



# Elektra Noreste S.A.

# ENSA

## \$80,000,000 Senior Unsecured Notes due December 13, 2027

Prospectus printed as of December 24, 2012

Elektra Noreste, S.A. ("Elektra Noreste" "ENSA" the "Company" or the "Issuer") is a *sociedad anónima* organized under the laws of the Republic of Panama ("Panama"), through public deed number 143 of January 19, 1998 of the Second Notary Public of the Circuit of Panama, domiciled in the Republic of Panama, registered in jacket 340439, roll 57983, image 56 of the Mercantile Section of the Public Register, since January 22, 1998. ENSA will issue US\$80,000,000 Senior Unsecured Notes, which will mature on December 13, 2027 (the "Notes"). The Issuer will pay an interest rate on the Notes of 4.73%, payable semi-annually in arrears on each December 13 and June 13 commencing on June 13, 2013, calculated on the basis of a 360-day year of twelve 30-day months. The Notes will be unsecured. The Notes will rank pari passu in right of repayment with the other unsecured senior Indebtedness of the Company.

This Memorandum is furnished to you on a confidential basis for your use solely in connection with your consideration of investing in the securities (the "Securities") to be issued by ENSA. This Memorandum is not intended to provide the primary basis for any decision about, or evaluation of, the Securities and should not be considered as a recommendation that you participate in the proposed transaction. The information contained herein has been prepared to assist interested parties in making their own evaluation of the Company and does not purport to contain all of the information a prospective purchaser may desire.

The listing and sale of the Notes has been authorized by the *Bolsa de Valores de Panamá, S.A.* (Panama Stock Exchange). This authorization does not imply any recommendation or opinion regarding the Notes or the Company.

THESE NOTES HAVE BEEN AUTHORIZED FOR PUBLIC OFFERING IN PANAMA BY THE *SUPERINTENDENCIA DEL MERCADO DE VALORES* OF PANAMA (THE PANAMANIAN SUPERINTENDENCY OF CAPITAL MARKETS) BY RESOLUTION SMV NO.432-12 DATED DECEMBER 20, 2012. THIS AUTHORIZATION DOES NOT IMPLY A RECOMMENDATION ON THE PART OF *SUPERINTENDENCIA DEL MERCADO DE VALORES* TO INVEST IN THE NOTES, NOR A FAVORABLE OR UNFAVORABLE OPINION REGARDING THE BUSINESS OF THE COMPANY. THE *SUPERINTENDENCIA DEL MERCADO DE VALORES* SHALL NOT BE LIABLE FOR THE ACCURACY OR ADEQUACY OF THE INFORMATION IN THIS OFFERING MEMORANDUM OR THE REPRESENTATIONS CONTAINED IN THE REGISTRATION STATEMENT.

IF OFFERED, THE SECURITIES WILL NOT BE REGISTERED UNDER THE U.S. SECURITIES ACT OF 1933, AS AMENDED (THE "SECURITIES ACT"), THE SECURITIES LAWS OF ANY STATE OF THE UNITED STATES OR THE SECURITIES LAWS OF ANY OTHER JURISDICTION AND MAY NOT BE OFFERED, SOLD OR OTHERWISE TRANSFERRED UNLESS AN EXEMPTION FROM REGISTRATION UNDER THE SECURITIES ACT AND APPLICABLE STATE SECURITIES LAWS IS AVAILABLE

Neither the Securities and Exchange Commission nor any state securities regulatory authority has passed on the accuracy or adequacy of this Memorandum. Any representation to the contrary is unlawful. The purchasers must bear the risk associated with holding the investment for an indefinite period of time since the Securities have not been registered under the Securities Act or any state securities laws, and may not be transferred or resold except as permitted pursuant to registration or exemption there from under the Securities Act and applicable state securities laws. There will be no undertaking to register the Securities hereafter, and the Company has not agreed to provide registration rights to any purchaser.

Investing in the Notes involves certain risks. For a discussion of these risks, see "Risk Factors".

**CONFIRMATION OF YOUR REPRESENTATION:** In the U.S., in order to be eligible to view this Memorandum or make an investment decision with respect to the Securities, you must be (1) an institutional "qualified investor" within the meaning of Rule 501(a)(1),(2),(3) and (7) under the U.S. Securities Act who is willing and able to conduct an independent investigation of the risks of ownership of the Securities and who will be required to represent that such investor is purchasing the Securities for investment or (2) outside the United States and not a U.S. person in accordance with Regulation S under the Securities Act.; provided that any purchaser of the Securities must be an "qualified investor" within the meaning of Rule 501(a)(1),(2),(3) or (7) of the Securities Act. By accepting this Memorandum, you shall be deemed to have represented to us that you meet the above requirements. You are reminded that this Memorandum has been delivered to you on the basis that you are a person into whose possession this document may be lawfully delivered in accordance with the laws of the jurisdiction in which you are located and you may not, nor are you authorized to, deliver this Memorandum to any other person. The materials relating to the offering do not constitute, and may not be used in connection with, an offer or solicitation in any place where offers or solicitations are not permitted by law.

### Summary of the Securities

	Interest rate calculation	Interest payment dates	Price to investors	Expenses <sup>(a)</sup>	Net proceeds to company	Ratio of Issuer paid in capital <sup>(b)</sup>
4.73% notes due 2027	10-year UST Yield of 1.58% plus 3.15%	December 13 / June 13	\$80,000,000	Approximately \$635,000	\$79,365,000	\$80,000,000 / 106,098,875
	Per unit information: <sup>(c)</sup>		\$100,000	\$794	\$99,206	or 75.4%

(a) See "Use of Proceeds" section for detail on expenses

(b) Represents the Company's Authorized and issued common stock at 6/30/2012.

(c) Minimum denomination of \$100,000.

OFFERING DATE: December 27, 2012  
PRINTING DATE: December 24, 2012

Deutsche Bank Securities Inc.  
Placement agent



#### THE ISSUER

Mr. Javier Pariente  
Elektra Noreste, S.A.  
Costa del Este, Business Park  
Torre Oeste, Piso 3  
Plaza Panama 0833-0202  
Panama City, Republic of Panama  
Telephone: +507 340 4608 / Facsimile: +507 340 4785  
Email: javier.pariente@ensa.com.pa

#### PLACEMENT AGENT

Deutsche Bank Securities Inc.  
60 Wall Street, Second Floor  
New York, New York 10005  
Telephone: +1 212 250 6109 / Facsimile: +1 646 863 9317  
Contact: Mr. Rafael Kuhn / Email: rafael.kuhn@db.com

#### LOCAL BROKER

B.G. INVESTMENT CO, INC.  
Calle Aquilino de la Guardia y Roberto Arango, BG Valores, Piso 3  
Tel: +507 205 1764 / Facsimile: +507 205 8164  
Contact: Ms. Mitzi Alfaro / Email: malfaro@bgeneral.com

#### INDENTURE TRUSTEE, REGISTRAR, PAYING AGENT AND TRANSFER AGENT

The Bank of New York Mellon  
Corporate Trust Department – Global Finance Unit  
101 Barclay St, Floor 4E  
New York, NY 10286  
Tel: +1 212 815 5050 / Fax: +1 212 815 5366  
Contact: Catherine F. Donohue / Email: catherine.donohue@bnymellon.com

#### LEGAL ADVISORS

##### Counsel to the Issuer

Jones Day  
222 East 41st Street  
New York, New York 10017  
United States of America  
Tel: +1 212-326-3437 / Fax: +1 212-755-7306  
Contact: Mr. Richard Kosnik  
e-mail: rkosnik@jonesday.com

##### Counsel to Investors

Hogan Lovells US LLP  
875 Third Avenue  
New York, NY 10022  
United States of America  
Tel: +1 212 918 3000 / Fax: +1 212 918 3100  
Contact: Mr. Emil Arca  
e-mail: emil.arca@hoganlovells.com

##### Special Local Counsel

ARIAS, FÁBREGA & FÁBREGA  
Edificio Plaza 2000, Calle 50  
Apartado 0816-01098  
Ciudad de Panamá, República de Panamá  
Tel: +507 205 7000 / Fax: +507 205-7002  
Contacto: Mr. Ricardo M. Arango  
e-mail: rarango@arifa.com

#### Superintendency of Capital Markets

Entidad de Registro  
Edificio Bay Mall - Piso 2 - Oficina 206, Av. Balboa  
Apartado Postal 0832-2281 W.T.C.  
Ciudad de Panamá, República de Panamá  
Tel: +507 265 2514 / Facsimile: +507 269 8842  
Contacto: Alejandro Abood / Email: aabood@supervalores.gob.pa

#### PANAMA STOCK EXCHANGE

BOLSA DE VALORES DE PANAMÁ, S.A.  
Listado de Valores  
Edificio Bolsa de Valores, Avenida Federico Boyd y Calle 49, Apartado 87-0878  
Ciudad de Panamá, República de Panamá  
Tel: +507 269 1966 / Facsimile: +507 269 2457  
Contacto: Roberto Brenes / Email: rbrenesp@panabolsa.com



# Index

## Section

1	Notice from the Placement Agent	1
2	Summary	4
3	Summary historical financial data	32
4	Risk factors	34
5	Use of proceeds	41
6	Capitalization	43
7	Selected historical financial data	45
8	Management's discussion and analysis of financial condition and results of operations	49
9	Business description	74
10	Overview of the Panamanian electricity industry	117
11	Management and corporate governance	135
12	Principal shareholders	147
13	Related party transactions	149
14	Description of other indebtedness	151
15	Description of the Notes	153
16	Taxation – Panama	202
17	Plan of distribution	204
18	Legal matters	207
19	Independent accountants	209



# Section 1

Notice from the Placement Agent



## Notice from the Placement Agent

For the purpose of this Memorandum the terms “ENSA” and the “Company” refer to Elektra Noreste, S.A. and/or its subsidiaries as appropriate.

This Offering Memorandum (“Memorandum”) is furnished to you on a confidential basis for your use solely in connection with your consideration of the purchase of the senior unsecured notes (the “Notes”) of ENSA. This Memorandum is not intended to provide the primary basis for any decision about, or evaluation of, the Notes (including evaluation of the creditworthiness of ENSA) and should not be considered as a recommendation that you participate in the proposed transaction.

Deutsche Bank Securities Inc. (“DBSI”), acting as the Placement Agent, has been requested to assist in the preparation of this Memorandum. The information contained in and accompanying this Memorandum has been obtained from the Company and from other sources identified herein, but has not been verified by the Placement Agent. No representation or warranty, expressed or implied, is made as to the accuracy or completeness of such information or as to any other matter concerning such information or this Memorandum (or the validity, completeness or adequate disclosure of assumptions underlying any estimates, forecasts or projections contained herein). The Placement Agent has not undertaken to review the financial condition, projections, business or affairs of the Company, or any subsidiaries or affiliates of the Company, at any time or to advise any investor or potential investor of any information in its possession or coming to its attention. No representation or warranty is made, expressed or implied as to the accuracy or completeness of any written or oral communication transmitted or made to a recipient hereof. In all cases, recipients should conduct their own investigation and analysis of the transaction described herein.

The Company will make available to qualified investors who have reviewed this Memorandum and wish to consider further an investment in the Notes the opportunity to ask questions of, and receive answers from, the Company concerning the offering of the Notes and to obtain additional relevant information which the Company possesses or can acquire without unreasonable effort or expense.

In addition to publicly offering the notes in Panama, the Notes described herein are being offered privately to “institutional accredited investors” as such term is defined in Regulation D of the Securities Act of 1933, as amended, (the “Act”). Neither the Securities and Exchange Commission nor any state securities regulatory authority in the U.S. has passed on the accuracy or adequacy of this Memorandum or the information herein. Any representation to the contrary is unlawful. This Memorandum does not constitute an offer or solicitation in any state or other jurisdiction in which such offer or solicitation would not be in compliance with the securities or blue sky laws of such jurisdiction. The purchasers must bear the risk associated with holding the investment for an indefinite period of time since the Notes have not been registered under the Act or any state securities laws, and may not be transferred or resold except as permitted pursuant to registration or exemption there from under the Act and applicable state securities laws. There will be no undertaking to register the Notes in the U.S. hereafter, and the Company has not agreed to provide registration rights to any purchaser.

No information will be delivered to a subsequent prospective purchaser of the Notes unless such prospective purchaser represents that it is an “institutional accredited investor” (as set forth above) and agrees to be bound by the terms hereof. Subsequent sales of the Notes in the U.S. will be limited to “institutional accredited investors” unless otherwise approved in writing by the Company.



This Memorandum includes “forward-looking statements” within the meaning of Section 27A of the Act and Section 21E of the United States Securities Exchange Act of 1934, as amended (the “Exchange Act”). All statements other than statements of historical facts included in this Memorandum, including, without limitation, those regarding the Company’s financial positions, business strategy, plans and objectives of management for future operations, are forward-looking statements. Such forward-looking statements involve known and unknown risks, uncertainties and other factors which may cause the actual results, performance or achievements expressed or implied by such forward-looking statements. Such forward-looking statements are based on numerous assumptions regarding the Company’s present and future business strategies and the environment in which the Company will operate in the future. Various factors could cause the Company’s actual results, performance or achievements to differ materially from those in the forward-looking statements. These forward-looking statements speak only as of the date of this Memorandum. The Company expressly disclaims any obligation or undertaking to release publicly any updates or revisions to any forward-looking statement contained herein to reflect any change in the Company’s expectations with regard thereto or any change in events, conditions or circumstances on which any such statement is based, unless otherwise required by Panamanian and/or U.S. securities laws.

This memorandum contains summary descriptions of the Company’s business and of agreements and other documents. These descriptions are not intended to be complete. Information in this memorandum is believed to be true as of the date of the memorandum but is not necessarily true or complete as of any subsequent date. The delivery of this memorandum does not imply that there has been no change in the Company’s business or financial condition or that the information set forth in this memorandum is true as of any date other than the date of the memorandum or other dates specified therein. The information set forth in this memorandum is qualified in all respects by the more detailed information in the Company’s regulatory filings with the Superintendencia del Mercado de Valores of Panama issued on or before the date on which the purchase and sale of the notes occur (“Notes Closing”). Additional information about the Company’s business may be contained in press releases that the Company may issue from time to time after the date of this Memorandum. Should you wish to obtain more detailed or updated information about the Company or the text of documents summarized in this Memorandum, you are encouraged to review the Company’s regulatory filings and recent press releases. The Company’s regulatory filings and any press releases issued by the Company after the date of this memorandum and on or before the Notes Closing are incorporated by reference in this memorandum. Except as described in the preceding sentence, information on the Company’s web site or that it may otherwise publish is not a part of this memorandum.

The information in this memorandum (including information incorporated by reference herein) and any information that Company personnel may provide to you in writing in response to questions that you may pose to the Company in connection with the offering of the Notes is the only information that has been authorized by the Company or the Placement Agent for use in connection with the placement of the Notes. You should not rely on any other information in connection with your decision to purchase the Notes.

For further information please contact:

**Deutsche Bank Securities Inc.**

60 Wall Street, 2nd Floor  
New York, NY 10005

Placement Team			Fax: (212) 863-9317
Name	Title	Telephone	Email
Meara Kelley	Director	+1 212 250 6109	meara.kelley@db.com
Cathrin Niehaus	Vice President	+44 207 545 1178	cathrin.niehaus@db.com
Rafael Kuhn	Associate	+1 212 250 6109	rafael.kuhn@db.com
Charles De Roziere	Analyst	+1 212 250 6109	charles.de-roziere@db.com



## Section 2

Summary



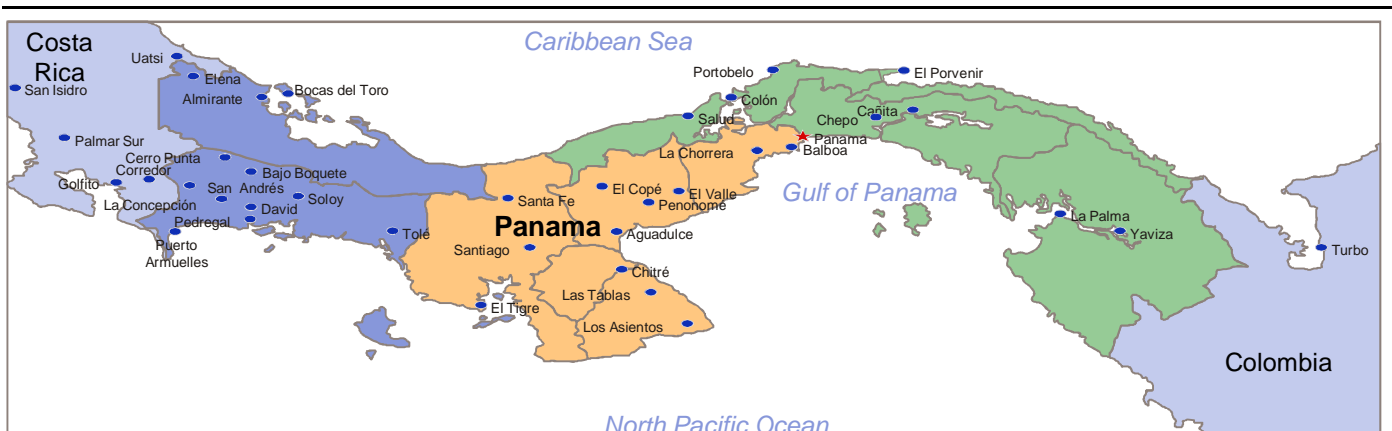
## Summary

Elektra Noreste, S.A. (“ENSA” or the “Company”) is the second largest electricity distribution company in Panama in terms of electricity volume distributed, number of customers and area served. The company holds an exclusive concession under a concession contract with the Panamanian Government (the “Concession Contract”) to operate the electricity distribution network in the northern and eastern part of Panama, including the eastern part of Panama City, the port city of Colón and the Gulf of Panama. As of June 30, 2012, ENSA’s operations covered a territory of approximately 29,200 square kilometers that included approximately 1.4 million inhabitants, or 43% of Panama’s total population including three of Panama’s main economic centers. As of December 31, 2011, ENSA had a market share of approximately 43% of the customers and approximately 41% of total energy sales in Panama.

In 2011, ENSA had total energy sales of 2,716 GWh to an average of 360,481 customers. Of the Company’s 2011 customers approximately 91.7% were residential customers, 7.4% were commercial and industrial customers and substantially all of the remaining were government customers. Of total 2011 energy sales (2,716 GWh), approximately 33.9% of our sales were to residential customers, approximately 52.9% were to commercial and industrial customers and approximately 13.2% were to government customers. For the six months ended June 30, 2012, ENSA had total energy sales of 1,458 GWh to an average of 365,355 customers, of which approximately 91.7% were residential customers, 7.5% were commercial and industrial customers and substantially all of the remaining were government customers. Over the same period, approximately 34% of ENSA’s 1,458GWh of energy sales were to residential customers, approximately 52.8% were to commercial and industrial customers and approximately 13.3% were to government customers.

As of December 31, 2011, the Company’s electricity distribution network was comprised of approximately 9,431 kilometers of distribution and transmission lines, thirteen key substations, approximately 24,084 transformers and related equipment. ENSA’s 9,431 kilometers of distribution lines are composed of approximately 8,761 kilometers of overhead cable circuits and 670 kilometers of underground cable circuits. The Company’s service territory is relatively dense with 13 key substations and a load factor, which is the ratio of average load to peak load, of approximately 70%, reflecting a good balance between residential load profile and the daytime air conditioning and lighting requirements of the commercial sector.

ENSA concession area

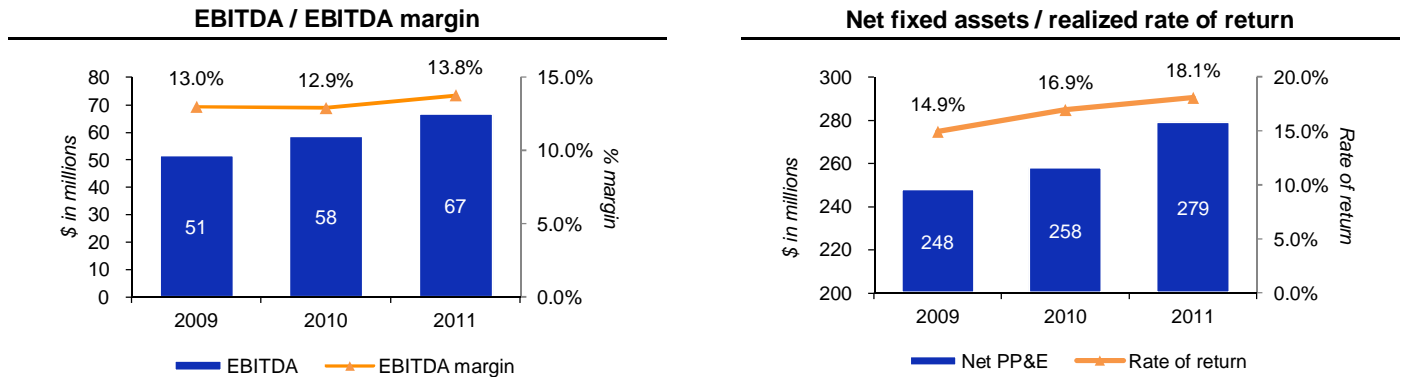


Source: Company information, Deutsche Bank





For the fiscal year ended December 31, 2011, ENSA had a peak demand of 460MW, revenues of \$484 million, earnings before interest, taxation, depreciation and amortization, or EBITDA, of \$67 million and net fixed assets of \$279 million. The following diagrams highlight the development of the Company's EBITDA and rate of return over the past three fiscal years:



Note: Realized rate of return defined as EBIT divided by net PP&E.  
Source: Company information

## History and ownership structure

In connection with the process of privatizing the Panamanian electricity sector, ENSA was incorporated on January 22, 1998, and through a Sale and Purchase Agreement (Contrato de Compraventa de Acciones) dated October 30, 1998, 51% of the Company's common stock was sold to the Panama Distribution Group, S.A., or PDG with the remaining 49% retained by the Panamanian Government.

