Electrificadora del Caribe, S. A.	91,000			
Gas Natural Fenosa Telecomunicaciones, S.A.		308,405	360,537	235,702
Gas Natural Fenosa Informatica, S.A.	1,510,143	388,655	69,875	
Gas Natural Fenosa Technology, Inc	628,875	628,875		
Gas Natural Fenosa Engineering, S.A.	2,587,895	555,617		
Gas Natrual Servicios Integrales	55,182			
Gas Natrual Servicios SDG, S.A.	6,735			
Gas Natural Fenosa SDG, S.A.	1,811,022	1,712,493	241,050	
Gas Natural Ban, S.A.			2,480	3,902
Distribuidora Electrica del Norte, S.A.				8,067
Union Fenosa Internacional, S.A.	-	-	307,673	486,170
	<u>B/. 10,759,472</u>	<u>B/. 11,314,748</u>	<u>B/. 7,996,330</u>	<u>B/. 7,584,098</u>

## VI. 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 retenido 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.

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.

## **VII. ESTRUCTURA DE CAPITALIZACION**

### **Acciones y títulos de Participación**

El capital social autorizado, emitido y pagado de la Compañía es de cincuenta millones (50,000,000) de acciones comunes sin valor nominal, las que se encuentran emitidas en su totalidad. Hasta el año 2009, la Compañía ha readquirido 87,333 acciones por la suma de B/.604,694. El bloque del 51% de las acciones de la Compañía fue adquirido mediante la Licitación Pública Internacional No.COMVA-001-98 por Distribuidora Eléctrica del Caribe, S. A.; el 49% de las acciones fue retenido por el Estado, de lo cual se reservó el 10% de las acciones para ofrecerlas en venta a los trabajadores permanentes de la Compañía.

### **Títulos de deuda**

En el 2015, la Compañía emitió Valores Comerciales Negociables (VCN's) por un monto de B/.50,000,000 (2014: B/.50,000,000). El monto total de la emisión autorizado por la Superintendencia de Mercado de Valores (antes Comisión Nacional de Valores) fue hasta un monto de B/.50,000,000, según Resolución CNV 148-10. Los VCN's vencen el 16 de abril de 2016 y devengan intereses del 2.50% pagaderos trimestralmente. El pago del capital se realizará al vencimiento sin opción a redención anticipada.

### **Información de Mercado**

Para propósitos de la emisión, la Compañía obtuvo calificación de la empresa calificador de riesgo independiente para los VCN's de EQL1+.pa Perspectiva Estable y para una emisión de deuda a largo plazo AA+.pa Perspectiva Estable en Escala Panameña.

II PARTE  
 RESUMEN FINANCIERO

Cifra en Miles de balboas

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA	2015	2014	2013
Ventas o Ingresos Totales	687,442	852,759	776,529
Margen Operativo	11%	12%	12%
Gastos Generales y Administrativos	615,226	750,337	683,475
Utilidad o Pérdida Neta	32,835	69,895	49,847
Acciones emitidas y en circulación	50,000	50,000	50,000
Utilidad o Pérdida por Acción	0.66	1.40	1.00
Depreciación y Amortización	20,407	18,761	18,011
Utilidades o pérdidas no recurrentes	-	-	-

BALANCE GENERAL	2015	2014	2013
Activo Circulante	139,739	246,468	167,823
Activos Totales	660,694	696,709	580,870
Pasivo Circulante	347,287	317,326	277,537
Deuda a Largo Plazo	168,328	217,966	161,810
Acciones Preferidas	N/A	N/A	N/A
Capital Pagado	82,635	82,635	82,635
Reserva voluntaria	5,099	5,099	5,099
Utilidades Retenidas	57,345	73,682	53,789
Total Patrimonio	145,079	161,416	141,523
<b>RAZONES FINANCIERAS:</b>			
Dividendo/Acción	0.98	1.00	0.90
Deuda Total/Patrimonio	1.46	1.78	1.40
Capital de Trabajo	-207,548	-70,858	-109,714
Razón Corriente	0.40	0.78	0.60
Utilidad Operativa /Gastos Financieros	15.25	15.77	23.22

III PARTE  
ESTADOS FINANCIEROS

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



**José Luis Lloret Soler**  
**Country Manager**



IV PARTE  
GOBIERNO CORPORATIVO

Adjuntamos al presente informe, el Cuestionario de Gobierno Corporativo



**V PARTE**

**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" el día 30 de Octubre de 2016.