### Key events

<b>January 1998</b>	– ENSA was incorporated on January 22, 1998, with the privatization of the Panamanian electricity sector
<b>October 1998</b>	– Panama Distribution Group SA (PDG) acquires a 51% stake in ENSA, with the balance held by the Panamanian Government
	– At the time of sale, Constellation Power International Investments, Ltd, or CPII, a Cayman Islands exempted company with limited liability, owned 80% of the outstanding shares of common stock of PDG and Primer Grupo Energetico, a Panamanian company, owned the remaining outstanding shares
<b>November 1998</b>	– “Management Consulting Agreement” reached with CPI, Limited to provide management and consulting services to ENSA
<b>September 2005</b>	– CPII purchased Primer Grupo Energetico’s minority interest in PDG, and CPII’s parent, Constellation Power, Inc., sold its 100% interest in CPII to certain investment funds managed by Ashmore Investment Management Limited, or Ashmore
	– As a result these investment funds, through their ownership of CPII, owned all of the outstanding shares of the common stock of PDG (at the time of sale, CPII underwent a name change is now known as CPI, Limited)
	– As part of a corporate restructuring at the Ashmore level, the investment funds that own CPI, Limited and that are managed by Ashmore have contributed their collective ownership of CPI, Limited to Ashmore Energy International LLC, or AEI Delaware. In exchange, these funds were issued shares in AEI
<b>July 2006</b>	– A Senior Notes offering was made for the aggregate amount of US\$100.0 million. The proceeds from the offering of the Notes were used to repay a long-term bank syndicated loan for approximately US\$95.2 million (as of March 31, 2006), of which US\$93.8 million was principal and US\$1.4 million was interest. The remaining proceeds were used to repay outstanding short-term indebtedness and expenses associated to the offering of the Notes. The notes were offered to qualified institutional buyers under Rule 144A (Regulation S), registered with the Comision Nacional de Valores (now Superintendencia del Mercado de Valores) and also listed on the Bolsa de Valores de Panamá (Panama Stock Exchange).

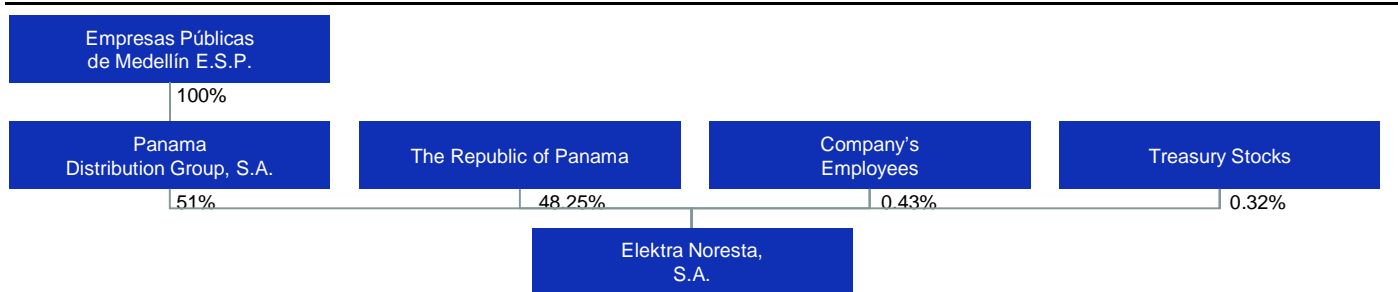


### Key events (continued)

<b>October 2008</b>	- A local Corporate Notes was made for the aggregate amount of US\$40 million, being underwritten the amount of US\$20 million. The proceeds from the offering Notes were used to finance Capital Expenditures. The Notes were registered with the Comision Nacional de Valores (now Superintendencia del Mercado de Valores) and listed on the Bolsa de Valores de Panama (Panama Stock Exchange).
<b>November 2009</b>	- The "Management Consulting Agreement" between CPI, Ltd. and ENSA expired and was not renewed.
<b>March 2011</b>	- Empresas Publicas de Medellin, ESP acquired control of 51% of ENSA's shares after purchasing PDG from AEI

The following organizational chart outlines the current equity ownership of ENSA:

### ENSA organizational chart



Source: Company information

Empresas Publicas de Medellin ESP (EPM), rated "BBB-" by Fitch, owns 51% of ENSA via its 100% ownership of PDG and in turn controls the Company. In October 2012, EPM will be required by the Panamanian Government to conduct a tender for the potential sale of PDG's 51% ownership of ENSA. EPM will set its reserve price at the start of the tender process and only be required to accept a greater offer. Should EPM elect to sell its position in the Company, it would retain all sale proceeds.

### Panamanian electricity regulatory framework

Panama has an established regulatory structure for the electricity industry, which is based on legislation introduced between 1996 and 1998 in preparation for the privatization of the distribution and generation sectors in the latter part of 1998. This framework provides for an independent regulator, the Ente Regulador de los Servicios Públicos, or the ERSP (whose name changed in April 2006 to Autoridad Nacional de los Servicios Publicos or the National Authority of Public Service, or the ASEP), and for a transparent tariff setting process to regulate the use of system charges and tariff structures for the sale of energy to those who purchase directly from electricity distributors, or regulated customers. The tariff structure has two components: the energy cost component and the maximum distribution tariff component. The energy cost component of tariffs charged by distribution companies to their regulated customers are established as a pass through of energy costs and are set to allow distributors to recover the cost of energy, transmission tolls and public lighting consumption. The maximum distribution tariff component, or the Value Added by Distribution (Valor Agregado de Distribución), or the VAD, charged by distribution companies is set to allow these companies to recover their efficient investments, operating, maintenance, administrative and commercial expenses, standard energy losses and a reasonable return on their invested capital. Each of these costs and return on capital is determined by the ASEP based on the expenses and returns of comparable companies. Any operating and investing amounts that exceed those of comparable companies are considered inefficient and are not recoverable.



Under the regulatory framework originally established by the ASEP, VAD tariff formulas are determined every four years and charges are adjusted every six months based on the Panamanian consumer price index, or CPI, while the energy cost component had been adjusted every six months to reflect fluctuations in energy costs. The current VAD has been in place since July 2010 and will remain in effect through June 2014.

Law 57 of October 13, 2009 included a new article in Law 6 of 1997 to authorize Empresa de Transmision Electrica S.A., or ETESA, the operator of Panama's national interconnected electricity system, to process and award bids for energy purchases on behalf of the distributors. The distributors are required to sign and manage said contracts. The law modified an article concerning fines that the regulator can impose on distributors, increasing the amount to \$20.0 million. The law also modified procedures used to process customer electricity bill claims, and established the right of customers to refrain from paying the portion of an invoice in contest under a claim process.

Law 51 of September 29, 2010 created the Urban and Household Cleaning Authority and included a modification of certain articles of Law 6 of 1997 such that distributors were required to include in rates applied to customers for picking up household waste in their electricity bill.

Law 58 of May 30, 2011 modified the articles of rural electrification. This modification enacted a new method of calculating the government subsidy paid to distributors to mitigate operation and maintenance expenses. Prior to this change in legislation, the government provided subsidies based on a net present value of costs for the next twenty years. After the change in legislation, subsidies are based on expected costs for the next four years. Additionally, the law established the Rural Electrification Fund into which generators and distributors are required to make contributions, not exceeding 1% of net income before tax, for a period of four years.

Law 68 of September 1, 2011 required distributors to respond to customer claims within 15 calendar days and authorized the ASEP to establish a compensation table for damages to customer appliances.

Executive Decree No. 247 of March 19, 2012 regulates Law 65 of October 26, 2010, which amended Law No. 6 to incorporate Articles 140-A and 140-B relating to the relocation of public utilities (mainly poles and conductors) in order to facilitate public work performed by the Government. This executive decree established a finite period of time in which distributors would have to comply with directives to relocate or remove electrical infrastructure. According to ENSA's Concession Contract, whenever a third party requests the relocation of electricity infrastructure, said third party is to cover the cost.

Law 15 of April 26, 2012 established guidelines for the planning of the underground infrastructure of telecommunication, cable TV and electricity. The law provides that (i) the regulator shall determine the location of installations and (ii) the distributors will design, manage and execute the bid process to determine who will carry out installations in their respective concession area. The present tariff regime (valid through June 30, 2014), includes US\$ 7.0 million budgeted towards construction of an underground network to support the Colón Free Trade Zone. Based on this precedent, the Company believes that future undergrounding programs will be incorporated in the maximum allowable income for distributors.

Law 43 of August 9, 2012, authorizes the regulator to determine criteria and compliance procedures for distribution companies with respect to article 47 of Law 6 of 1997. Said article establishes the timeframe and process for the renewal of distribution company concession contracts. The law also authorizes ETESA to conduct international bid processes for the purchase of energy based on the type of generation technology.



## Concession renegotiation

ENSA's current concession contract will expire in October of 2013. Tariff formulas are routinely reviewed every four years in advance of each Maximum Allowed Income (MAI) tariff component reset. In the concession contract renewal process, all terms of the contract, including the tariff formula, are evaluated for potential adjustments. The renegotiation process also includes a mandated public tender for EPM's holding in the Company

The ASEP has engaged a consulting firm and an investment bank to advise it on the concession contract renewal process.

The consultants' review is divided into two stages: the first stage involves a technical review to evaluate possible changes to the concession contract's requirements, including various quality standard indicators, the limits of the concession zone / influence areas for possible expansion, and the maximum allowed income calculation.

Once this is completed, the ASEP presents their recommended changes to the concession contract in a public hearing. After ENSA and the other distribution companies have the opportunity to respond, the regulator will establish the terms which will govern the new concession contract. ENSA received the ASEP's proposed new terms in October and intends to submit comments by November 15, 2012. To facilitate its response to the regulator, ENSA has hired Argentinean consulting firm SIGLA to benchmark best practices amongst Latin American utilities and evaluate the impact of potential concession contract term modifications.

The second stage relates to the company valuation and legal elements. This phase of the ASEP consultants' work will include a risk analysis of the Panamanian energy distribution industry as well as a study of how various potential changes in the concession contract may impact ENSA's share price and whether or not to accept some of the proposed changes. The company expects contract terms to be finalized in January, 2013.

While some of the potential changes may negatively impact ENSA's ability to maintain earnings growth, others present opportunities for ENSA to achieve additional allowances from the regulator. Historically, adjustments to the tariff formula every four years slightly mitigate the Company's earnings growth in the first year. Afterwards, the Company's growth is once again dictated primarily by the number of customer accounts, the amount of energy demanded and relative improvement in operational efficiencies. ENSA incorporates potential changes to its concession contract tariff formula and other terms, due to the renewal process, into its business plan on a probability weighted basis.

In addition to the renegotiation of contract terms, the ASEP is required to convene a competitive tender process for the 51% of the shares of the Company currently held by EPM one year prior to the concession contract's expiration. This process is being administrated by an investment bank. EPM may participate in this process. If EPM's offer is equal to or higher than the highest price offered by any other third bidder, EPM will retain the property of the 51% block of shares for an additional 15 year period without paying any further amount to the Government. Should a third bidder offer a higher price for EPM's holding, then said 51% block of shares shall be awarded to said highest bidder with EPM receiving all sale proceeds. Only pre-qualified operators will be invited to participate. Financial sponsors will not be invited to the tender process.



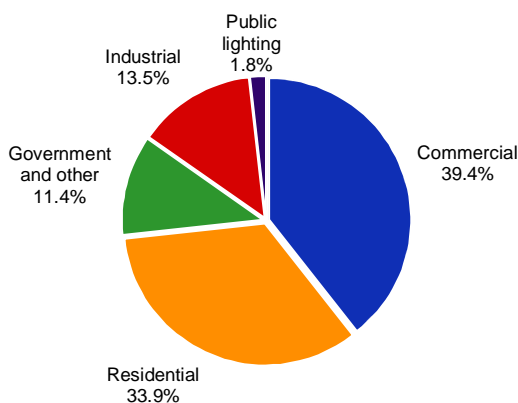
# Business Overview

ENSA's business consists of the distribution of electricity in Panama to regulated and unregulated customers within its concession area.

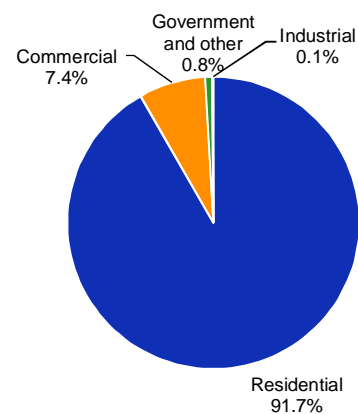
## Customers

Of the Company's 2011 energy sales, approximately 33.9% were from residential customers, 52.9% were from commercial and industrial customers and substantially all of the remaining were attributable to government customers. The following charts provide an overview of ENSA's customer mix as of December 31, 2011:

**Energy sales by customer type – 2011**



**Distribution of accounts by customer type - 2011**

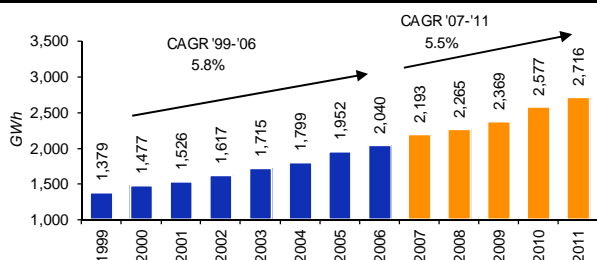


Note: Energy sales and Customer distribution charts include Wheeling customers.  
Source: Company information

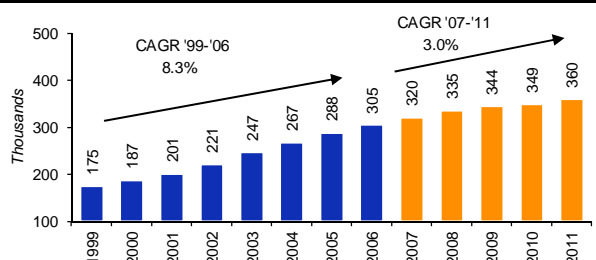
Between 1999 and 2006, ENSA grew its customer base at an average annual rate of 8.3%, largely as a result of its focus on converting illegal connections into legal, metered customers. Customer growth began to stabilize in 2007, and between 2007 and 2011, ENSA's customer base grew at an annual rate of 3.0%.

The following charts provide an overview of ENSA's historical energy sales and customer base since its privatization in 1998:

**Energy sales**



**Customer accounts**



Note: Energy sales and Customer distribution charts include Wheeling customers.  
Source: Company information

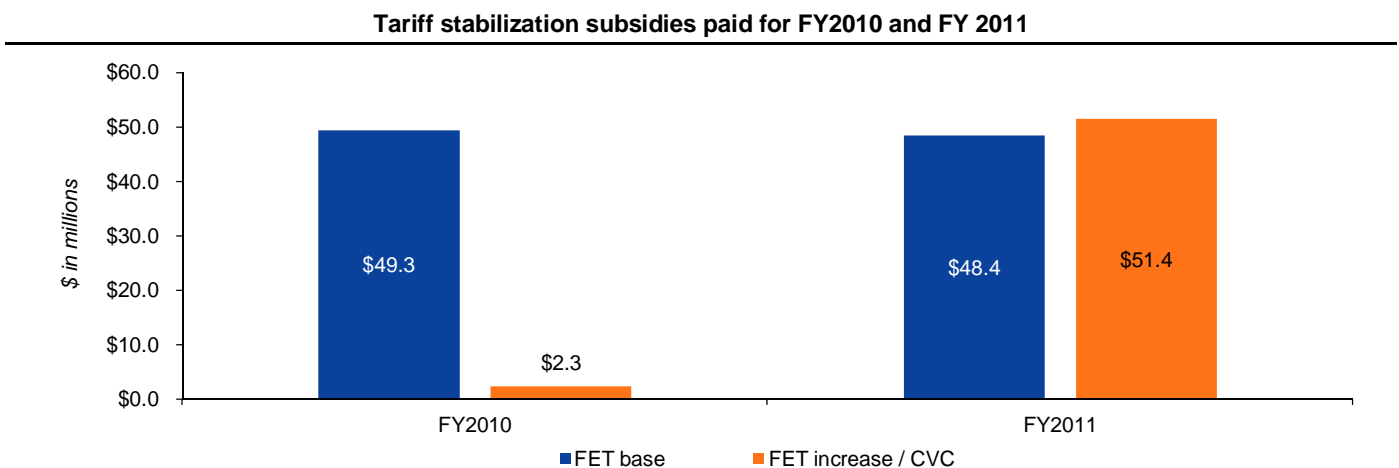


## Government subsidies

In 2004, the Panamanian government established a Stabilization Rate Fund (Fondo de Estabilizacion Tarifaria, or FET) with the goal of minimizing sudden increases in the applicable tariff paid by customers. The primary subsidies are (i) the FET base, which is distributed to all customers that consume less than 500 KWh each month, (ii) the FET increment/CVC (or FET increase), which offsets for all customers tariff increases due to cost pass through as a result of fuel price increase above the estimated price included in tariff. Total subsidies under these schemes amounted to US\$49.3 million in 2010 and US\$99.8 million in 2011. Government subsidies are generally reimbursed to the company in June and December. Late payments are subject to interest of approximately 7%.

The Government has expressed its intention to gradually reduce the amount of subsidies paid in the future in order to slowly shift the burden for rising energy prices onto the consumer. In the near term, the Government will reduce the number of customer accounts that qualify for the FET base by providing subsidies to only those accounts that consume less than 300 KWh each month.

The following chart outlines the FET base, FET increase and FET CVC tariff stabilization subsidies paid in 2010 and 2011:



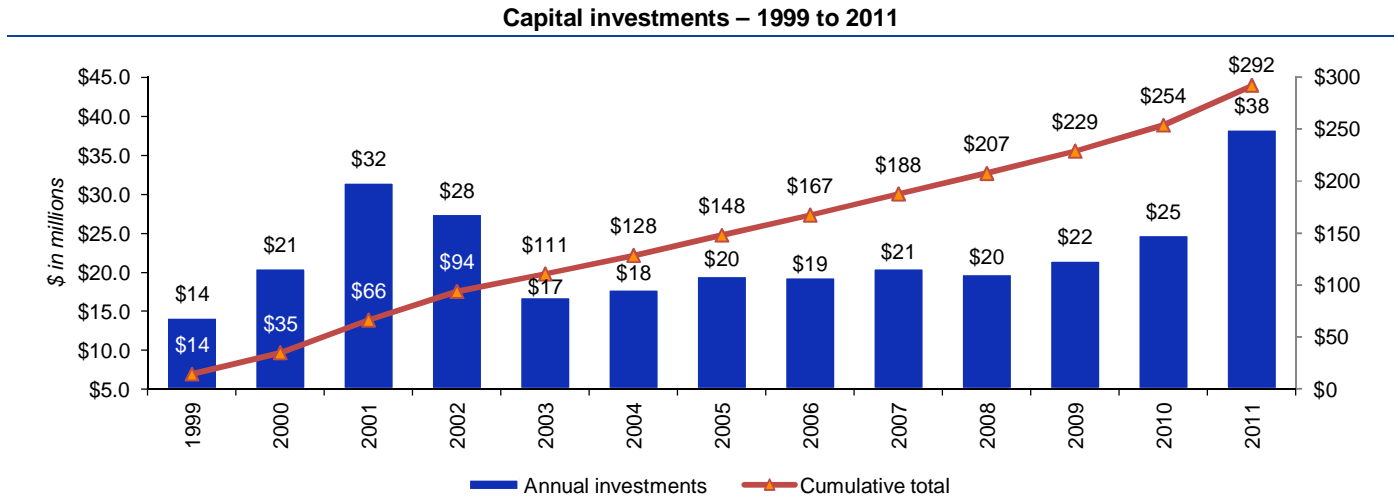
Source: Company information

## Capital expenditures

The Company closely coordinates and evaluates all proposed capital expenditures across its operations in order to allocate available resources for projects associated with service expansion, specific improvement and line extension projects, and enhancements of the reliability and quality of service. ENSA also considers on an ongoing basis, specific improvement and line extension projects. Prior to undertaking any capital expenditure, the Company models the impact of each proposed capital expenditure and only makes those expenditures that it believes will most enhance network reliability and quality of service while maintaining costs within its budget. The potential improvement in network reliability and quality of service that results from each capital expenditure is also modeled and analyzed to improve capital performance throughout its distribution networks.



The following chart outlines the Company's capital investments since its privatization in 1999:



Source: Company information

\$160 million of new investments have been approved by the Panamanian regulator to be spread across fiscal years 2010, 2011, 2012, 2013 and 2014. The Company will utilize proceeds from the offering of the Notes to fund approximately half of this authorized investment. The remaining \$80 million will be self funded through cash generated by the business.

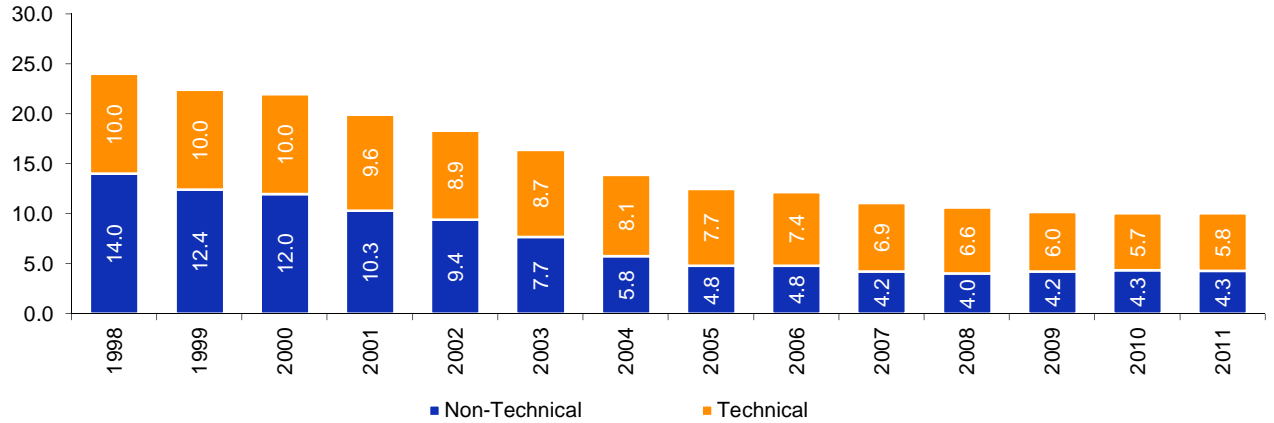
### Focus on energy loss reduction

ENSA experiences technical and non-technical electricity losses. Technical electricity losses are those that occur in the ordinary course of distribution operations, or those resulting from the specific characteristics of the distribution network. Non-technical electricity losses are those that result from illegal connections, fraud or billing errors. ENSA implemented a well defined and thorough loss reduction program which included replacing obsolete consumer meters, improving customer consumption monitoring as well as improving its internal process, using power loggers to identify illegal connections, migrating illegal users into regulated clients in new low income urban developments, installing shielded cable to reduce theft and improving error detection through the installation of digital metering at the substation and grid connection level.



The following chart provides an overview of the Company's energy losses since its privatization in 1998:

**Historical energy losses**



Source: Company information

At the time of ENSA's privatization in 1998, energy losses within the concession area were approximately 24.0%. The Company's average losses in 2011 were 10.1%, of which 5.8% was considered technical losses and the remaining 4.3% non-technical due to theft or fraud from regular customers (mostly residential and commercial) and illegal connections in economically marginal sectors. Since the privatization in 1998, ENSA has reduced its total overall losses by approximately 58.0%.

### Employee productivity

As of December 31, 2011, employee productivity was 770 customers per employee and energy sales per employee was 5,563.4 MWh per employee. Since 2007, customers per employee and energy sales per employee have improved 30.2% and 23.5%, respectively. The Company remains focused on maintaining high levels of operating efficiencies by improving employee productivity through additional training, process improvement, further upgrading and automating its operations and information systems, as well as improving its billing and collection processes. In total, ENSA has invested over \$292 million in facilities and systems since its privatization in 1998, \$146 million of which was made between January 2007 and June 2012. The Company remains focused on improving employee productivity and is currently in the process of enhancing its information technology platform.

### Power supply

ENSA is required by law to provide contract coverage for regulated customers' contribution to the peak demand of the system, Demanda Máxima de Generación, or DMG, and the associated energy costs for the following 24 month period to limit fluctuations in energy costs. This requires that ENSA accurately estimate customers' needs while limiting the possibility of over contracting. The Company's power purchase strategy of entering into medium and long term contracts is designed to protect customers from fluctuations in the energy cost component of their tariff and to avoid a strong dependence on the electricity spot market, whose prices can be subject to greater fluctuation. As of July 31, 2012 ENSA had contracted 100% of its expected total energy requirements through purchase agreements in the energy contract market for 2012 and 2013, 91% of expected requirements for 2014 and 89% of expected requirements for 2015. The remaining portion is expected to be contracted in 2013.





ETESA, the operator of Panama's national interconnected electricity system, is responsible for managing the procurement of new power purchase agreements on behalf of the country's three distribution companies. Under this system, the each distributor submits their expected needs to ETESA, which in turn runs a competitive bidding process for power supply. Upon completion of the bidding process, fully negotiated agreements are assigned to each distributor for execution and management.



## Business strategy

The Company seeks to maintain strong cash flow generation and profitability by ensuring highly efficient operations, increasing service quality and improving customer satisfaction. Key elements of the Company's business strategy include:

- Providing customers with affordable, high quality service
- Cost effectively operating and maintaining its distribution network
- Training and developing of its employees
- Strategic and precise capital expenditures
- Maintaining current low levels of electricity losses
- Insulating customers from fluctuations in the cost of electricity through an actively managed power purchase program



## Competitive strengths

### Strong investment grade credit rating

On a senior unsecured basis, ENSA is rated BBB by Fitch. Fitch does not consider the Company's ratings to be constrained by the 'BBB' sovereign rating of Panama.

### Attractive service area and strong market position

ENSA is an electric utility with a customer base of more than 334,878 residential accounts, 27,324 commercial accounts and 208 industrial accounts as of June 30, 2012. The Company also provides service to a number of government accounts, including Panama's water treatment plant and Tocumen International Airport.

The Company holds an exclusive concession to operate the electricity distribution network in some of the most densely populated and economically active regions in Panama, including a significant portion of Panama City, the Canal Area and the port city of Colón, three of Panama's main economic centers. As of June 30, 2012, the Company's operations covered a territory of approximately 29,200 square kilometers that included close to 43% of Panama's population and represented approximately 41% of all energy sales in Panama.

### Established and transparent regulatory regime with incentives for efficiency gains

The 1997 Electricity Law created a market-oriented framework for the country's electricity distributors, which allows ENSA to retain the financial benefits derived from efficiency gains during each four-year tariff period. The VAD portion of the tariffs relating to ENSA's permitted rate of return is subject to maximum amounts set every four years by the ASEP in consultation with ENSA and based on future operating and capital expenditures as estimated by the ASEP. Under the 1997 Electricity Law, ENSA is able to pass through to its customers the cost of electricity and capacity it purchases from electricity generators.

### Monopoly service provider with predictable cash flows

ENSA has exclusive rights to provide power distribution services in its concession area. The Panamanian regulatory environment for electric utilities is established and transparent with incentives for efficiency gains. ENSA functions with a cost-based operating structure approved by ASEP. The tariffs charged by ENSA to its customers have two components: the energy cost component and the maximum distribution tariff component. This structure allows ENSA to achieve a minimum return based on its net fixed assets and to pass through energy purchase costs to its customers. The structure also allows ENSA to retain the benefit from operating and capital efficiencies, which provides incentives to earn higher realized returns.

ENSA has significantly improved its realized rate of return (defined as EBIT divided by net fixed assets) to 18.1% in 2011 from 14.9% in 2009. Additionally, the Company's EBITDA grew 29% to \$67 million in 2011 from \$52 million in 2009. ENSA's success in optimizing operational efficiencies can be observed in the difference between its realized rate of return and the regulatory rate of return, which is set at 10.44% for the period of July, 2010 through June, 2014.



### **Strong, knowledgeable management team with controlling shareholder support**

ENSA's management team has extensive experience in electricity distribution, the wholesale energy market, electricity regulation and business sector in Panama. Additionally, the key managers at ENSA have spent 9 – 14 years at the Company itself. The management team maintains an ongoing dialogue with the Company's controlling shareholder, Empresas Publicas de Medellin ESP ("EPM"). This exchange of information is structured to support ENSA's managers in their administration of the Company by leveraging EPM's extensive experience in the power sector.

### **Stable economic environment with USD functional currency**

The Republic of Panama is rated Baa3/BBB/BBB by Moody's, S&P and Fitch, respectively. The country has experienced outsized growth relative to peers, with GDP increasing by 10.6% in 2011. Since 1904, Panama has used the U.S. dollar as legal tender and its sole paper currency, using the Balboa only as coinage and as a unit of account with an exchange rate set at parity with the U.S. dollar. Because ENSA receives revenues in U.S. dollars, investors are not exposed to risks associated with local currency fluctuations negatively impacting the Company's ability to service its indebtedness.



## Summary of the Offering

The information that follows is a summary of the principal terms and conditions of the offering. The potential investor interested in these securities should read this section together with all of the information presented in this prospectus.

ENSA proposes to issue \$80,000,000 senior unsecured notes (the “Notes”). The Notes will be offered in one tranche with a proposed maturity in 2027. The Notes will rank *pari passu* with all other unsecured indebtedness of the Company. The Notes will pay semi-annual interest commencing six months from the date of funding. Proceeds from the sale of the Notes will be used by ENSA to fund its capital expenditure program.

The following summary contains basic information about the Notes and is not intended to be complete. It does not contain all the information that is important to you. For a more complete understanding of the Notes, please refer to the section of this document entitled “Description of the Notes.” For purposes of the description of the Notes included in this offering memorandum, references to the “Company,” “Issuer,” and “ENSA” only refer to Elektra Noreste, S.A. The Notes are being offered based upon the Summary included herein and the draft Note Purchase Agreement (“Note Agreement”), which will be delivered separately. Emil Arca at Hogan Lovells US LLP has been suggested as investors’ counsel and can be reached at +1 212 918 3009. To the extent an inconsistency exists between the Note Agreement and the Summary of Terms, the Note Agreement will govern.

### The Issue

<b>Issue:</b>	\$80,000,000 of senior unsecured Notes (the “Notes”).
<b>Issuer:</b>	Elektra Noreste S.A. (“ENSA” or the “Company”).
<b>Principal Amount:</b>	\$80,000,000.
<b>Holders:</b>	Qualified Institutional Buyers.
<b>Placement Agent:</b>	Deutsche Bank.
<b>Rating:</b>	The Notes will not be rated at issuance, but as of November 16, 2012 ENSA’s investment grade rating was affirmed by Fitch Inc. with a “BBB” Outlook Stable
<b>Final Maturity:</b>	Series A – 15-year bullet maturity
<b>Interest Rate:</b>	4.73% payable semi-annually in arrears on each December 13 and June 13 commencing on June 13, 2013, calculated on the basis of a 360-day year of twelve 30-day months.
<b>Price:</b>	100% of Principal Amount.
<b>Use of Proceeds:</b>	The proceeds from the Notes will be used for capital expenditures.
<b>Ranking:</b>	The Notes will be unsecured. The Notes will rank <i>pari passu</i> in right of repayment with the other unsecured senior Indebtedness of the Company.
<b>Listing</b>	Application has been made for the Notes to be listed on the Panamanian Stock Exchange (the “PSE”).
<b>Clearance and Settlement</b>	Notes sold in reliance on Regulation S will be issued in book-entry form, registered in the name of the nominee of DTC and deposited with a custodian thereof. Such Notes will be beneficially owned through the respective accounts of Euroclear or Clearstream at DTC. Notes issued in reliance of an exemption from registration other than Regulation S will be issued in book-entry form and registered in the name of the nominee of DTC and deposited with a custodian thereof. Owners of beneficial interests in Notes held in book entry form will not be entitled to receive physical delivery of Physical Notes except in certain limited circumstances.

### Early Redemption

<b>Optional Redemption:</b>	The Notes are prepayable at any time in whole or <i>pro rata</i> in part. In the event of prepayment, the Company will pay an amount equal to the Optional Redemption Price, as defined herein.
-----------------------------	---



**Optional Redemption Price:** The Optional Redemption Price shall be defined as (i) the greater of (a) the present value of the expected future cash flows from the Notes (minus any accrued interest) discounted on a semi-annual basis at a rate equal to the then-current Treasury Note yield corresponding closest to the remaining weighted average life on the Notes calculated at the time of the prepayment plus 50 basis points, and (b) the principal amount outstanding plus (ii) accrued and unpaid interest and other amounts owed.

**Taxation:** All payments in respect of Notes will be made without deduction or withholding for or on account of any present or future taxes or duties of whatever nature imposed or levied by or on behalf of or any other applicable jurisdiction or any authority in Panama or any other applicable jurisdiction having the power to tax, unless the withholding or deduction of such taxes or duties is required by law, in which event the Company will pay such additional amounts (“Additional Amounts”) as may be necessary in order that the net amounts paid after such deduction or withholding shall equal the respective amounts which would have been receivable in respect of the Notes in the absence of such deduction or withholding, except that no such Additional Amounts shall be payable in respect to (i) any Notes presented for payment by or on behalf of a Holder who is liable for such taxes or duties in respect of such Notes by reason of his having some connection with Panama or any other applicable jurisdiction other than the mere holding of such Notes or (ii) any Notes presented for payment by or on behalf of a Holder who would be able to avoid such withholding or deduction by satisfying any statutory requirements or by making a declaration of eligibility for treaty benefit or other similar claim for exemption to the relevant tax authority, but fails to do so after having been informed of the need to do so by the Company or (iii) Notes not presented within 30 days after the Company has made available for the Holder of a payment of principal or interest or (iv) estate, gift, use, transfer, personal property or similar taxes.

**Optional Tax Redemption:** The Notes are redeemable at the option of the Company, in whole, upon sending notice to the Holders no less than 30 calendar days and no more than 60 calendar days before the redemption date, at a redemption price equal to par plus accrued interest plus any Additional Amounts in the event the Company is required to pay an Additional Amount as described above in “Taxation”; provided the Company will not be obligated to pay any premium or similar amount.

#### **Representations & Warranties**

**Representations & Warranties:** Customary representations and warranties for a senior note financing will be made by the Company as of the date of closing.

#### **Information as to the Company**

**Financial and Business Information:** The Company will provide to the Holders:

- (a) (unaudited) consolidated financial statements of the Company in English within 90 days after the end of such quarterly period (other than the fourth quarter), certified by an Authorized Representative of the Company; and
- (b) annual (audited) consolidated financial statements of the Company in English within 120 days after the end of each fiscal year, accompanied by a report thereon by an independent public accountant of recognized international standing; certified by an Authorized Representative of the Company;



- (c) an Officer's Certificate as to the compliance with the Indenture (i) with respect to the unaudited consolidated financial statements of the Company corresponding to second quarter of its fiscal year, at the time of the delivery thereof to the Trustee, and (ii) with respect to the audited and consolidated financial statements of the Company, within 120 days after the end of each fiscal year.
- (d) other information such as public filings, notices of default or events of default, ERISA matters (if applicable), and notices from governmental authorities customarily provided for a senior note financing within 30 days after the filing.

Financial information should be calculated and expressed in accordance with US GAAP, or International Financial Reporting Standards, or IFRS.

Concurrently with providing the information described above, the Company will post copies of such information on a web site maintained by the Company or provide substantially comparable public availability of such information.

**Visitation:**

The Company will permit the representatives of each Holder visitation rights as follows:

- (a) *No Default* – if no Default or Event of Default exists, once within a calendar year, at the Holder's own expense and upon reasonable prior notice to the Company, to visit the principal executive office of the Company and discuss the affairs, finances and accounts of the Company and its Subsidiaries with the respective officers of the Company and (with the consent of the Company, which cannot be unreasonably withheld) its independent public accountants, and to visit other offices and properties of the Company and each Subsidiary.
- (b) *Default* – if a Default or Event of Default exists, at the expense of the Company, and upon reasonable advance written notice to the Company, to visit and inspect any offices or property of the Company or any Subsidiary, to examine all books, records, and to discuss their respective affairs, finances and accounts with their respective officers and independent public accountants.

In connection with such visits the Company shall not be required to provide projections or estimates or any other information that in its sole discretion, as a public Panamanian company, it concludes is not appropriate to disclose to investors.

**Affirmative Covenants:**

Affirmative Covenants customary for an unsecured senior note financing for an issuer in the region will be made and complied with by the Company during the term of the Notes, including the following:

**Compliance with Law:**

The Company and its Subsidiaries shall comply with all applicable laws, rules and regulations, and will obtain and maintain in effect all licenses, certificates, permits, franchises and other governmental authorizations necessary to the ownership of their respective properties or to the conduct of their respective businesses to the extent necessary to ensure that any non-compliance would not reasonably be expected to have a Material Adverse Effect.

**Maintenance of Government Approvals**

The Company and each Subsidiary will use its reasonable best efforts to obtain and maintain in full force and effect all governmental approvals, consents or licenses of any government or governmental agency or authority or any third party under the laws of Panama or any other jurisdiction having jurisdiction over them, in all cases which are necessary for them to perform their obligations under the Notes and the Indenture (including, without limitation, any authorization required to obtain and transfer U.S. dollars or any other currency which at that time is legal tender in the United States out of Panama in connection with the Notes and the Indenture) or for the validity or enforceability thereof, except when in the Company's reasonable belief the failure to do so would not have a Material Adverse Effect.

**Insurance:**

The Company and each Subsidiary will maintain, with financially sound and reputable insurers, insurance with respect to their respective properties and businesses against such casualties and contingencies, of such types, on such terms and in such amounts (including deductibles, co-insurance and self-insurance, if adequate reserves are maintained with respect thereto) as is customary in the case of entities of established reputations engaged in the same or a similar business and similarly situated, except for any non-maintenance that would not reasonably be expected to have a Material Adverse Effect.



<b>Maintenance of Properties:</b>	The Company and each Subsidiary will maintain and keep their respective properties in good repair, working order and condition (other than ordinary wear and tear), so that the business carried on in connection therewith may be properly conducted at all times, provided that this section shall not prevent the Company or any Subsidiary from discontinuing the operation and the maintenance of any properties if such discontinuance is desirable in the conduct of its business and the Company has concluded that such discontinuance would not, individually or in the aggregate, reasonably be expected to have a Material Adverse Effect.
<b>Payment of Taxes:</b>	The Company and each Subsidiary shall file income tax and similar tax returns, pay and discharge all taxes shown to be due and payable on such returns, and pay all other taxes, assessments, governmental charges, and levies payable to the extent due, unless (i) such amount, applicability, or validity is being contested on a timely basis in good faith and adequate reserves are established therefore in accordance with US GAAP or IFRS, or (ii) the non-filing or non-payment of all such taxes in the aggregate would not reasonably be expected to have a Material Adverse Effect.
<b>Corporate Existence:</b>	The Company and each Subsidiary shall maintain their corporate existence, rights and franchises except where the termination of or failure to maintain such corporate existence, rights and franchises would not, individually or in the aggregate, be reasonably expected to have a Material Adverse Effect.
<b>Books and Records:</b>	The Company and each Subsidiary will maintain proper books of record and account in conformity with US GAAP or IFRS and all applicable requirements of any governmental authorities having legal or regulatory jurisdiction over them.
<b>Notes to Rank Pari Passu:</b>	The Notes and all other obligations under the Note Purchase Agreement shall remain pari passu with all other Notes issued in the future and with all other present and future Senior Unsecured Indebtedness (actual or contingent) of the Company which is not expressed to be subordinated to any other Senior Unsecured Indebtedness of the Company.
<b>FASB 157 and 159:</b>	For purposes of determining compliance with the covenants set out in this Agreement, any election by the Company to measure an item of Indebtedness using fair value (as permitted by Statement of Financial Accounting Standards Nos. 157 and 159 or IAS 39) shall be disregarded.

### Negative Covenants

Negative Covenants customary for an unsecured senior note financing for an issuer in the region will be made and complied with by the Company during the term of the Notes, including the following:

**Consolidated Indebtedness to Consolidated EBITDA:** The Company will not, at any time, permit the ratio of Consolidated Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio for the then most recently ended period of four consecutive fiscal quarters to be greater than 3.50x, provided that the pro forma effect of any acquisition or divestiture shall be included as if such transaction had occurred at the beginning of the relevant period.

Notwithstanding the forgoing, the ratio of Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio may exceed 3.50x during an Eligible Acquisition or Capital Investment Period up to two times over the life of the Notes, provided that this ratio does not exceed 4.00x (an "Eligible Acquisition or Capital Investment Period").

For the duration of any period in which the ratio of Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio exceeds 3.50x, the Interest Rate will be increased by 1.00%.

**Limitation on Liens:** The Company will not, and will not permit any Subsidiary to create or incur any Lien on their property (unless the Notes are equally and ratably secured) except for:

- Liens existing at the time of the issuance of the Notes;
- Liens for taxes, assessments or other governmental charges which are not yet due and payable or that are being contested in good faith by appropriate proceedings promptly initiated and diligently conducted and for which such reserves or other appropriate provision, if any, as is required by U.S. GAAP or IFRS, as applicable, shall have been made;





- (c) any statutory Lien or Lien of a carrier, warehouseman, mechanic, materialman incurred in the ordinary course of business for a sum not yet due or the payment of which is being contested in good faith by appropriate proceedings promptly initiated and diligently conducted and for which such reserves or other appropriate provision, if any, as is required by US GAAP or IFRS shall have been made or any easements, rights of use or way, restrictions, irregularities and other imperfections of title that do not, individually or in the aggregate, render title on the related property or asset unusable for the intended purpose of such property or asset;
- (d) Liens securing performance of bids, tenders, leases and contracts in the ordinary course of business, statutory or regulatory obligations, surety or appeal bonds, performance bonds and other obligations of like nature incurred in the ordinary course of business and not securing Indebtedness for borrowed money;
- (e) leases, subleases, easements, rights-of-way, restrictions and other similar charges or encumbrances incidental to the ownership of property or assets or the ordinary conduct of the business of the Company or a Subsidiary, and Liens incidental to minor survey exceptions and the like, provided that the aggregate of such Liens do not materially detract from the value of such property;
- (f) any Lien created by or resulting from any litigation or legal proceeding which is currently being contested in good faith by appropriate proceedings promptly initiated and diligently conducted and for which such reserves or other appropriate provision, if any, as is required by US GAAP or IFRS shall have been made;
- (g) Liens securing intercompany Indebtedness between the Company or any Subsidiary or any person or entity that, directly or indirectly (including beneficially) controls more than 51% of any class of the Company's outstanding equity securities or securities entitled to the payment of dividends or similar distributions provided that all such Indebtedness is expressly subordinated to the Company's liability in respect of the Notes for so long as the Notes shall be outstanding;
- (h) (i) any Lien on property or on rights relating thereto created to secure any rights granted with respect to such property in connection with the provision of all or a part of the purchase price or cost of the construction of such property created contemporaneously with, or within 180 days after, such acquisition or the completion of such construction, or (ii) any Lien on property existing on such property at the time of the acquisition thereof for Indebtedness secured thereby not assumed by the Company or any of its Subsidiaries;



- (i) pledges or deposits by the Company or any Subsidiary required under workers' compensation laws, unemployment insurance law or similar legislation, or leases to which the Company and its Subsidiaries are a party, or deposits that they are required to pledge to secure the Company's public or statutory obligations, or deposits for the payment of rent, in each case incurred in the ordinary course of business;
- (j) Liens securing Acquired Indebtedness incurred under Permitted Indebtedness not incurred in connection with, or in anticipation or contemplation of, the relevant acquisition, merger or consolidation; provided that: (a) such Liens secured such Acquired Indebtedness at the time of and prior to the Incurrence of such Acquired Indebtedness by the Company or a Subsidiary and were not granted in connection with, or in anticipation of the Incurrence of such Acquired Indebtedness by the Company or a Subsidiary; (b) such Liens do not extend to or cover any property of the Company or any Subsidiary other than the property that secured the Acquired Indebtedness prior to the time such Indebtedness became Acquired Indebtedness of the Company or a Subsidiary and are no more favorable to the lienholders than the Liens securing the Acquired Indebtedness prior to the Incurrence of such Acquired Indebtedness by the Company or a Subsidiary; and (c) such Liens either individually or in the aggregate, shall not secure indebtedness having an aggregate principal amount in excess of 100% of the Fair Market Value of the related property;
- (k) Liens securing Hedging Obligations that relate to Indebtedness that is Incurred in accordance with Permitted Indebtedness and that are secured by the same assets as secure such Hedging Obligations;
- (l) Liens upon specific items of inventory or other goods and proceeds of any Person securing such Person's obligations in respect of bankers' acceptances issued or created for the account of such Person to facilitate the purchase, shipment or storage of such inventory or other goods;
- (m) Liens securing reimbursement obligations with respect to commercial letters of credit which encumber documents and other property relating to such letters of credit and products and proceeds thereof;
- (n) Liens that replace, renew or extend one or more Liens in clauses (a) through (m) above, so long as such replacement Lien (i) must be created within 120 days after the earliest expiration of the Lien or Liens being replaced, renewed or extended, (ii) must not secure Indebtedness in an amount exceeding the amount of Indebtedness secured by the Lien or Liens being replaced, renewed or extended and (iii) must not attach to property or assets other than those to which the Lien or Liens being replaced, renewed or extended is or are attached; and
- (o) other Liens, not otherwise permitted by clauses (a) through (n) above, provided that,
  - (x) such liens encumber property having an aggregate Fair Market Value not in excess of 10% of the Consolidated Net Worth, as determined based on the Company's consolidated balance sheet as of the end of the most recent fiscal quarter ending at least 45 days prior to the date any such Lien shall be incurred; or



- (y) If the Company or any Subsidiary, creates any Lien upon any of its property or assets, or any Subsidiary provides a Guarantee or otherwise becomes an obligor, in each case in favor of the lenders or other creditors who are party to the Company's primary bank facilities or credit lines of any amount in excess of an aggregate amount outstanding on such bank facilities or credit lines of \$20,000,000, the Company will make or cause to be made effective a provision whereby the Notes will be secured by such a Lien equally and ratably with any and all other Indebtedness thereby secured or if a Subsidiary has provided a Guarantee or has otherwise become an obligor under such debt, such Subsidiary shall provide a Guarantee to the Holders pursuant to documentation in form and substance acceptable to such Holders, provided that with respect to (y) such obligation shall be limited to amounts in excess of the aggregate amount of \$20,000,000.

**Limitation on Incurrence of Indebtedness:**

The Company will not, and will not cause or permit any of its Subsidiaries to, directly or indirectly, Incur any Indebtedness other than the Notes or Permitted Indebtedness. The following items shall be Permitted Indebtedness ("Permitted Indebtedness"):

- (i) Indebtedness of the Company and its Subsidiaries outstanding on the Closing Date;
- (ii) Indebtedness of the Company, including Acquired Indebtedness, and Acquired Indebtedness Incurred by a Subsidiary not Incurred in connection with, or in anticipation or contemplation of, the relevant acquisition, merger or consolidation, if, at the time of and immediately after giving pro forma effect to the Incurrence thereof and the application of the proceeds therefrom the Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio does not exceed 3.50x, subject to provisions relating to a higher ratio during an Eligible Acquisition or Capital Investment Period;
- (iii) Indebtedness of the Company or any of its Subsidiaries to the extent that such Indebtedness was (i) Indebtedness of a Subsidiary prior to the date on which such Subsidiary became a Subsidiary of the Company, (ii) Indebtedness of a Person that was merged, consolidated or amalgamated into the Company or a Subsidiary, or (iii) assumed in connection with the acquisition of assets from a Person; provided that on the date such Subsidiary became a Subsidiary of the Company or the date such Person was merged, consolidated or amalgamated into the Company or a Subsidiary or the Indebtedness was assumed in connection with an asset acquisition, as applicable, after giving pro forma effect thereto, (a) the Consolidated Net Worth of the Company and the Subsidiaries would be greater than the Consolidated Net Worth immediately prior to such transaction, (b) the Company, would be permitted to incur at least US\$1.00 of additional indebtedness pursuant to clause (b)(ii), or (c) the Consolidated Fixed Charge Coverage Ratio of the Company would be equal to or better than the Consolidated Fixed Charge Coverage Ratio of the Company immediately prior to such transaction ("Permitted Acquisition Indebtedness")
- (iv) Hedging Obligations entered into by the Company and its Subsidiaries in the ordinary course of business (including interest rate hedges against other Indebtedness of the Company) and not for speculative purposes;
- (v) intercompany Indebtedness of the Company and any Subsidiary or between any Subsidiaries; provided that:
  - (a) if the Company is the obligor on such Indebtedness, such Indebtedness must be expressly subordinated to the prior payment in full of all obligations under the Notes and this Indenture, and
  - (b) in the event that at any time any such Indebtedness ceases to be held by the Company or a Subsidiary, such Indebtedness shall be deemed to be Incurred and not permitted by this clause (v) at the time such event occurs;



- (vi) Indebtedness of the Company or any of its Subsidiaries arising from the honoring by a bank or other financial institution of a check, draft or similar instrument inadvertently (including daylight overdrafts paid in full by the close of business on the day such overdraft was Incurred) drawn against insufficient funds in the ordinary course of business; provided that such Indebtedness is extinguished within five business days of Incurrence;
- (vii) Indebtedness of the Company or any of its Subsidiaries represented by bid, surety or performance bonds or letters of credit for the account of the Company or any Subsidiary, as the case may be, issued in the ordinary course of business and not for financing purposes, and reimbursement obligations in respect thereof;
- (viii) Refinancing Indebtedness in respect of:
  - (a) Indebtedness (other than Indebtedness owed to the Company or any Subsidiary) Incurred pursuant to clause (ii) above (it being understood that no Indebtedness outstanding on the Closing Date is Incurred pursuant to clause (ii) above), or
  - (b) the Notes and Indebtedness Incurred pursuant to clauses (iii) and (iv) above and this clause (viii);
- (ix) Capitalized Lease Obligations and Purchase Money Indebtedness of the Company or any Subsidiary, and Refinancing Indebtedness in respect thereof, in an aggregate principal amount at any one time outstanding, not to exceed the greater of (x) US\$10,000,000 and (y) 5% of the Company's Consolidated Total Assets;



- (x) Indebtedness arising from agreements entered into by the Company or a Subsidiary providing for bona fide indemnification, adjustment of purchase price or similar obligations (including in respect of earn-outs not for financing purposes), or from customary guarantees or performance bonds securing any obligations of the Company or any of its Subsidiaries pursuant to such agreements, in each case, Incurred or assumed in connection with the acquisition or disposition of any business, assets or Capital Stock of a Subsidiary, provided that, in the case of a disposition, the maximum aggregate liability in respect of such Indebtedness shall at no time exceed the gross proceeds actually (including non-cash proceeds based on their Fair Market Value at the time received) received by the Company and its Subsidiaries in connection with such disposition;
- (xi) any obligation of a Subsidiary for borrowed money Incurred in connection with a project financing or similar transaction in all cases relating to the construction, development, or acquisition of tangible assets or facilities (and any intangible assets necessary in connection with the operation thereof) used in the ordinary course of such Subsidiary's business so long as (A) the sole legal recourse for collection of principal and interest on such obligation is against the specific property identified in the instruments evidencing or securing such obligation, (B) there shall expressly be no recourse in respect of any such obligation to the Company or any other Subsidiary thereof (or any of their respective assets and properties), and (C) the Company and its other Subsidiaries shall expressly have no liability with respect thereto (any such obligation, "Project Finance Indebtedness"); and
- (xii) any other Indebtedness of the Company or Subsidiary Incurred in an aggregate amount not to exceed US\$5 million at any one time outstanding;
- (xiii) Customer deposits and advance payments received from customers for the sale, lease or license of goods and services in the ordinary course of business; and
- (xiv) (a) Guarantees by (1) the Company of Indebtedness of any Subsidiary permitted to be Incurred by such Subsidiary under this Section and (2) any Subsidiary of any Indebtedness of the Company or another Subsidiary permitted to be Incurred under this Section by the Company or such other Subsidiary; and  
(b) Indebtedness constituting a Permitted Lien included in clause (vii) of the definition of Indebtedness (1) Incurred by the Company in respect of Indebtedness of a Subsidiary permitted to be Incurred by such Subsidiary under this Section and (2) Incurred by a Subsidiary in respect of Indebtedness of the Company or another Subsidiary permitted to be Incurred under this Section by the Company or such Subsidiary (excluding Indebtedness of any such other Subsidiary permitted under clause (i) of this definition of Permitted Indebtedness or Refinancing Indebtedness in respect thereof), as the case may be, which Lien is granted in compliance with the provisions applicable thereto.

Notwithstanding the foregoing, in no event may the aggregate amount of all Indebtedness for which any or all of the Subsidiaries is directly or contingently obligated exceed 10% of the Consolidated Total Assets of the Company and all Subsidiaries taken as a whole.

For purposes hereof, such Indebtedness shall not include Project Finance Indebtedness.

Indebtedness, for purposes of the definition of Consolidated Total Indebtedness as used for purposes of determining the Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio, shall not include any Indebtedness described in clauses (iv), (v) (to the extent such Indebtedness is either between Subsidiaries or between the Company and a Subsidiary where the Subsidiary is the obligor), (vi), (vii), (x), (xi) (xiii) and (xiv) (to the extent relating to any Indebtedness in clauses (iv), (vi), (vii) (x) and (xiii)) of the definition of Permitted Indebtedness.



**Further Limitation on Indebtedness:**

The Company shall not permit the ratio of Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio for the then most recently ended four fiscal quarters to exceed 3.50x; provided, however, notwithstanding the above limitation of incurrence of Indebtedness, that the Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio may exceed 3.50x during an Eligible Acquisition or Capital Investment Period no more than two times during the term of the Notes, provided that during such period the Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio does not exceed 4.0x. Project Finance Indebtedness shall not be included for purposes of such calculation. Interest shall accrue on the Notes at a rate equal to 1.0% per annum above the Note Rate during any Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio Grace Period.

**Mergers, Consolidations and Sales:**

The Company will not and will not permit any Subsidiary to merge into or consolidate or amalgamate with any person or sell, assign, transfer or otherwise convey or dispose of all or substantially all of its respective assets, whether by one transaction or a series of transactions, to any person unless:

- (i) The Company is the surviving entity or the surviving entity expressly assumes the punctual payment and observance of all obligations under the Notes;
- (ii) the surviving entity is not immediately in default on the Notes after such merger;
- (iii) the surviving entity agrees to indemnify each Holder against any tax, assessment or governmental charge thereafter imposed on the Holders solely as a consequence of the consolidation, merger and conveyance;
- (iv) immediately after giving effect to such transaction or series of transactions on a pro forma basis, including any Indebtedness incurred or anticipated to be incurred in connection with or in respect of the transaction or series of transactions the surviving entity could incur at least US\$1.00 of indebtedness and not be in default;
- (v) the surviving entity shall either (a) be an Affiliate of the Company domiciled under the laws of Panama or such jurisdiction as may be consented to by the Majority of the Holders, or (b) a sociedad anónima organized under the laws of Panama; and
- (vi) the surviving entity shall have delivered to the Trustee an Officer's Certificate and an Opinion of Counsel, each stating that such merger, consolidation, sale, assignment, transfer or other conveyance or disposition complies with this covenant and the Indenture and that all conditions precedent herein provided for relating to such transaction have been complied with. Such Officer's Certificate and Opinion of Counsel shall also provide that the material agreements relating to the transaction to which the Company is a party are valid and binding obligations of the Company.

and provided that:

- (i) any Subsidiary may merge with the Company (provided the Company shall be the surviving entity) or if the transaction would not have a Material Adverse Effect on the Company and its Subsidiaries taken as a whole;
- (ii) any Subsidiary may merge or consolidate with or into, or convey, transfer, lease or otherwise dispose of assets to, any other Subsidiary
- (iii) any Subsidiary of the Company may liquidate or dissolve if the Company determines in good faith that the liquidation or dissolution is in the best interests of the Company, and would not result in a Material Adverse Effect on the Company and its Subsidiaries taken as a whole and if the liquidation or dissolution is part of a corporate reorganization of the Company; or



- (iv) the Company may sell, lease, transfer or otherwise dispose of its assets if the proceeds of such sales are used to purchase other property of a similar nature of at least equivalent value within one year of such sale or the Company uses the sales proceeds to prepay senior debt or the Company offers to repay a portion of the Notes at not less than par plus accrued interest with an amount of such proceeds used that is pro rata to the amount of all the Company debt being so redeemed or repaid.

**Nature of Business:**

The Company will not and will not permit any Subsidiary to engage in any business if, as a result, the general nature of the business in which the Company, taken as a whole, would then be engaged would be substantially changed from the general nature of the business in which the Company, taken as a whole, are engaged on the date of this Agreement as described in the offering memorandum.

**Transactions with Affiliates:**

- (a) The Company will not, and will not permit any of its Subsidiaries to, directly or indirectly, enter into any transaction or series of related transactions (including, without limitation, the purchase, sale, lease or exchange of any property or the rendering of any service) with, or for the benefit of, any of its Affiliates (each an "Affiliate Transaction"), unless:
  - (i) such Affiliate Transaction is in the ordinary course and pursuant to the reasonable requirements of the Company's or such Subsidiary's business and upon fair and reasonable terms no less favorable to the Company or such Subsidiary than would be obtainable in a comparable arm's-length transaction with a Person that is not an Affiliate thereof;
  - (ii) in the event that such Affiliate Transaction involves aggregate payments, or transfers of property or services with a Fair Market Value, in excess of US\$5.0 million, the terms of such Affiliate Transaction will be approved by a majority of the members of the Board of Directors of the Company (including a majority of the disinterested members thereof), the approval to be evidenced by a Board Resolution stating that the Board of Directors has determined that such transaction complies with the preceding provisions; and
  - (iii) in the event that such Affiliate Transaction involves aggregate payments, or transfers of property or services with a Fair Market Value, in excess of US\$10.0 million, the Company will, prior to the consummation thereof, obtain a favorable opinion as to the fairness of such Affiliate Transaction to the Company and the relevant Subsidiary (if any) from a financial point of view from an Independent Financial Advisor and deliver the same to the Trustee.



(b) Section (a) will not apply to:

- (i) Affiliate Transactions with or among the Company and any Subsidiary of the Company or between or among Subsidiaries of the Company;
- (ii) reasonable fees and compensation paid to, and any indemnity provided on behalf of, officers, directors, employees, consultants or agents of the Company or any Subsidiary as determined in good faith by the Company's Board of Directors;
- (iii) Affiliate Transactions in existence on the Closing Date and described in the Offering Memorandum or any amendment, modification or replacement of such agreement (so long as such amendment, modification or replacement is not materially more disadvantageous to the Company and its Subsidiaries or the Holders, taken as a whole, than the original agreement as in effect on the Closing Date);
- (iv) any Restricted Payments made in compliance with "Limitation on Restricted Payments" or any Permitted Investment;
- (v) loans and advances to officers, directors and employees of the Company or any Subsidiary made in the ordinary course of business related to the business activities of the Company and its Subsidiaries, not exceeding US\$500,000 outstanding in the aggregate at any one time;
- (vi) any employment agreement, profit sharing, employee benefit plan, officer or director indemnification agreement or any similar arrangement entered into by the Company or any of its Subsidiaries in the ordinary course of business or consistent with past practice and payments pursuant thereto; and
- (vii) transactions with customers, clients, suppliers or purchasers or sellers of goods or services, in each case in the ordinary course of business and otherwise in compliance with the terms of this Indenture, which are fair to the Company or its Subsidiaries (as applicable), or are on terms at least as favorable as might reasonably have been obtained at such time from an unaffiliated party.

**Limitations on Restricted Payments:**

Upon the occurrence and continuation of an Event of Default, the Company will not, and will not cause or permit any of its Subsidiaries to, directly or indirectly, make any Restricted Payment, or incur any obligation (contingent or otherwise) to do so, except that (i) any Subsidiary may make a Restricted Payment to the Company or any other Subsidiary, and (ii) any Subsidiary that is not a wholly-owned Subsidiary may make distributions to the holders of its Capital Stock on a pro rata basis to the extent such Subsidiary is contractually obligated to make such distribution or such Subsidiary has a fiduciary obligation to make such distribution and such distribution is made in compliance with Applicable Law.

**Events of Default and Remedies**

**Events of Default:**

An "Event of Default" shall exist if any of the following conditions or events shall occur and be continuing:

- (a) a default occurs in the payment of any principal on the Notes when due; or
- (b) a default occurs in the payment of interest or other amounts on the Notes (including Additional Amounts) in accordance with the terms of the Notes and the Indenture, and the non-payment continues for 30 calendar days from its scheduled due date; or
- (c) the Company fails to perform, or breaches, any term, covenant, agreement or obligation contained in the Indenture and such failure (other than any failure to make any payment contemplated in (a) and (b) above) is either incapable of remedy or continues for a period of 45 calendar days (inclusive of any time frame contained in any such term, covenant, agreement or obligation for compliance thereunder) after written notice of such failure has been received by the Company from the Trustee; or





- (d) any material provision of the Notes or the Indenture (a) shall cease to be in full force and effect or binding and enforceable against the Company (which has not been replaced by alternative provisions satisfactory to the Trustee within (or otherwise if such default continues for) a period of 30 days after the Trustee shall have given written notice thereof to the Company except for such provision, the invalidity, illegality or unenforceability of which could not, individually or in the aggregate, have a Material Adverse Effect), (b) shall cease to be admissible in evidence in the courts of Panama, or (c) it becomes unlawful for the Company to perform any material obligation under any of the Notes or this Indenture; or the Company shall contest the enforceability of any of the Notes or this Indenture; or the Company denies that it has liability under any of the Notes or this Indenture; or
- (e) Any of (i) the Concession Contract is suspended, revoked, terminated or amended in a manner that reasonably can be expected to have a Material Adverse Effect or ceases to be in full force and effect in any material respect, (ii) the Company receives written notice from the ASEP or any other applicable government or regulatory authority of Panama, that the Concession Contract will be suspended, revoked, terminated or amended in a manner that reasonably can be expected to have a Material Adverse Effect (each, a "Concession Action") and, with respect to (ii), the Company has not, within a period of 60 days thereafter, obtained a waiver, stay or injunction against of any such Concession Action, but only for as long as such waiver stay or injunction shall remain in effect; or
- (f) (i) the Company or any of its Material Subsidiaries is in default in the payment of any principal, premium, or interest in the amount on or in excess of \$1,000,000 (or its equivalent in the relevant currency of payment) beyond any period of grace, or (ii) the Company or any of its Material Subsidiaries is in default in the performance of or compliance with any term of Indebtedness with aggregate principal amount on or in excess of \$20,000,000 (or its equivalent in the relevant currency of payment) or of any mortgage, indenture or other agreement relating thereto or any other condition exists, and as a consequence such Indebtedness has become, or has been declared, due and payable before its stated maturity or before its regularly scheduled dates of payment; or
- (g) certain events involving bankruptcy or insolvency of the Company; or
- (h) certain events of nationalization, condemnation, expropriation, attachment or seizure of specified assets by the Panamanian Government, affecting the Company or any of its Material Subsidiaries; or
- (i) the Panamanian Government's suspension of payments on specified indebtedness; or
- (j) the destruction or irreparable damage of the electrical distribution facilities the Company operates and maintains, which is not covered by insurance, resulting in a Material Adverse Effect; or
- (k) a resolution is passed or adopted by the Company's board of directors, shareholders or a Panamanian governmental authority, or a judgment of a court of competent jurisdiction is made, for the dissolution and winding up of the Company or any of its Material Subsidiaries other than in connection with a merger, consolidation or amalgamation and any such winding up, dissolution or liquidation proceedings remain undismissed for 60 days; or
- (l) one or more final non-appealable judgments or decrees for the payment of money of US\$10,000,000 (or the equivalent thereof at the time of determination) or more in the aggregate are rendered against the Company or any Material Subsidiary and are not paid (whether in full or in installments in accordance with the terms of the judgment) or otherwise irrevocably discharged through insurance or payments by a third party.



**Holder's Rights upon Event of Default:**

Upon the occurrence of any Event of Default described in paragraphs (a), (b), (c), (e), (f), (h), (i), (j) and (l) above, the Holder or Holders of not less than 25% in principal amount of the Notes then Outstanding may declare all of the Notes to be immediately due and payable in an amount equal to par plus accrued Make-Whole Amount, if any.

Upon the occurrence of any Event of Default described in paragraph (d), (g) and (k) above, all the Notes shall be immediately due and payable in an amount equal to the outstanding principal amount plus any interest accrued thereon, plus the Make Whole Amount, if any (to the full extent permitted by applicable law).

Upon the Notes becoming immediately due and payable in accordance with an Event of Default described above the Company shall pay an amount equal to the sum of the principal amount of the Notes Outstanding, all accrued interest thereon, any Additional Amounts and the Make-Whole Amount as calculated by the Company and notified to the Trustee in writing.

The Makewhole Amount shall be defined as the difference (not to be less than zero) between: (a) the present value of the expected future cash flows from the Notes (minus any accrued interest) discounted at a rate equal to the then-current Treasury Note yield corresponding closest to the remaining weighted average life on the Notes calculated at the time of the prepayment plus 0.50% per annum, and (b) the principal amount Outstanding.

Holders of more than 50% of the unpaid principal amount may rescind acceleration in the case the Event of Default shall have been cured.

**Amendments:**

Any provisions of the Notes may be amended or waived with the written consent of the Majority of the Holders except that each Holder must consent in writing to any amendment or waiver which adversely affects the interest rate, maturity, prepayment or redemption provisions, or the percentage required to amend the Notes.

**Governing Law:**

State of New York.

**Fees and Expenses:**

The Company shall pay the reasonable fees and expenses of investors' special counsel, whether or not the financing is completed. Hogan Lovells US LLP is serving as investors' special counsel.



## Section 3

Summary historical financial data



## Summary historical financial data

The following summary historical financial data of the Company should be read together with, "Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations," "Selected Historical Financial Data," the Company's financial statements and the accompanying notes on file with the Superintendency of Capital Markets ([www.supervalores.gob.pa](http://www.supervalores.gob.pa)), the Panama Stock Exchange ([www.panabolsa.com](http://www.panabolsa.com)) and available on the Company's website ([www.ensa.com.pa](http://www.ensa.com.pa)).

### Summary financials and key metrics (2009 to present)

(in US\$ million)	1H 2012	FY 2011	FY 2010	FY 2009
<b>Income statement</b>				
<b>Total revenue</b>	<b>\$291.1</b>	<b>\$484.0</b>	<b>\$452.9</b>	<b>\$396.4</b>
Purchase of energy and net transmission charges	234.4	381.8	359.2	309.0
Total operating costs and expenses	26.4	51.8	50.0	50.5
<b>EBITDA</b>	<b>\$38.5</b>	<b>\$66.6</b>	<b>\$58.5</b>	<b>\$51.5</b>
Depreciation and amortization	8.2	16.2	14.8	14.5
Operating income	30.3	50.4	43.7	37.0
Interest expense	4.4	8.6	8.7	9.0
<b>Net income</b>	<b>\$19.0</b>	<b>\$30.4</b>	<b>\$25.5</b>	<b>\$20.9</b>
<b>Balance sheet</b>				
Cash and equivalents	\$4.1	\$3.4	\$22.0	\$5.9
PP&E, net	290.3	279.0	258.0	248.1
Total assets	436.9	395.2	356.5	351.3
Short-term debt	35.5	10.0	0.0	0.0
Long-term debt	119.4	119.3	119.3	119.3
<b>Total debt</b>	<b>\$154.9</b>	<b>\$129.3</b>	<b>\$119.3</b>	<b>\$119.3</b>
<b>Shareholders' equity</b>	<b>\$154.9</b>	<b>\$147.9</b>	<b>\$131.6</b>	<b>\$131.9</b>
<b>Total capitalization</b>	<b>\$309.7</b>	<b>\$277.3</b>	<b>\$250.9</b>	<b>\$251.1</b>
<b>Cash flow statement</b>				
Net cash from operations	\$7.1	\$23.4	\$66.5	\$39.5
Capital expenditures	19.8	38.3	24.8	21.5
<b>Key metrics</b>				
Realized rate of return <sup>(a)</sup>	18.9%	18.1%	16.9%	14.9%
EBITDA margin	13.2%	13.8%	12.9%	13.0%
Total debt / EBITDA	2.2x	1.9x	2.0x	2.3x
EBITDA / interest expense	8.8x	7.8x	6.7x	5.7x

### Reconciliation of EBITDA to net income

	1H 2012	FY 2011	FY 2010	FY 2009
Net Income	19.0	30.4	25.5	20.9
Total income tax	8.0	13.1	10.9	9.0
Interest expense & other income	3.4	6.9	7.3	7.0
Depreciation and amortization	8.2	16.2	14.8	14.5
<b>EBITDA</b>	<b>\$38.5</b>	<b>\$66.6</b>	<b>\$58.5</b>	<b>\$51.5</b>

(a) Realized rate of return defined as EBIT divided by PP&E, net.  
Source: Company information



## Section 4

Risk factors



## Risk factors

*You should carefully consider the risks and uncertainties described below and the other information in this offering memorandum before making an investment in the Notes. The risks described below are not the only ones facing the Company or investments in Panama in general. The Company's business, financial condition or results of operations could be materially adversely affected by any of these risks. There are a number of factors, including those described below, which may adversely affect our ability to make payment on the Notes. Additional risks not presently known to the Company or that we currently deem immaterial may also impair its business operations.*

### Risks Relating to Panama

#### **Panama's economic and political situation may adversely affect ENSA's financial results and its ability to repay the Notes**

All of the Company's operations and current customers are located in Panama. Accordingly, ENSA's financial condition and results of operations, including its ability to meet its obligations under the Notes, are substantially dependent on economic and political conditions prevailing from time to time in Panama. According to official Panamanian Government figures, Panama's GDP grew by 3.9% in 2009, 7.6% in 2010 and 10.6% in 2011.

The Panamanian economy is small and relatively undiversified, being largely focused on the service sector, a significant portion of which consists of businesses linked to Panama Canal activities, a large free trade zone, and an international banking center. Since the Company's operations are focused on the Panamanian domestic market, results of operations and financial condition are necessarily dependent on the local economy and the effect the economy has on customers. Due to the small size and limited focus of the Panamanian economy, adverse developments in Panama could have a more pronounced effect than would be the case if the developments occurred within the context of a larger, more diversified economy.

#### **ENSA may be adversely affected by future political crises in Panama**

Panama's economy has experienced different types of government and governmental policies. Prior to 1968, Panama generally had a constitutional democracy and a growing economy. In 1968, the military secured control over the government and military rule continued until 1987, when a political crisis erupted among the then ruling military dictator, General Manuel Antonio Noriega, civilian organizations, political parties and the business community, which had been agitating for a return to democratic rule. In December 1989, Mr. Noriega was deposed, largely as a result of U.S. military intervention, and Guillermo Endara, who had been elected by an overwhelming majority of Panama's population in a popular vote earlier in the year, was sworn in as President. Since the end of 1989, the Panamanian Government has maintained political and economic stability under successive democratically elected governments, and favorable relations with the U.S. have been fully restored. However, in view of the past instability of the Panamanian Government, there can be no assurance that the Company's operations would not be adversely affected in the event of any future political crisis in Panama.



### **The Company may be adversely affected by governmental policies**

The Panamanian Government has exercised, and continues to exercise, significant influence over the Panamanian economy through and among other means, its ownership of certain public utilities and other enterprises. The Panamanian Government also has had a significant impact on the economy through various statutory and other governmental initiatives, including enforcement of a rigid labor code, subsidies, tariff policies and price controls. Accordingly, the Panamanian Government's actions regarding the economy could have significant adverse effects on private sector entities in general and on us in particular. It is not possible to determine what effect such plans or actions or the implementation thereof will have on the Panamanian economy or on the Company's financial condition or results of operations.

### **Since the Panamanian monetary system is dependent on the U.S. dollar, any downturns in the U.S. economy may adversely affect us**

Since 1904, Panama has used the U.S. dollar as legal tender and its sole paper currency, using the Balboa only as coinage and as a unit of account with an exchange rate set at parity with the U.S. dollar. Panama's monetary system is unique in the emerging markets in that it is limited in its ability to conduct a stimulative monetary policy and can finance public sector deficits only through borrowing. Given the relationship of the Panamanian monetary system to the U.S. dollar and, indirectly, Panama's dependence on the U.S. economy, there can be no assurance that appreciation or depreciation of the U.S. dollar against other Euro covered currencies or the existence of sustained higher levels of inflation in the U.S. economy (and the resultant effect on the value of the U.S. dollar) or increases or decreases in interest rates in the U.S. will not adversely affect the Panamanian monetary system.

### **Adverse political and economic conditions in other Latin American countries may adversely affect ENSA**

From time to time, the economies of other Latin American countries, particularly those in Central America, Brazil, Mexico and Argentina, have suffered from high rates of inflation, currency devaluation and/or other developments that have had an adverse effect not only on their economies but also on the economies of other countries in the region. Although all of the Company's activities are concentrated in Panama, it may still be affected by adverse developments in other Latin American economies.

### **Risks Relating to the Company's business**

#### **Termination of the Concession Contract without renewal could impair ENSA's ability to repay its indebtedness**

ENSA operates its distribution network pursuant to a Concession Contract with the Panamanian Government. This Concession Contract expires in October 2013. The Panamanian Government may elect to allow the Concession Contract to expire without renewal.



**ENSA may be adversely affected by the application and interpretation of regulations that could affect its revenues**

As an electricity distribution company, ENSA is subject to extensive regulation by the Panamanian Government through the ASEP. Accordingly, the results of operations depend upon the applicable regulatory framework and its interpretation by the ASEP. The regulatory framework governing electric utility businesses was implemented in 1997. ENSA is generally required to obtain and comply with a wide variety of licenses, permits and other approvals in order to operate our facilities. Currently, the Company is in compliance with existing regulations, but may incur additional costs as a result of its compliance with future requirements. If ENSA fails to comply with these regulations, the Company could be subject to penalties such as the imposition of liens or fines without any attendant criminal or civil liability, the termination of the Concession Contract and the exercise of the performance bond granted to the Panamanian Government under ENSA's Concession Contract. In addition, existing regulations may be revised or reinterpreted, new laws and regulations may be adopted or become applicable to ENSA or its facilities, and future changes in laws and regulations including changes to rules and regulations with respect to transmission charges and price regulations for distributors may have a detrimental effect on the Company's business and financial results.

**Substantial rate increases for customers, or a failure by the Panamanian Government to continue to provide subsidy payments to the Company for required rate increases that the Company is not allowed to pass along to its customers, could adversely affect ENSA's business, liquidity and profitability**

For the past several years and through the most recent tariff adjustment period which will end June 30, 2014, increases in electricity distribution companies' rates charged to customers through the rate adjustment process, which is required under the regulatory structure for the electricity industry, were not fully passed through but were partially passed through to customers in the form of tariff increases with the remaining amount subsidized by the Panamanian Government. The Panamanian Government's failure to provide subsidy payments to ENSA for required rate increases that it is not allowed to pass on to customers would result in us not fully recovering certain increased costs as permitted by existing regulations. In addition, a decision by the Panamanian Government to pass future substantial rate increases entirely through to customers may result in the inability of some customers to make required payments. Either of these events could adversely affect the Company's ability to pay electricity generators and negatively impact the Company's business, liquidity and profitability and may affect its ability to meet its obligations under the Notes.





## **The Company's business performance may be affected by the nature of its response to various operating risks typically faced by electricity distribution companies**

ENSA faces a number of operating risks applicable to electricity distribution companies including:

- periodic service disruptions and variations in power quality in our electricity distribution network, which may result in significant revenue loss and potential liabilities to third parties;
- fluctuations in aggregate consumer demand for electricity in line with prevailing economic conditions, which could result in decreased revenues;
- the inability of electricity generation licensees to generate sufficient electricity for transmission to ENSA, and in turn for distribution by ENSA to its customers, which would affect the availability of electricity supply over our electricity distribution networks;
- failures and faults in the electricity transmission system in Panama or in the electricity generation facilities of electricity generation companies in Panama, neither of which the Company controls;
- system failure affecting our information technology systems or those of other electricity industry participants, which could result in loss of certain operational capacities or critical data;
- environmental costs and liabilities arising from our operations, which may be difficult to quantify and could affect results of operations;
- certain levels of energy loss, whether arising from technical reasons inherent in the normal operation of electricity distribution systems or arising from non technical reasons (such as theft, fraud and inaccurate billing), which results in lost revenues

As ENSA engages only in the electricity distribution business, results of operations may also be exposed to a greater degree of fluctuation as compared to electricity companies that have more diversified operations, such as those that vertically integrate electricity generation, transmissions and distribution.

### **Failure of transmission lines owned by ETESA may adversely affect the Company's operating results**

Damage to either the connection line linking ENSA to Panama's national interconnected electricity system, or the National Interconnected System, or to the National Interconnected System itself, could prevent the Company from receiving electricity it has contracted to purchase. A failure to deliver electricity to regulated customers could result in the imposition of certain penalties and would affect financial results.

### **ENSA is subject to environmental and health and safety laws and regulations**

ENSA is subject to a broad range of environmental, health and safety laws and regulations in Panama which expose it to the risk of substantial costs and liabilities. These laws and regulations relate to, among other things, limits on emissions, water and air quality, noise, the forest habitat, minimizing risks to the environment while maintaining the quality, safety and efficiency of the electricity sector and the use and handling of hazardous materials and waste disposal practices. In July 1998, the Panamanian Government enacted environmental legislation creating an environmental protection agency (ANAM) and imposing new environmental standards affecting our operations with which we believe we are in compliance. Failure to comply with applicable environmental standards, stricter laws and regulations, or stricter interpretation of existing laws or regulations, may impose new liabilities, resulting in the need for additional investments or adversely impact our ability to complete future projects. This may adversely affect the Company's business, financial condition and results of operations in the future.



### **Property may be damaged and our business interrupted or impaired by the occurrence of a natural disaster**

Although ENSA builds its electricity infrastructures to withstand natural forces, and the Company has adopted procedures to follow in the event of a natural disaster, a natural disaster could severely impact physical assets or cause an interruption in the Company's ability to deliver electricity. Although ENSA maintains an "all risk" insurance policy covering physical damage and business interruption, there can be no assurance that the scope of damages suffered by the Company in the event of a natural disaster would not exceed the policy limits of the insurance. In addition, the effects of a natural disaster on Panama's economy could be severe and prolonged, leading to a decline in demand for the electricity services. The occurrence of a natural disaster, particularly one that causes damages in excess of insurance policy limits, could have a material adverse effect on our business, financial condition and results of operations.

### **Labor relations could affect the business**

As of June 30, 2012, ENSA employed 470 people, 300 of which are represented by the Sindicato de Trabajo de la Industria Eléctrica y Similares de la República de Panamá, or the Electricity Industry Labor Union, a national labor union representing electricity industry workers. Under applicable labor regulations, utility workers are not allowed to engage in work stoppages or strikes that affect the delivery of utilities services. However, if employees were to engage in strikes or other work stoppages, including sabotage, the Company could experience a significant disruption of our operations and higher ongoing labor costs, which could have an adverse effect on its business, financial position or results of operations.

### **Risks Related to the Notes**

#### **The Notes may not be freely transferred in the U.S.**

The notes have not been registered in the U.S., and will not be registered in the U.S., under the Securities Act or any other applicable U.S. securities laws. Rather, the offering of the Notes in the U.S. will be made pursuant to exemptions from, and in transactions not subject to, the registration provisions of the Securities Act and from state securities laws that limit who may own the Notes. Accordingly, the Notes are subject to certain restrictions on resale and other transfer thereof in the U.S. Consequently, a holder of Notes and an owner of beneficial interests in those Notes must be able to bear the economic risk of their investment in the Notes for the term of the Notes.

#### **The Company's obligations under the Notes are subordinated to our payment of certain statutory liabilities**

The Notes will be direct unsecured unsubordinated obligations. Under Panamanian law, such unsecured obligations are subordinated to certain statutory preferences. In the event of bankruptcy, insolvency or liquidation, such statutory preferences, such as claims for salaries, wages and credits guaranteed over assets (but up to the value of such assets), social security contributions, taxes, court fees and expenses, will have preference over any other unsecured claims, including the claims by any investor in respect of the Notes.



**The Company is controlled by its controlling shareholders, which have the power to take unilateral action and may have conflicts of interest with ENSA or you in the future**

The Panamanian Government beneficially owns approximately 48.25% of the Company's common stock and Empresas Publicas de Medellin E.S.P. ("EPM") owns 100% of the shares of PDG, which owns 51% of the Company's common stock. As a result, these controlling shareholders control the Company's affairs and policies and its decision to enter into any corporate transaction that requires approval of equity holders. Circumstances may occur in which the interests of the Company's controlling shareholders conflict with the interests of the holders of the Notes. In addition, the Company's controlling shareholders may have an interest in pursuing acquisitions, divestitures or other transactions that, in their judgment, could enhance their equity investment in the Company, even though such transactions might involve risks to holders of the Notes.

**Other risks**

ENSA may also be affected by certain market risks including those described in this offering memorandum, which relate to liquidity, interest rates, regulatory tariff resets, customer credit and inflation.



## Section 5

Use of proceeds



## Use of proceeds

### Use of proceeds

The proceeds received by the Company from the offering of the Notes are estimated to be approximately \$80.0 million.

The company expects to pay approximately \$635,000 of total expenses associated with the transaction, broken out as follows:

- \$280,000 for placement fees (0.35% of total proceeds received)
- \$280,000 for legal fees
- \$25,000 for translation fees
- \$50,000 for marketing and other related costs

The Company intends to use the net proceeds of the offering (i) to pay the expenses of the offering of the Notes described herein and (ii) to finance capital expenditures authorized by the Panamanian regulator. \$160 million of new investments have been approved by the Panamanian regulator to be spread across fiscal years 2010, 2011, 2012, 2013 and 2014. The Company will utilize proceeds from the offering of the Notes to fund approximately half of this authorized investment. The remaining \$80 million will be self-funded through cash generated by the business.

ENSA's current outstanding long-term indebtedness as of June 30, 2012, totaled an aggregate principal amount of \$119.4 million senior notes.

ENSA's current outstanding short-term indebtedness as of June 30, 2012, totaled an aggregate principal amount of US\$35.5 million, of which \$10.0 million are borrowings under ENSA's short-term credit facility between the Company and HSBC Bank (Panama), S.A., bearing an interest rate of one to six month's LIBOR plus 2.5%, or the HSBC Credit Facility, and US\$25.5 million are borrowings under the short term credit facility between ENSA and Banco Nacional de Panamá, S.A., bearing an interest rate of six month's LIBOR plus 2.0%, or the Banco Nacional Credit Facility.



## Section 6

Capitalization



## Capitalization

The Following table sets forth ENSA's short term debt, long term debt and shareholder's equity at June 30, 2012, as adjusted to give effect to the issuance of the Notes offered hereby and to application of the proceeds from the sale of the Notes, as if the issuance of the Notes and the application of the proceeds had occurred on June 30, 2012. Other than giving effect to the application of the proceeds as described herein, there has been no material change in the Company's capitalization since June 30, 2012. See "Use of Proceeds." For additional information, see the Company's financial statements and notes on file with the Superintendency of Capital Markets ([www.supervalores.gob.pa](http://www.supervalores.gob.pa)), the Panama Stock Exchange ([www.panabolsa.com](http://www.panabolsa.com)) and available on the Company's website ([www.ensa.com.pa](http://www.ensa.com.pa)).

**Pro forma capitalization table**

(in US\$ million)	Balance sheet as of 6/30/2012	Adjustments	Pro forma capitalization
<b>Cash and cash equivalents</b>	<b>\$4.1</b>	<b>\$44.5</b>	<b>\$48.6</b>
<b>Short term debt<sup>(a)</sup></b>	<b>\$35.5</b>	<b>(\$35.5)</b>	<b>\$0.0</b>
Senior notes due 2021, net of discount <sup>(b)</sup>	99.3		99.3
Corporate bonds due 2018 <sup>(c)</sup>	20.0		20.0
Senior notes due 2027 <sup>(d)</sup>	0.0	80.0	80.0
<b>Total long-term debt</b>	<b>\$119.3</b>		<b>\$199.3</b>
<b>Total debt</b>	<b>\$154.8</b>		<b>\$199.3</b>
<b>Stockholder's equity</b>	<b>\$154.9</b>		<b>\$154.9</b>
<b>Total capitalization</b>	<b>\$309.7</b>		<b>\$354.2</b>
<b>Total debt</b>	<b>\$154.8</b>		<b>\$199.3</b>
<b>LTM EBITDA</b>	<b>\$71.8</b>		<b>\$71.8</b>
<b>Total Debt / EBITDA</b>	<b>2.2x</b>		<b>2.8x</b>

(a) Represents the principal amount outstanding under our short term credit facilities, of which US\$10.0 million are borrowings under the HSBC Credit Facility and US\$25.5 million are borrowings under our Banco Nacional de Panama Credit Facility. Following this offering we will repay the outstanding short-term debt with HSBC and Banco Nacional de Panama.

(b) Represents the 2006 Senior Notes issuance of US\$100 million, at a fixed rate of 7.60%, due in July 2021.

(c) Represents the local 2008 Corporate Bond of US\$20.0 million, at a floating rate of LIBOR 3 months + 2.375%, due in October 2018.

(d) Reflects the issuance of US\$80.0 million of the Notes.

Source: Company information



## Section 7

Selected historical financial data





## Selected historical financial data

The following selected historical financial data of the Company has been derived from, and should be read together with, "Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations," the Company's financial statements and the accompanying notes on file with the Superintendency of Capital Markets ([www.supervalores.gob.pa](http://www.supervalores.gob.pa)), the Panama Stock Exchange ([www.panabolsa.com](http://www.panabolsa.com)) and available on the Company's website ([www.ensa.com.pa](http://www.ensa.com.pa)).

### Income statement

(in US\$ million)	1H 2012	FY 2011	FY 2010	FY 2009
<b>Revenues</b>				
Energy sales	285.9	474.4	443.9	389.2
Other revenues	5.2	9.6	9.0	7.2
<b>Total revenues</b>	<b>\$291.1</b>	<b>\$484.0</b>	<b>\$452.9</b>	<b>\$396.4</b>
Purchase of energy and net transmission charges	234.4	381.8	359.2	309.0
<b>Gross margin on distribution</b>	<b>\$56.8</b>	<b>\$102.2</b>	<b>\$93.7</b>	<b>\$87.4</b>
<b>Operating expenses</b>				
Wages and other personnel-related expenses	4.4	8.7	8.6	8.8
Seniority provision and severance pay	0.2	0.3	0.6	0.4
Allowance for uncollectible accounts, net of recoveries	0.4	1.1	1.0	2.5
Repair and maintenance	1.7	2.9	2.9	2.9
Professional services	6.7	13.7	12.5	10.6
Depreciation and amortization	8.2	16.2	14.8	14.5
Management fee	0.0	0.0	0.0	2.1
Administrative and other	4.6	8.9	9.3	8.3
Loss of disposal of fixed assets	0.2	0.1	0.3	0.3
<b>Total operating expenses</b>	<b>\$26.4</b>	<b>\$51.8</b>	<b>\$50.0</b>	<b>\$50.5</b>
<b>Operating income</b>	<b>\$30.3</b>	<b>\$50.4</b>	<b>\$43.7</b>	<b>\$37.0</b>
<b>Other income (expenses)</b>				
Other income	0.5	0.5	0.4	0.6
Interest income	0.5	1.1	1.1	1.3
Interest expense	(4.4)	(8.6)	(8.7)	(9.0)
<b>Total other income</b>	<b>(\$3.4)</b>	<b>(\$6.9)</b>	<b>(\$7.3)</b>	<b>(\$7.0)</b>
<b>Income before income tax</b>	<b>\$27.0</b>	<b>\$43.5</b>	<b>\$36.4</b>	<b>\$29.9</b>
<b>Income tax</b>				
Current	14.9	5.4	16.2	6.2
Deferred	(6.9)	7.7	(5.3)	2.8
Total income tax	8.0	13.1	10.9	9.0
<b>Net income</b>	<b>\$19.0</b>	<b>\$30.4</b>	<b>\$25.5</b>	<b>\$20.9</b>

### Reconciliation of EBITDA to net income

	1H 2012	FY 2011	FY 2010	FY 2009
Net Income	19.0	30.4	25.5	20.9
Total income tax	8.0	13.1	10.9	9.0
Interest expense & other income	3.4	6.9	7.3	7.0
Depreciation and amortization	8.2	16.2	14.8	14.5
<b>EBITDA</b>	<b>\$38.5</b>	<b>\$66.6</b>	<b>\$58.5</b>	<b>\$51.5</b>

Source: Company information



## Balance sheet

(in US\$ million)	1H 2012	FY 2011	FY 2010	FY 2009
<b>Assets</b>				
<b>Current assets</b>				
Cash and cash equivalents	\$4.1	3.4	22.0	5.9
Accounts receivable				
Trade and other	118.0	68.5	58.3	62.3
Regulatory assets	0.0	23.4	0.0	0.0
Fuel component adjustment	0.0	0.0	0.0	15.8
Others, net	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Accounts receivable, net</b>	<b>\$118.0</b>	<b>\$91.9</b>	<b>\$58.3</b>	<b>\$78.1</b>
Inventory	11.6	8.0	5.6	4.3
Prepaid income tax	0.0	0.0	0.0	2.8
Deferred income tax	0.7	0.0	1.6	0.0
Other current assets	1.0	1.5	0.4	1.2
<b>Total current assets</b>	<b>\$135.4</b>	<b>104.7</b>	<b>87.9</b>	<b>92.2</b>
<b>Property, plant, and equipment, net</b>	<b>\$290.3</b>	<b>279.0</b>	<b>258.0</b>	<b>248.1</b>
<b>Other assets</b>				
Debt issuance costs	2.2	2.3	2.4	2.6
Severance fund	1.9	1.8	1.5	1.4
Security deposits on facilities	0.1	0.1	0.1	0.1
Intangibles, net	6.5	6.3	5.7	6.2
Parts and spare parts	0.4	0.9	0.7	0.8
<b>Total other assets</b>	<b>11.2</b>	<b>11.5</b>	<b>10.6</b>	<b>11.0</b>
<b>Total assets</b>	<b>\$436.9</b>	<b>\$395.2</b>	<b>\$356.5</b>	<b>\$351.3</b>
<b>Liabilities</b>				
<b>Current liabilities</b>				
Accounts payable				
Generation and transmission	60.9	65.1	56.1	60.2
Suppliers	23.0	18.0	11.0	8.9
Construction contracts	11.7	10.0	8.5	8.7
Regulatory liabilities	1.6	0.0	1.9	0.0
Advance on tariffs subsidy	0.0	0.0	0.0	0.0
Others	0.0	0.0	0.0	0.4
Income tax payable	12.9	1.1	10.2	0.0
Deferred income tax	0.0	6.2	0.0	3.7
Customers' deposits	1.7	1.6	1.6	1.4
Withholding taxes	0.3	0.4	0.3	0.4
<b>Total accounts payable</b>	<b>\$112.1</b>	<b>\$102.3</b>	<b>\$89.7</b>	<b>\$83.8</b>
Short term debt	35.5	10.0	0.0	0.0
Interest payable on debt	3.7	3.7	3.7	3.7
Accrued expenses	2.0	2.2	1.8	1.7
<b>Total current liabilities</b>	<b>\$153.3</b>	<b>\$118.2</b>	<b>\$95.1</b>	<b>\$89.2</b>
<b>Long term debt</b>	<b>\$119.4</b>	<b>\$119.3</b>	<b>\$119.3</b>	<b>\$119.3</b>
<b>Customer deposits and other liabilities</b>				
Deferred income tax	2.6	2.7	2.8	2.7
Customers' deposits	4.5	4.7	5.1	5.6
Provision for contingencies	0.1	0.1	0.2	0.2
Other accrued liabilities	2.3	2.3	2.4	2.5
<b>Total liabilities</b>	<b>\$282.0</b>	<b>\$247.3</b>	<b>\$224.9</b>	<b>\$219.5</b>
<b>Stockholders' equity</b>				
Authorized and issued common stock 50,000,000 shares				
Without par value; 160,031 stock in treasury	106.1	106.1	106.1	106.1
Retained earnings	48.8	41.8	25.5	25.8
<b>Total stockholders' equity</b>	<b>\$154.9</b>	<b>\$147.9</b>	<b>\$131.6</b>	<b>\$131.9</b>

Source: Company information



## Statement of cash flows

(in US\$ million)	<u>1H 2012</u>	<u>FY 2011</u>	<u>FY 2010</u>	<u>FY 2009</u>
<b>Cash flow from operational activities</b>				
<b>Net Income</b>	<b>\$19.0</b>	<b>\$30.4</b>	<b>\$25.5</b>	<b>\$20.9</b>
Adjustments to reconcile net income to net cash:				
Provided by operating activities				
Depreciation and amortization	8.2	16.2	14.8	14.5
Loss on disposal of fixed assets	0.2	0.1	0.3	0.3
Provision for doubtful accounts, net of recovery	0.4	1.1	1.0	2.5
Discount amortization on bonds payable	0.0	0.0	0.0	0.0
Amortization of debt issuance costs	0.1	0.2	0.2	0.1
Provision for severance payment, net of contributions to severance fund	0.1	(0.0)	0.1	(0.1)
Deferred income tax	(6.9)	7.7	(5.3)	2.8
Fuel component adjustment	0.0	(25.3)	17.7	(10.0)
Regulatory asset (liability)	25.1	0.0	0.0	0.0
Net changes in operating assets and liabilities:				
Accounts receivable	(49.9)	(11.4)	3.0	2.5
Inventory	(3.6)	(2.3)	(1.4)	1.3
Other assets	0.9	(1.2)	0.8	(0.3)
Accounts payable - trade and other liabilities	2.0	17.2	(3.1)	11.7
Income tax	11.7	(9.1)	13.0	(6.7)
Complementary dividend tax	0.0	0.0	0.0	0.0
Seniority premium	(0.1)	(0.1)	(0.2)	(0.1)
<b>Net cash provided by operating activities</b>	<b>\$7.1</b>	<b>\$23.4</b>	<b>\$66.5</b>	<b>\$39.5</b>
<b>Cash flows from investing activities</b>				
Capital expenditures	0.0	(38.3)	(24.8)	(21.5)
Acquisition of fixed assets	(19.8)	0.0	0.0	0.0
Proceeds from the sale of fixed assets	(0.1)	0.5	0.2	0.2
<b>Net cash used in investing activities</b>	<b>(\$19.9)</b>	<b>(\$37.9)</b>	<b>(\$24.6)</b>	<b>(\$21.4)</b>
<b>Cash flow from financing activities</b>				
Proceeds from long-term debt	0.0	0.0	0.0	0.0
(Repayment) proceeds from short-term debt	25.5	10.0	0.0	(25.0)
Debt issuance costs	0.0	0.0	0.0	0.0
Accredited complementary dividend tax	0.5	0.5	0.9	0.5
Complementary dividend tax paid	(0.5)	(1.2)	(0.5)	(0.9)
Dividends paid	(12.0)	(13.5)	(26.2)	(12.3)
<b>Net cash used in financing activities</b>	<b>\$13.5</b>	<b>(\$4.1)</b>	<b>(\$25.8)</b>	<b>(\$37.6)</b>
<b>Cash and cash equivalents</b>				
Net increase (decrease) in cash	0.7	(18.6)	16.1	(19.5)
Cash at the beginning of the year	3.4	22.0	5.9	25.4
<b>Cash at the end of the year</b>	<b>\$4.1</b>	<b>\$3.4</b>	<b>\$22.0</b>	<b>\$5.9</b>
<b>Supplemental disclosure of cash flows</b>				
Cash paid during the year:				
Interest, net of amounts capitalized	4.2	8.2	8.4	8.8
Income tax	3.2	14.5	3.2	12.8

Source: Company information



## Section 8

Management's discussion and analysis of financial condition and results of operations



# Management's discussion and analysis of financial condition and results of operations

*The following discussion should be read in conjunction with our historical financial statements and the notes thereto on file with the Superintendency of Capital Markets ([www.supervalores.gob.pa](http://www.supervalores.gob.pa)), the Panama Stock Exchange ([www.panabolsa.com](http://www.panabolsa.com)) and available on the Company's website ([www.ensa.com.pa](http://www.ensa.com.pa)). The following discussion includes certain forward-looking statements. For a discussion of important factors, including the continuing development of our business, actions of regulatory authorities and competitors and other factors which could cause actual results to differ materially from the results referred to in the forward-looking statements, see "Notice from the Placement Agent" and "Risk Factors."*

## General

The discussion and analysis of our financial condition and results of operations have been organized to present the following:

- a brief overview and the principal factors that influence our results of operations, financial condition and liquidity
- a review of our critical accounting policies
- a discussion of the principal macroeconomic factors that influence our results of operations
- a discussion of our results of operations for the years ended December 31, 2011, 2010 and 2009, as well as for the six months ended June 30, 2012 and 2011
- a discussion of our liquidity and capital resources as of December 31, 2011 and June 30, 2012, the cash flows for the years ended December 31, 2011, 2010 and 2009 as well as for the six months ended June 30, 2012 and 2011, and our material short-term and long-term indebtedness for the six months ended June 30, 2012
- a discussion of our capital expenditures and contractual commitments
- a discussion of our risk management policies

## Overview

We are the second largest electricity distribution company in Panama in terms of electricity volume distributed, number of customers and area served. We hold an exclusive concession to operate the electricity distribution network in the northern and eastern part of Panama, including the eastern part of Panama City, the port city of Colón and the Gulf of Panama. As of December 31, 2011, we had a market share of approximately 43% of the customers and approximately 41% of total energy sales in Panama. For the six months ended June 30, 2012, we had total energy sales of 1,458 GWh billed to 365,355 customers.



Our results of operations, financial condition and liquidity have been influenced and will continue to be influenced by a variety of factors, including:

- the growth rate of our customers, the Panamanian GDP and demographic trends in Panama, all of which affect the demand for and usage of electricity and consequently, the amount of electricity that we sell
- the periodic re-setting of the VAD component of our regulated tariffs, both the initial reset in July 2010 and the expected reset in July 2014, which directly affects our gross margin and earnings
- our ability to fully recover from our customers or, as has been the case in recent years, the Panamanian Government, the fuel component adjustment within our regulated tariffs
- our level of electricity losses, including technical losses during the transmission and transformation process and non-technical losses, resulting from theft, fraud or inaccurate billing
- the ongoing costs of our quality of service improvements
- our ability to generate cash flows from operations through sales of electricity
- the timing of the recovery of our cost of electricity through increases in the electricity tariffs approved by the ASEP and payments received in respect of fuel adjustments, which affects our cash flows from operations
- our capital expenditure requirements, which consist primarily of maintenance, compliance with reliability, quality of supply and customer service standards, the extension of our distribution systems and upgrades of our information systems

### **Critical accounting policies**

The accounting policies described below are significant to our business operations and the understanding of our results of operations, financial condition and liquidity. A critical accounting policy is one that is both important to the presentation of our financial condition and results of operations and requires management to make difficult, subjective or complex accounting estimates and assumptions. By their nature, these judgments are subject to an inherent degree of uncertainty. These judgments are based on our historical experience, our observance of trends in the industry, information with respect to our consumers, terms of existing contracts, and information available from other independent sources, as appropriate. There can be no assurance that our judgments will prove correct or that actual results reported in future periods will not differ from our expectations reflected in our accounting treatment of certain items.

We believe that the following accounting policies involve the application of critical accounting estimates. In order to provide an understanding about how we form our judgments and estimates about certain future events, including the variables and assumptions underlying the estimates of those judgments to different variables and conditions, we have included comments related to the following critical accounting policies under U.S. GAAP. For a more complete summary of our significant accounting policies, see our financial statements.



## **Electric utility regulation**

We are subject to regulation by the ASEP. This agency regulates and makes the final determination regarding the tariffs we charge to our customers. We also maintain our accounts in accordance with the Uniform System of Accounts prescribed for electric utilities by the ASEP. As a result, we are subject to the provisions of ASC 980, "Regulated Operations", which requires the financial statements to reflect the effects of tariff regulation. Through the tariff-making process, the regulators may require the inclusion of costs or revenues in periods different than when they would be recognized by a non-regulated company. This treatment may result in the deferral of expenses and the recording of related regulatory assets based on anticipated future recovery through tariffs or the deferral of gains or creation of liabilities and the recording of related regulatory liabilities. The application of ASC 980 has a further effect on our financial statements as a result of the estimates of allowable costs used in the tariff-making process. These estimates may differ from those actually incurred by us.

## **Fuel component adjustment**

The regulated system under which we operate provides that any excess or shortfall between the estimated energy costs reflected in the applicable tariff and the actual costs incurred be included as a compensation adjustment to be recovered or refunded in the next tariff revision period. Accordingly, any excess in energy costs that was charged to our regulated customers results in a reduction of the tariff to be recovered from our regulated customers during the next tariff revision period. Alternatively, where there is a deficiency in energy cost charged to customers, a tariff increase will occur in the next tariff revision from customers. Any excess in energy costs charged to customers is accrued in the accounts payable on the balance sheet and leads to a reduction in the next tariff revision to be applied to our customers. Alternatively, any deficit in energy cost charged to customers is accrued in the account receivable on the balance sheet and leads to an increase in the next tariff revision to be recovered from our customers. There is no fuel component adjustment with respect to our unregulated customers, as they only pay us a distribution tariff. This methodology operates to pass through to our regulated customers the associated costs related to the increase or decrease in the fuel component index that is found in our thermal power purchase agreements and the purchases in the spot markets. The refund or recovery of these differentials occurs over the tariff revision period.

## **Unbilled energy revenues**

Our revenues related to the distribution of electricity are generally recorded when energy is consumed by our customers. However, the determination of energy actually distributed to individual customers is based on the reading of their meters, which is performed on a systematic (reading cycles) basis throughout the month. At the end of each month, amounts of energy delivered to customers since the date of the last meter reading are estimated and the corresponding unbilled revenue is calculated. Unbilled electricity delivered revenue is estimated based on the daily average energy consumption and applicable tariff rates for our customers. As additional information about our customers becomes available, or actual amounts of electricity are determinable, the calculated estimates are revised monthly. Consequently, our operating results can be affected by revisions to our prior accounting estimates.



## **Impairment of long-lived assets**

We are required to periodically evaluate our long-lived assets, such as our substations, our underground conductors and ducts, our overhead conductors and accessories, our electric transformers, as well as our poles, towers, accessories, and other fixed assets, for impairment in accordance with the “Impairment or Disposal of Long-Lived Assets” Subsection of Section 360-10-35, “Subsequent Measurement” on Property, Plant and Equipment. According with this standard the Company has to determine whether any events or circumstances indicate that the carrying amount of the assets may not be recoverable. Examples of such events include a significant decrease in the market price, a significant adverse change in the manner an asset is being used or its physical condition and an accumulation of cost significantly in excess of the amount originally expected for the construction or acquisition of an asset, among others. An impairment loss shall only be recognized if the carrying amount of an asset is not recoverable and exceeds its fair value. The carrying amount is considered not recoverable if the carrying amount exceeds the sum of the undiscounted future cash flows expected to result from the use and eventual disposition of the asset.

Therefore, when a triggered event occurs as defined in section 360-10-35, we are required to estimate the undiscounted future cash flows associated with a long-lived asset or group of long-lived assets. This necessarily involves judgment surrounding the inherent uncertainty of future cash flows. If we determine that the undiscounted cash flows from an asset to be held and used are less than the carrying amount of the asset, we must estimate the fair value to determine the amount of any impairment loss. The estimate of fair value under section 360-10-35 also involves management’s judgment. We may consider prices of similar assets or employ valuation techniques, such as using a single interest rate that is commensurate with the risk involved with the investment to discount the estimated future cash flows associated with the asset. The use of this method involves the same inherent uncertainty of future cash flows as discussed above with respect to undiscounted cash flows. As of June 30, 2012, no asset impairments were recorded.

## **Contingencies**

We are involved in several legal proceedings and our management has been required to assess the magnitude of each individual case and we provide an estimate of potential damages in the cases where there is a reasonably likelihood that we will be affected. Our pending legal matters are reviewed on a quarterly basis and any provision we make is adjusted, depending on the specific developments or changes in each case. Our legal department, in conjunction with our external legal counsel, submits a status report which serves as the basis for calculating the provision. Based on our consultation with our legal counsel, the liability, if any, under these proceedings would not have a material adverse effect on our overall financial condition, results of operations or cash flows.

## **Principal factors affecting the results of operations**

A number of principal factors affected our financial performance during fiscal years 2011, 2010 and 2009 and for the first half of fiscal 2012. These factors continue to affect our results of operations and financial performance and are discussed below.





## **Growth of Panama's GDP, our Customer Base and Demand for Electricity**

Sales of electricity in Panama represented approximately all of our revenue in 2009, 2010 and 2011 and for the first half of fiscal 2012. The remainder of our revenue for these periods included income received from wheeling charges, pole rentals to third party commercial enterprises, connection and reconnection charges and electrical infrastructure contributions from real estate developers. As a Panamanian company with all of our assets and operations in Panama, we are significantly impacted by economic conditions in Panama. Our results of operations and financial condition have been, and will continue to be, affected by the growth rate of GDP in Panama because the levels of use of electricity by our customers is correlated to the level of economic activity in Panama as well as the demands of our customer base.

The actual amount of electricity distributed across our distribution network, in combination with the tariffs charged by us, significantly determines the amount of revenues that we earn. However, the volume of electricity distributed over our network is essentially a function of market demand for and usage of electricity by our customers within our concession area, and our ability to affect such demand is quite limited. Changes in demand for electricity are driven largely by general factors outside of our control, including changes in the level of economic activity in Panama, changes in the level of usage of electricity by our customers, our provision of electricity to new distribution customers and changes in the nature and mix of economic activity and industries in Panama. The level of utilization of our distribution network, and therefore the revenue we derive from our distribution network, varies from period to period in response to variations in such general factors. Electricity demand in Panama does not vary significantly on a seasonal basis.

We added approximately 9,214; 5,209; 11,138 and 4,874 additional customers in years 2009, 2010, 2011 and the first half of 2012 respectively. Real GDP in Panama grew at a compound average rate of 8.8% from 2006 through 2011. GDP in Panama increased by 3.9% in 2009, 7.6% in 2010 and 10.6% in 2011 according to the General Comptroller Office of Panama or GCO (Contraloría General de la República). Overall consumption in Panama of electricity increased by 5.1% in 2009, 8.6% in 2010 and 5.9% in 2011. Our customers' consumption of electricity increased 4.6% in 2009, 8.8% in 2010 and 5.4% in 2011. The increase in electricity consumption from 2009 through 2011 was primarily due to an increase in the residential consumption and economic growth in the commercial sector in Panama.

Panamanian GDP has grown due to increased activities in the Colón Free Zone, construction and financial services sectors, ports, shipping and related canal operations; we anticipate that this growth will continue in the future. We believe that economic growth in Panama will positively impact our future revenues and results of operations. However, lack of growth or a recession in Panama will likely reduce our future revenue and is likely to have a negative impact on our results of operations.

### **Regulatory Tariff (VAD) Resets**

Our revenues are dependent on our tariff structure, which establishes the rates we charge our regulated customers for distributing and selling electricity across our distribution network. The ASEP establishes the distribution tariff, or VAD, that we may charge our customers. The VAD rates are set at a level to allow distribution companies to generate sufficient revenues to cover efficient investments, operating, maintenance, administrative and commercial expenses (including metering, billing and customer service), a standard level of loss and a reasonable return on invested capital. Due to our regulated tariff structure, our ability to generate revenue is effectively limited by these maximum tariff rates.



Every four years, the VAD component of our tariff rate is reset. The current VAD tariffs will remain in effect until June 30, 2014. The new formulas for the VAD tariff reset period will become effective July 1, 2014 and remain in place for a four-year period. The proper setting of the VAD is central to our business because the VAD sets a ceiling for the revenues we can generate from the distribution network.

During the first four-year regulatory period after privatization (between July 1998 and June 2002), the ASEP underestimated certain key components to the tariff calculations, such as operating and maintenance expenses, standard level of losses and depreciation, our base assets and a level of investment for the four-years period to which we applied the permitted rate of return. Due to these low estimates, during the first rate period, we were not able to generate revenues that completely covered our level of investment and improvements to our distribution network. These low estimates were corrected by the ASEP in connection with the VAD rate reset on July 1, 2002, and contributed to the noticeable difference in our results of operations from the first four-years rate period and the second four-year rate period since July 2002.

The distribution and commercial components of the VAD are adjusted every six months to reflect changes in the consumer price index of the GCO, or CPI.

### **Pass-Through of Energy Costs**

In addition to the VAD tariff component, the tariffs for our regulated customers have a separate component that include the weighted average cost of energy we purchase from generators and in the spot market, transmission tolls paid to ETESA and public lighting energy consumption. This energy component is established by the ASEP as a pass-through of our energy costs to our customers and is adjusted every six months to reflect the actual costs of energy due to the fluctuation in fuel price and energy prices in the spot market.

### **Energy Losses**

Our ability to maintain and improve on our energy losses is an important factor to our financial performance. As a distributor, we suffer from both technical losses, those that occur in the ordinary course of the distribution of electricity or those resulting from the specific characteristics of our distribution network, and non-technical losses, those that result from illegal connections, fraud or billing errors. Since privatization, we have reduced our total energy losses from 24.0% in 1998 to 10.1% (5.8% technical and 4.3% non-technical) in 2011. By minimizing our level of energy loss, we are able to generate more net income. We intend to reach a sustainable level of energy loss by 2012, within the range of 9.8% to 10.0%, where the expenditures for loss reduction initiatives are equal to the benefits we receive. In order to be able to reach this goal and maintain our level of energy loss, we have allocated approximately US\$12.4 million to energy loss related capital expenditure projects over the past four years, such as installing special conductors, protecting meters from tampering and replacing transformers and cables.



## Capital and Operating Efficiencies

We operate within a publicly open regulatory framework, which takes into account a number of factors in setting the tariffs we charge our customers. Every four years, the ASEP sets the maximum tariff level for our VAD, which is a significant determinant of our operating results. Because our network tariffs are subject to these maximum levels, and the VAD component is based on our future operating and capital expenditures, as assumed by the ASEP at the start of each such four-year period, we can increase our profitability if we are able to increase our operating and capital efficiencies during each four-year period beyond the levels assumed by the ERSP. This regulatory framework allows us to retain the benefit of the operating and capital efficiency gains we achieve during each four-years tariff period and provides incentives to earn higher returns through efficient operating and capital expenditures. If we do not meet the ASEP's assumed future operating and capital expenditures or our maximum tariffs are set too low, then our actual costs may exceed the revenues permitted to be collected pursuant to our maximum allowable tariffs and we may see our profitability decrease or fall into a net loss position if our capital and operating expenditures exceed the level of expenditures assumed by the ASEP.

## Results of operations

### Six months ended June 30, 2012 compared to the six months ended 2011

The following table depicts Results of Operations for the six months ended June 30, 2012 and June 30, 2011 for the indicated categories:

#### Results of operations for 1H 2012 and 1H 2011

(in US\$ million)	1H 2012	1H 2011
<b>Total revenue</b>	<b>\$291.1</b>	<b>\$224.1</b>
Purchase of energy and net transmission charges	234.4	173.8
Total operating costs and expenses	26.4	24.5
<b>EBITDA</b>	<b>\$38.5</b>	<b>\$33.3</b>
Depreciation and amortization	8.2	7.6
EBIT	30.3	25.8
Interest expense	4.4	4.2
<b>Net income</b>	<b>\$19.0</b>	<b>\$15.7</b>

Source: Company information

## Revenues

Electric power sales for the first half of 2012 equaled 1,458.4 GWh, reflecting an increase of 125.2 GWh or 9.39%, with respect to the same period during the previous year. The main economic sector that promoted this growth was the governmental sector with a growth rate of 13.7% driven primarily by consumption from the Tocumen International Airport and the IDAAN (water distribution company). Commercial and residential sectors reported a growth of 10.6% and 8.8%, respectively.



At June 30, 2012, the Company billed 365,355 customer accounts, which represents a 4,874 or 1.4% increase in customer accounts relative to the prior year. It is important to point out that 91.7% of the customers are residential, but only consume 34.0% of total energy sold; the commercial sector representing 7.5% of customer accounts consumes 39.5% of the energy, the industrial sector representing approximately 0.1% of customer accounts consumes 13.3% of the energy and the governmental sector represents 0.8% of the customers and 11.5% of the consumption. Public lighting consumption represents 1.8% of power consumption.

Accumulated revenues for power sales as of June 30, 2012 totaled US\$291.1 million, US\$67.0 million more than the same period of the previous year. Said increase in revenues is comprised of: (i) an increase of US\$61.3 associated with pass through components such as energy generation, energy transmission and energy distribution losses, (ii) increase of US\$5.5 million at the added distribution value and (iii) increase of US\$0.2 million in the unbilled revenue.

### **Purchase of energy and net transmission charges**

Accumulated power purchase and transmission costs for the first half of 2012 totaled US\$234.4 million at June 30, 2012, representing an increase of US\$60.6 million compared to the same period during the previous year. The growth in costs is primarily due to an increase in power purchase and transmission cost of US\$7.1 million. Factors affecting the variation in accumulated power purchase and transmission costs during the first half of 2012 include (i) a US\$17.8 million increase compared to the same period during the previous year and (ii) a decrease of US\$10.7 millions in the average purchase price of 0.7 cent/KWh with respect to the average purchase price of 14.4 cent/KWh at June 2011.

The fuel component adjustment accumulated at June 30, 2012 reflects a US\$25.0 million increase in purchasing costs, primarily due to recovery of cost overruns accumulated at December 31, 2011. Through the first half of 2012, the actual purchase costs have been lower than the expected costs used in setting the approved rate for the first half of 2012 given increased purchases through power surplus contracts. This has generated cost savings and an account payable to customers. The fuel component adjustment accumulated at June 30, 2011 reflects a US\$28.3 million decrease in purchasing costs, primarily due to fuel prices around US\$88.00 per barrel, which were higher than the projected fuel cost used in setting the approved rate for the first half of 2011 (US\$75.00 per barrel). This accumulation of cost overruns is presented as an account receivable for regulatory asset on our balance sheet.



## Operating costs and expenses

Operating expenses accumulated as of June 30, 2012, total US\$.26.4 million representing an increase of 8% compared to the same period during the previous year. The following table details the operating costs and expenditures for the six months ended June 30, 2012 and 2011:

**Operating costs and expenses for the 6 months ended June 30, 2012 and 2011**

<i>(US\$ in thousands)</i>	<b>1H 2012</b>	<b>1H 2011</b>	<b>Variation</b>	<b>Var%</b>
Salaries and other personnel related costs	\$4,605	\$4,546	\$59	1%
Provision for doubtful collection accounts, net	420	297	123	41%
Repairs and maintenance	1,654	1,321	333	25%
Contracted services	6,732	6,645	87	1%
Depreciation and amortization	8,179	7,559	620	8%
Administrative and others	4,631	4,107	524	13%
Loss in sale and discard of fixed asset	182	51	131	257%
<b>Total</b>	<b>\$26,403</b>	<b>\$24,526</b>	<b>\$1,877</b>	<b>8%</b>

Source: Company information

The increase in the operating costs and expenses was primarily impacted by the Provision for doubtful collections accounts, net, which is related to an increase in the number of customers accounts over 90 days past due as well as an increase in the amount of closed accounts. The 25% increase in Repairs and maintenance expenses was due primarily to a new SCADA system maintenance contract and increased costs associated with environmental expenses. Administrative expenses reflects an increase of 13% for the period as a consequence of greater expenses incurred for consultancies, premises leasing, insurance and donations. The depreciation expense reflects an increase of US\$0.6 million product of the asset's capitalization associated with our Capex program.

## Interest expense

Interest expenses accumulated as of June 30, 2012 total US\$.4.4 million, which compared to the same period of the previous year, reflect an increase of 4.3%, associated with increased usage of our credit lines.

## Net income

As a result of the above, we recorded net income of US\$19.0 million, or 6.5% of revenues, in 1H 2012, compared to net income of US\$15.7 million, or 7.0% of revenues in 1H 2011.



## Year ended December 31, 2011 compared to the year ended December 31, 2010

The following table depicts Results of Operations for the years ended December 31, 2011 and December 31, 2010 for the indicated categories:

### Results of operations for FY 2011 and FY 2010

<i>(US\$ in millions)</i>	<b>FY 2011</b>	<b>FY 2010</b>
<b>Total revenue</b>	<b>\$484.0</b>	<b>\$452.9</b>
Purchase of energy and net transmission charges	381.8	359.2
Total operating costs and expenses	51.8	50.0
<b>EBITDA</b>	<b>\$66.6</b>	<b>\$58.5</b>
Depreciation and amortization	16.2	14.8
EBIT	50.4	43.7
Interest expense	8.6	8.7
<b>Net income</b>	<b>\$30.4</b>	<b>\$25.5</b>

Source: Company information

## Revenues

Electric power consumption for the year ending December 31, 2011 equaled 2,716.0 GWh, reflecting an increase of 139.2 GWh or 5.4%, with respect to the same period of the previous year. The main economic sector that promoted this growth was the residential sector with a rate of 5.5%. The commercial and government sector maintained stable consumptions recording growths of 6.6% and 4.6%, respectively. The industrial sector recorded a 2.8% increase in consumption.

As of December 31, 2011, the Company billed 360,481 customer accounts, which represents a 11,138 or 3.2% increase in customer accounts relative to the previous year. It is important to point out that 91.7% of the customers are residential, but only consume 33.9% of total energy sold; the commercial sector representing 7.5% of customer accounts consumes 39.4% of the energy, the industrial sector representing approximately 0.1% of customer accounts consumes 13.5% of the energy and the governmental sector representing 0.8% of customer accounts consumes 11.4% of the energy. Public lighting consumption represents 1.8% of power consumption. The accumulated revenues for power sales and other income as of December 31, 2011 totaled US\$484.0 million, US\$31.1 million more than the same period of the previous year, primarily due to a 2% increase in the average price of billed power as well as a 139.2 GWh increase in the volume of energy sold. This US\$31.1 million increase is mainly comprised of (i) US\$23.9 million associated with the tariff generation component and (ii) a US\$6.5 million due to an increase in the added distribution value.

## Purchase of energy and net transmission charges

Accumulated power purchase and transmission costs as of December 31, 2011 totaled US\$381.8 million, which represents an increase of US\$22.6 million compared to the same period during the previous year. This variation is largely attributable to: (i) a 6.3% increase in the average power purchase cost from 13.2cent/kWh in 2010 to 13.4 cent/kWh in 2011 resulting in US\$5.8 million of additional cost, and (ii) a 128 GWh or US\$16.8 million increase in the volume of power purchased with respect to the same period of the previous year

## Operating costs and expenses



Operating expenses accumulated at December 31, 2011 total US\$51.7 million or an increase of 3% compare to previous year. The following table details the increases and decreases in expenditures for both compared periods:

#### Operating costs and expenses for fiscal years 2011 and 2010

<i>(US\$ in thousands)</i>	<b>FY 2011</b>	<b>FY 2010</b>	<b>Variation</b>	<b>Var%</b>
Salaries and other personnel related costs	\$8,951	\$9,209	(258)	(3%)
Provision for doubtful collection accounts, net	1,100	1,005	95	9%
Repairs and maintenance	2,852	2,926	(74)	(3%)
Contracted services	13,688	12,496	1,192	10%
Depreciation and amortization	16,182	14,789	1,393	9%
Administrative and others	8,908	9,254	(346)	(4%)
Loss in sale and discard of fixed asset	85	348	(263)	(76%)
<b>Total</b>	<b>\$51,766</b>	<b>\$50,027</b>	<b>\$1,739</b>	<b>3%</b>

Source: Company information

The increase in contracted services is largely related to power distribution maintenance, commercial customer service operations and efforts to control electric power losses. The depreciation expense reflects an increase of US\$1.4 million due to asset capitalization associated with our Capex program.

#### Interest expense

Interest expenses accumulated up to the end of year 2011 totaled US\$.8.6 million, which, when compared to the same period of the previous year, reflect a slight decrease of 1.7%, mainly due to the fall in the Libor rate and to the improvement in the liquidity of the company, which allowed for a less intensive use of the credit lines.

#### Net income

As a result of the above, we recorded net income of US\$30.4 million, or 6.3% of revenues, in 2011, compared to net income of US\$25.5 million, or 5.6% of revenues in 2010.



## Year ended December 31, 2010 compared to the year ended December 31, 2009

The following table depicts Results of Operations for the years ended December 31, 2010 and December 31, 2009 for the indicated categories:

### Results of operations for FY 2011 and FY 2010

(in US\$ million)	FY 2010	FY 2009
<b>Total revenue</b>	<b>\$452.9</b>	<b>\$396.4</b>
Purchase of energy and net transmission charges	359.2	309.0
Total operating costs and expenses	50.0	50.5
<b>EBITDA</b>	<b>\$58.5</b>	<b>\$51.5</b>
Depreciation and amortization	14.8	14.5
EBIT	43.7	37.0
Interest expense	8.7	9.0
<b>Net income</b>	<b>\$25.5</b>	<b>\$20.9</b>

Source: Company information

## Revenues

Electric power consumption for the year ending December 31, 2010 equaled 2,577.0 GWh, reflecting an increase of 208.2 GWh or 8.8%, with respect to the same period of the previous year. The main economic sector that promoted this growth was the residential and industrial sector with a rate of 10.2% and 28.2%, respectively. The government sector maintained stable consumptions recording growth of 2.3%. Over the same period, the commercial sector recorded a 4.3% increase in consumption.

As of December 31, 2010, the Company billed 349,343 customer accounts, which represents a 5,209 or 1.5% increase in customer accounts relative to the previous year. It is important to point out that 91.7% of the customers are residential, but only consume 33.9% of total energy sold; the commercial sector representing 7.4% of customer accounts consumes 39.0% of the energy, the industrial sector representing approximately 0.1% of customer accounts consumes 13.8% of the energy and the governmental sector representing 0.8% of customer accounts consumes 11.5% of the energy. Public lighting consumption represents 1.9% of power consumption.

The accumulated revenues for power sales and other income as of December 31, 2010 totaled US\$452.9 million, US\$56.5 million more than the same period of the previous year, primarily due to a 11.2% increase in the average price of billed power of 1.9 cent/kWh as well as a 208.2 GWh increase in the volume of energy sales. This US\$56.5 million increase is mainly comprised of (i) US\$48.0 million associated with the tariff generation component and (ii) US\$6.7 million due to an increase in the added distribution value.

## Purchase of energy and net transmission charges

The accumulated power purchase and transmission cost as of December 31, 2010 totaled US\$359.2 million, which represents an increase of US\$50.2 million compared to the same period of the previous year. This variation is largely attributable to: (i) a 13.3% increase in the average power purchase cost from 11.6 cent/kWh in 2009 to 13.2 cent/kWh in 2010, resulting in US\$42.1 million of additional costs, and (ii) a 70 GWh or US\$8.1 million increase in the volume of power purchased with respect to the same period of the previous year.





## Operating cost and expenses

Operating expenses accumulated up to the fourth quarter of 2010 total US\$50.0 million. The following table details the increases and decreases in expenditures for both compared periods:

**Operating costs and expenses for fiscal years 2010 and 2009**

<i>(US\$ in thousands)</i>	<b>FY 2010</b>	<b>FY 2009</b>	<b>Variation</b>	<b>Var%</b>
Salaries and other personnel related costs	\$9,209	\$9,211	(2)	(0.0%)
Provision for doubtful collection accounts, net	1,004	2,504	(1,500)	(59.9%)
Repairs and maintenance	2,926	2,887	39	1.4%
Contracted services	12,496	12,709	(213)	(1.7%)
Depreciation and amortization	14,789	14,521	268	1.8%
Administrative and others	9,254	8,318	936	11.3%
Loss in sale and discard of fixed asset	348	328	20	(6.1%)
<b>Total</b>	<b>\$50,027</b>	<b>\$50,478</b>	<b>(451)</b>	<b>(0.9%)</b>

*Source: Company information*

The change in Provision for doubtful collection accounts represents the significant decrease in operating costs and is a result of our implementing new strategies to improve collection from residential customers. The increase in contracted and administrative services expenditures is mainly derived from expenditures related to the maintenance of the power distribution grid and public lighting.

## Interest expense

Interest expenses accumulated as of December 31, 2010 total US\$8.7 million, which compared to the same period of the previous year, reflect a slight decrease, mainly due to the fall in the Libor rate and to the liquidity the company maintained during 2010, which allowed for a less intensive use of the credit lines.

## Net income

As a result of the above, we recorded net income of US\$25.5 million, or 5.6% of revenues, in 2010, compared to net income of US\$20.9 million, or 5.3% of revenues in 2010.



## Year ended December 31, 2009 compared to the year ended December 31, 2008

The following table depicts Results of Operations for the years ended December 31, 2009 and December 31, 2008 for the indicated categories:

### Results of operations for FY 2009 and FY 2008

(in US\$ million)	FY 2009	FY 2008
<b>Total revenue</b>	<b>\$396.4</b>	<b>\$514.8</b>
Purchase of energy and net transmission charges	309.0	433.7
Total operating costs and expenses	50.5	49.2
<b>EBITDA</b>	<b>\$51.5</b>	<b>\$45.0</b>
Depreciation and amortization	14.5	13.1
EBIT	37.0	31.9
Interest expense	9.0	9.3
<b>Net income</b>	<b>\$20.9</b>	<b>\$17.4</b>

Source: Company information

## Revenues

Electric power consumption for the year ending December 31, 2009, equaled 2,369.0 GWh, reflecting an increase of 104.1 GWh or 4.6%, with respect to the same period of the previous year. The main economic sectors that contributed to this growth were the residential sector with a rate of 6.8%, the industrial sector with a rate of 6.1% and the government with a rate of 5.2%. The commercial sector continued with a stable consumption recording a slight growth of 2.4%.

As of December 31, 2009, the Company billed 344,134 customers accounts, which represents a 9,214 or 4.6% increase in customer accounts relative to the previous year. It is important to point out that 92.1% of customers are residential, but only consume 33.4% of total energy sold; the commercial sector representing 7.2% of customers consumes 40.7% of the energy, the industrial sector representing approximately 0.1% of customer accounts consumes 11.7% of the energy and the governmental sector representing 0.7% of customer accounts consumes 12.2% of the energy. Public Lighting consumption represents 2% of the total consumption.

The accumulated revenues for power sales and other income as of December 31, 2009 totaled US\$396.4 million or US\$118.4 million less than the same period of the previous year. This variation is due to (i) a 26.7% or 6.0 cent/kWh decrease in the average price of billed power and a corresponding decrease in revenues of US\$140.1 million associated with the tariff generation component and (ii) a US\$22.9 million increase in volume of electricity sold related to a 4.6% increase in the consumption of electric energy and the incorporation of 9,214 new customers.

## Purchase of energy and net transmission charges

The accumulated power purchase and transmission cost as of December 31, 2009 totaled US\$309.0 million, which represents a net decrease of US\$124.7 million compared to the same period of the previous year. This variation largely attributable to (i) a 32.2% decrease in the average power purchase cost from 17.1 cent/kWh in 2008 to 11.6 cent/kWh in 2009, resulting in US\$146.5 million of lower costs, and (ii) a 127.38 GWh or US\$21.8 million increase in the volume of power purchased with respect to the same period of the previous year.



## Operating cost and expenses

Operating expenses accumulated as of December 31, 2009 total US\$50.5 million. The following table describes the increases and decreases in expenditures for both compared periods:

### Operating costs and expenses for fiscal years 2009 and 2008

(US\$ in thousands)	FY 2009	FY 2008	Variation	Var%
Salaries and other personnel related costs	\$9,211	\$9,329	(118)	(1.2%)
Provision for doubtful collection accounts, net	2,504	3,989	(1,485)	(37.2%)
Repairs and maintenance	2,887	2,853	34	1.2%
Contracted services	12,709	11,509	1,200	10.4%
Depreciation and amortization	14,521	13,098	1,423	10.9%
Administrative and others	8,318	8,175	143	1.8%
Loss in sale and discard of fixed asset	328	234	94	40.2%
<b>Total</b>	<b>\$50,478</b>	<b>\$49,187</b>	<b>\$1,291</b>	<b>2.6%</b>

Source: Company information

The increases recorded under Contracted and administrative services and under Depreciation and amortization are typical of the organic growth of the distribution network. The most significant decrease is displayed under Provision for doubtful collection accounts largely due to updates on the basis and parameters used in the estimate.

## Interest expense

Interest expenses accumulated as of December 31, 2009 total US\$8.9 million, which compared to the same period of the previous year, reflect a decrease of US\$0.4 million, resulting from a lower use of short term credit facilities and mainly due to the fall in the three and six-month Libor rate when compared with values registered in 2008.

## Net income

As a result of the above, we recorded net income of US\$20.9 million, or 5.2% of revenues, in 2009, compared to net income of US\$17.4 million, or 3.4% of revenues in 2008.

## Liquidity and capital resources

Our primary sources of liquidity are funds generated from operations, and to a lesser extent, short-term financing lines with prime financial institutions in Panama. Our primary use of cash is to purchase electricity from electricity generation companies for sale and distribution to our electricity distribution customers and to invest in fixed assets (Capex) for our distribution network. We believe that our sources of liquidity are sufficient to satisfy our requirements.

We intend to use the net proceeds of this offering to invest in Capex and repay our current indebtedness outstanding. See "Use of Proceeds."

As of June 30, 2012, we had cash and cash equivalents of US\$4.1 million and outstanding aggregate indebtedness of US\$154.9 million. As of December 31, 2011, we had cash and cash equivalents of US\$3.4 million. As of December 31, 2010, we had cash and cash equivalents of US\$22.0 million. As of December 31, 2009, we had cash and cash equivalents of US\$5.9.



We currently have short-term credit facilities with an availability of up to US\$110.5 million, which we recorded an average usage of US\$16.4 million in 2011, US\$11.5 million in 2010 and US\$8.3 million in 2009. For these three years, our largest aggregate amount outstanding under these facilities at any one point reached to US\$29.5 million in November 2011. In the first half of 2012, we had an average usage of US\$20.2 million under these short-term credit facilities, and the largest aggregate amount outstanding under these facilities for this six-month period at any point did not exceed US\$40.5 million.

We paid dividends in the first half of 2012 in the amount of US\$12.0 and no payment in the first half of 2011.

More detailed information regarding our cash flow is set forth below.

## Cash Flows

The following table sets forth certain information about our cash flows for the years ended December 31, 2011, 2010 and 2009 and for the six months ended June 30, 2012 and 2011:

### Summary of cash flows since the end of fiscal years 2009

<i>(US\$ in millions)</i>	<u>H1 2012</u>	<u>H1 2011</u>	<u>FY 2011</u>	<u>FY 2010</u>	<u>FY 2009</u>
<b>Cash flow from operational activities</b>					
Net Income	19.0	15.7	30.4	25.5	20.9
Non-cash adjustments to net income	27.1	(13.7)	(0.1)	28.8	10.3
Net changes in working capital	(38.9)	(3.9)	(7.0)	12.2	8.4
<b>Net cash provided by operating activities</b>	<b>\$7.1</b>	<b>(\$1.8)</b>	<b>\$23.4</b>	<b>\$66.5</b>	<b>\$39.5</b>
<b>Cash flows from investing activities</b>					
Capital expenditures and acquisition of assets	(19.8)	(11.9)	(38.3)	(24.8)	(21.5)
Proceeds from the sale of fixed assets	(0.1)	0.1	0.5	0.2	0.2
<b>Net cash used in investing activities</b>	<b>(\$19.9)</b>	<b>(\$11.8)</b>	<b>(\$37.9)</b>	<b>(\$24.6)</b>	<b>(\$21.4)</b>
<b>Cash flow from financing activities</b>					
(Repayment) proceeds from short-term debt	25.5	0.0	10.0	0.0	(25.0)
Other financing cash flows	(0.0)	(1.2)	(0.6)	0.4	(0.4)
Dividends paid	(12.0)	0.0	(13.5)	(26.2)	(12.3)
<b>Net cash used in financing activities</b>	<b>\$13.5</b>	<b>(\$1.2)</b>	<b>(\$4.1)</b>	<b>(\$25.8)</b>	<b>(\$37.6)</b>
<b>Cash and cash equivalents</b>					
Net increase (decrease) in cash	0.7	(14.8)	(18.6)	16.1	(19.5)
Cash at the beginning of the year	3.4	22.0	22.0	5.9	25.4
<b>Cash at the end of the year</b>	<b>\$4.1</b>	<b>\$7.2</b>	<b>\$3.4</b>	<b>\$22.0</b>	<b>\$5.9</b>
<b>Supplemental disclosure of cash flows</b>					
Cash paid during the year:					
Interest, net of amounts capitalized	4.2	4.1	8.2	8.4	8.8
Income tax	3.2	12.1	14.5	3.2	12.8

Source: Company information



### Net Cash Flows from Operating Activities

Net cash flows provided from operating activities was US\$7.1 million for the six months ended June 30, 2012 compared to a negative position of US\$1.8 million in same period in 2011. Our net income in the first semester of 2012 was US\$19.0 million, or a US\$3.3 million increase, compared to the same period in 2011. Non-cash adjustments to net income were US\$27.0 million in the first semester of 2012 compared to a negative US\$13.7 million in the same period in 2011. The increase in non-cash adjustment for the six months period ended June 30, 2012 is primarily attributable to the fuel component adjustment which consist of a US\$23.4 million recovery of accrued deficit in energy costs charged to customers and a US\$1.6 million accrual on excess in energy cost charged to customers during the first half of 2012 and pending to be refund, for both effects a related US\$7.5 million deferred income tax benefit was recorded. The decrease in non-cash adjustments for the six months period ended June 30, 2011 is primarily attributable to the fuel component adjustment due to a US\$28.3 million accrual of deficits in energy costs charged to customers, for which a related US\$8.5 million deferred income tax expense was recorded.

Changes in operating assets and liabilities had a negative impact of US\$38.9 million on our cash flows from operating activities for the six months ended June 30, 2012 compared to a US\$3.9 million negative impact in the same period of 2011. The decrease in operating assets and liabilities in the first semester of 2012 is primarily the result of a US\$49.9 million increase in accounts receivable mainly associated with accrued Government subsidy.

Net cash flows provided from operating activities was US\$23.4 million in 2011 compared to US\$66.5 million in 2010. Our net income in 2011 was US\$30.4 million, or a US\$4.9 million increase, compared to 2010. Non-cash adjustments to net income were negative US\$0.1 million in 2011 compared to US\$28.8 increase in 2010. The negative impact of US\$0.1 million in 2011 is primarily the result of US\$25.3 million negative impact of deferred cost for the fuel component adjustment due to accrued deficit in energy costs charged to customers compensated by a related US\$7.6 million of deferred income tax expense recorded and to US\$16.2 million of depreciation expense. The US\$28.8 million increase in non-cash adjustment in 2010 is primarily the result of US\$17.7 million recovery of accrued deficit in energy costs charged to customers reduced by a related US\$5.3 million of deferred income tax benefit recorded and to US\$14.8 of depreciation expense.

Changes in operating assets and liabilities had a negative impact of US\$7.0 million on our cash flows from operating activities in 2011 compared to a contribution of US\$12.2 million in 2010. The decrease in operating assets and liabilities of US\$7.0 million in 2012 is primarily the result of a US\$11.4 million increase in accounts receivable mainly associated with accrued Government subsidy, a US\$9.1 million decrease in net income tax payable and an increase in materials, supplies and spare parts inventory of US\$2.3 million partially offset by a US\$17.2 million increase in trade accounts payable and other liabilities. The US\$12.2 million increase in operating assets and liabilities in 2010 is primarily the result of an increase of US\$13.0 million in income tax payable and a decrease in trade receivable of US\$3.0 million. These cash flow contributions were partially offset by a decrease in trade accounts payable and other liabilities of US\$3.1 million and by US\$1.4 million increase in inventory.

Net cash flows provided from operating activities was US\$39.5 million in 2009 comprised by a net income of US\$20.9 million, by US\$10.3 million in non-cash adjustments to net income and by US\$8.4 million increase in operating assets and liabilities. The increase of US\$10.3 million in non-cash adjustment is primarily the result of US\$14.5 million of depreciation expense and US\$2.5 million of provision for doubtful accounts, both partially offset by US\$10.0 million decrease of the fuel component adjustment associated to excess in energy cost charged to customers reduced by a related US\$2.8 million of deferred income tax expense recorded.



The US\$8.4 million increase in operating assets and liabilities in 2009 is primarily the result of an increase in trade accounts payable and other liabilities of US\$11.7 million and a decrease in trade receivable of US\$2.5 million partially offset by a decrease in income tax payable of US\$6.7 million.

#### Cash Flows from Investing Activities

Cash used in investing activities was US\$19.8 million for the six months ended June 30, 2012 compared to US\$11.9 million in the same period in 2011. This increase of US\$7.9 million was primarily due to more investment on expansion of the distribution grid and construction of a new substation.

Cash used in investing activities was US\$38.3 million in 2011 compared to US\$24.8 million in 2010. This increase of US\$13.5 million was primarily due to the acquisition of fixed assets to accommodate customer growth, the expansion of our distribution grid as part of our capital expenditure plan and substation construction.

Cash used in investing activities was US\$24.8 million in 2010 compared to US\$21.5 million in 2009. The US\$3.3 million increase was primarily the result of expansion of the distribution grid and customer growth.

#### Cash Flows from Financing Activities

Cash used by financing activities was positive US\$13.5 million for the six months ended June 30, 2012 compared to negative position of US\$1.2 million for the same period in 2011. This US\$14.7 million variance was primarily due to a US\$12.0 million dividend payment made to the shareholders in the first quarter of 2012 and receipt of proceeds of US\$25.5 million under our banks short-term credit facilities.

Cash used by financing activities was negative US\$4.1 million in 2011 compared to negative US\$25.8 million in 2010. The US\$29.9 million variance in 2011 was primarily due to the US\$13.5 million dividend payment to our shareholders. We also received proceeds of US\$10.0 million from our banks short-term credit facilities.

Cash used by financing activities was negative US\$25.8 million in 2010 compared to negative US\$37.6 million in 2009. This US\$11.8 million variance in 2010 was primarily due to payment of dividends to shareholders.

#### **Indebtedness**

Our principal sources of liquidity are available cash, cash flows from operations and borrowings under our (i) long-term US\$100.0 million Senior Notes, (ii) long-term US\$20.0 million local Corporate Bond, and (iii) revolving credit facilities that we have with Banco Nacional de Panama, HSBC, Bank of Nova Scotia, Banco Panama, S.A and Banco General, S.A., which total to an aggregate credit line of US\$110.5 million as of June 30, 2012. Our Board of Directors, in May 2008, limited our ability to use our revolving credit lines up to an aggregate amount of US\$60.0 million, which was an amount set by our Board based on our working capital needs at that time.

As of June 30, 2012, our total outstanding indebtedness, was US\$154.9 million, consisting of US\$35.5 million of short-term indebtedness and US\$119.4 million representing the long-term indebtedness, as result of the issuance of Senior Notes and local Corporate Bonds.



### Short-term indebtedness

Our short-term indebtedness, increased to US\$35.5 million for the six months ended June 30, 2012 from US\$10.0 million as of December 31, 2011, primarily as a result of the US\$25.5 million increased borrowings under our short-term credit facilities.

We maintain revolving credit lines with prime local banks. We have an aggregate credit line of US\$110.5 million under our five revolving credit facilities. In the six months ended June 30, 2012, our short-term indebtedness totaled US\$35.5 million, which consisted of US\$10.0 million under the HSBC Bank (Panama), S.A. Credit Facility and US\$25.5 million under the Banco Nacional de Panama. The credit lines with HSBC Bank (Panama) S.A. and Banco Nacional de Panama have a limit of US\$20.5 million and US\$45.5 million respectively. We also maintain a credit lines with: (i) Banco General, S.A., in the amount of US\$10.0 million, (ii) Bank of Nova Scotia in the amount of US\$25.0 million, and (iii) Banco Panama, S.A. in the amount of US\$10.0 million. As of June 30, 2012, we had no borrowings outstanding with the, Banco General, S.A, Bank of Nova Scotia or with Banco Panama, S.A. As of June 30, 2012, each of these credit lines applied interest of LIBOR plus rates ranging between 1.65% and 3.75%, and our borrowings under each these four credit facilities are unsecured.

We use our short-term credit facilities for the issuance of promissory notes or the issuance, negotiation and refinancing of letters of credit with a maximum tenor of up to one year. As of June 30, 2012, we had US\$35.5 million in borrowings under our short-term credit facilities and approximately US\$5.4 million in letters of credit to guarantee our payment obligations to ETESA.

Certain of our short-term credit facilities contain customary affirmative and negative covenants for unsecured credit facilities of this type, including, but not limited to, the provision of financial statements and compliance certificates, limitations on granting guarantees.

In addition, certain of our credit facilities require that we meet and maintain certain financial ratios and tests, including a funded debt to EBITDA ratio of no higher than 3.25 to 1. The definition of EBITDA for purposes of our short-term credit facilities' financial tests is different from our definition of EBITDA used elsewhere in this offering memorandum.

We have been in compliance with all of our financial covenants under our outstanding indebtedness. Our ability to comply with these covenants and to meet and maintain such financial ratios and tests may be affected by events beyond our control, such as those described under "Risk Factors." If we do not meet and maintain these financial ratios, we may not be able to borrow and the lenders could accelerate all amounts outstanding to be immediately due and payable which could also trigger a similar right under other agreements.

Certain of our short-term credit facilities contain customary events of default, including, but not limited to, failure to pay principal, interest or fees, failure to observe any covenant, failure of any representation or warranty to be true in all material respects when made or deemed made, defaults under other debt instruments, changes in the regulatory environment that materially hinder our ability to make payments on time, loss of a permit or license required to do business, and government seizure of substantially all of our assets.

We believe that both the funds available under our short-term credit facilities, as approved by our Board of Directors, and the funds generated by our operations will be sufficient to finance our working capital needs based on current market conditions.



## Long-term indebtedness

The Company has notes payable under a senior debt agreement (“Senior Notes”) totaling US\$100,000,000, which is recorded at US\$99,371,328, net of US\$628,672 unamortized discount at June 30, 2012. The notes have a fixed interest rate of 7.6%, payable semi-annually, and mature in 2021. Principal payment is due upon maturity. The notes maintain a senior credit position and are unsecured. The Company may redeem the Senior Notes, in whole or in part, at any time prior to their maturity thereof upon complying with certain conditions including payment of a specified make-whole premium. The obligations include among other provisions a debt coverage ratio which provides a debt limit not exceeding 3.25 times of its EBITDA.

In a public offering on October 20, 2008, the Company issued US\$40,000,000 aggregate principal amount of unsecured and unsubordinated corporate bonds (“Bonds”) due October 20, 2018. On such date, US\$20,000,000 of this corporate bond offering was subscribed and issued with Banco General, S.A. The bonds rank “pari passu” with all other unsecured and unsubordinated obligations. The bonds bear interest of three months LIBOR plus 2.375% per annum, payable on a quarterly basis. Principal is due upon maturity. The proceeds from the offering of the bonds were used to fund current and capital expenditures and for general corporate purposes. The bonds are subject to additional terms and conditions which are customary for these transactions. Bond’s covenants include debt coverage ratios and other provisions. The Company may redeem the Bonds, in whole or in part, at the third anniversary, from the date of offer

We will use the proceeds of this offering to repay all outstanding amounts due under our short-term credit lines facilities and for our capital expenditure program. See “Use of Proceeds.”

## **Contractual commitments and capital expenditures**

The following table summarizes significant unconditional long-term contractual obligations as of June 30, 2012:

**Significant unconditional long-term contractual obligations – June 30, 2012**

<i>(US\$ in thousands)</i>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>Hereafter</b>	<b>Total</b>
Purchase obligations <sup>(a)</sup>	44.2	96.3	93.5	83.5	538.2	855.7
Operational leases <sup>(b)</sup>	0.3	0.5	0.2			
Total contractual obligations	44.5	96.8	93.7	83.5	538.2	855.7

(a) Represents purchase commitments for electricity capacity pursuant to binding obligations with electricity generators. The applicable purchase prices for purchases of capacity under our power purchase agreements include “take or pay” provisions. The amount of our obligations above do not include our commitments for energy purchased from these generators, as these amounts depend on customer consumption as well as the then current fuel price. Due to our ability to pass through energy costs to our customers, we have consistently met our obligations to pay electricity generators, whether pursuant to our power purchase agreements or when we purchase electricity in the spot market.

(b) The Company has entered into a seven-year non-cancelable operative lease agreement, whose term began in May 2007, for the use of offices and operational facilities. As of June 30, 2012 and 2011, total operating leasing expenses was US\$ 913,745 (2011: US\$ 888,295).

Source: Company information

## Capital expenditures

Capital expenditures are primarily comprised of projects to expand our distribution network to meet the demand for additional customer connections and reduce energy losses and, to a lesser extent, distribution network reinforcement projects intended to improve network reliability and quality of service.





Prior to undertaking any capital expenditures, we model the impact that each proposed capital expenditure would have on network reliability and quality of service measures and make those capital expenditures that would most enhance network reliability and quality of service at the least cost. All our capital expenditures are individually analyzed and assessed and are reviewed and approved by the Board of Directors prior to being undertaken.

Our capital expenditures for the six months ended June 30, 2012 and June 30, 2011 were US\$19.8 million and US\$11.9 million, respectively. Our capital expenditures were US\$38.3 million, US\$24.8 million and US\$21.5 million for the years ended December 31, 2011, 2010 and 2009, respectively. Our principal capital expenditures projects during 2009 through 2011 and for the six months ended June 30, 2012 and June 30, 2011 were:

#### Historical capital expenditure detail

<i>(US\$ in thousands)</i>	<b>1H2012</b>	<b>1H2011</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Loss reduction <sup>(a)</sup>	1.3	1.0	2.8	1.3	0.8
Expansion <sup>(b)</sup>	11.0	4.0	18.7	13.5	11.2
Reliability improvements <sup>(c)</sup>	2.3	2.7	5.8	1.4	2.2
Safety and lighting <sup>(d)</sup>	0.6	0.7	1.6	0.8	0.7
Billing and management systems <sup>(e)</sup>	0.8	1.0	4.0	2.5	1.5
Meter installation and relocation <sup>(f)</sup>	2.3	1.4	3.2	3.7	3.5
Capitalized labor and interest	1.5	1.1	2.2	1.6	1.6
<b>Total</b>	<b>\$19.8</b>	<b>\$11.9</b>	<b>\$38.3</b>	<b>\$24.8</b>	<b>\$21.5</b>

(a) Represents projects focused on recovering non technical energy losses, such as installing special conductors, protecting meters from tampering, and replacing transformers and cables.

(b) Represents investments associated with the addition of new customers (residential, commercial or industrial) and new substations.

(c) Represents investments targeted at improving the quality of our distribution network.

(d) Represents installation of new streetlights as consequence of new projects and customers within our concession area and also includes the replacement of damaged streetlights.

(e) Represents investment in information technologies, such as new hardware and software.

(f) Represents installation of meters for new customers, as well as the relocation of pre existing meters.

Source: Company information

The Concession Contract does not require us to make any specific level of capital expenditures or investments other than for remedial environmental work and for certain electrification projects. The remedial work is described in the environmental report by the Panamanian Government's consultants, Golder Associates, or Golder. Although not required, a significant proportion of our capital expenditure program is designed to improve the service quality required under the Concession Contract and related regulations. Expenditures are also focused on expanding our distribution grid at a pace that accommodates the increasing customer base.

We have spent US\$19.8 million in capital expenditures during the first half of 2012 and have US\$23.1 million budgeted for the remainder of 2012 primarily for the expansion of our distribution network and meter installations and relocations. We have budgeted US\$40.1 million in 2013 for capital expenditures. The capital expenditure budget for 2013 includes approximately US\$19.9 million for the expansion of the distribution system, including new substation construction, approximately US\$4.5 million for upgrading of our distribution system, and approximately US\$2.5 million for upgrades to our information technology systems.

Our business plan calls for capital expenditures of approximately US\$35.2 million in year 2014. The business plan includes more than US\$16.6 million for the expansion of our distribution system, US\$4.4 million for modernization of our distribution systems, and US\$2.8 million for investments in information systems.



### Off-balance sheet arrangements

In the normal course of business, we are a party to certain off-balance sheet arrangements. These arrangements include guarantees and financial instruments with off-balance sheet risk, such as bank letters of credit and performance guarantees. No liabilities related to these arrangements are reflected in our balance sheets, and we do not expect any material adverse effects on our financial condition, results of operations or cash flows to result from these off-balance sheet arrangements.

Our Concession Contract requires us to secure our obligations with a US\$8.0 million performance guarantee in favor of the ASEP throughout the term of our concession. We typically secure these obligations by using yearly renewable performance guarantees, each an off-balance sheet instrument because they are from third-party providers as required by our Concession Contract under unsecured reimbursement obligations. The use of performance guarantees is less expensive for us than the alternative of posting an all cash guarantee. As of June 30, 2012, we had an outstanding performance guarantee totaling US\$8.0 million in favor of the Panamanian Government to comply with our Concession Contract. Under our power purchase agreements, we are required to provide an annual performance guarantee equal to the value of our average monthly consumption at the contracted average overall price. As of June 30, 2012, we had an outstanding performance guarantee totaling US\$35.1 million in favor of the generators to comply with our PPAs. We also use letters of credit to guarantee payments for the transmission charges to ETESA and to guarantee payment of our regional and spot market energy purchases. As of June 30, 2012, we had US\$5.4 million in letters of credit to guarantee our payment obligations to ETESA.

### **Quantitative and qualitative disclosure about market risk**

We are exposed to specific risks in the conduct of our business and the business environment in which we operate. These risks include, or have historically included, exposure to derivative, liquidity, interest rate, inflation, regulatory tariff reset, and customer credit risks arising in the normal course of our business. Generally, our overall objective is to ensure that we understand, measure and monitor these various risks and take appropriate actions to minimize our exposure to such risks. Our policies for managing each of these risks are described below.

#### **Liquidity risk**

We have adopted liquidity risk management practices that are intended to maintain sufficient cash and liquid financial assets. We maintain short-term financing lines with prime financial institutions in Panama that provide us with the required operational flexibility to comply with our electricity purchase and other obligations. For more information see "Liquidity and Capital Resources."

Because we reinvest our operating funds to support our yearly capital expenditure program, we do not have significant amounts of cash on a surplus basis for additional investments.

#### **Interest rate risk**

In order to minimize the impact of interest rate fluctuations on our cash flows, we have a practice of negotiating spreads with our preferred banking institutions. Over the past three years, we have been able to reduce the spreads with respect to our short-term unsecured credit facilities from 4.25% to 1.65%. Historically, we have not used interest rate swaps and similar derivatives to hedge our exposure to interest rate risks.



The interest rate on our Senior Notes (US\$100.0 million) is fixed at 7.60%, therefore no risk should be experienced with regards to interest rate fluctuations. Our local Corporate Bond (US\$40.0 million) is at LIBOR three months plus spread of 2.375%. This instrument is at floating interest rate, therefore subject to market fluctuations, however the Corporate Bonds do not represent a significant debt within our total indebtedness and the instrument can be redeemed after the three years of its issuance. The current rate as from July 20, 2012 to October 20, 2012 is at LIBOR 0.45510% plus spread of 2.375% for a total of 2.83010%.

### **Regulatory tariff reset risk**

Our maximum permitted tariff levels for our distribution and customer service charges, which are a significant determinant of our operating results, are set by the ASEP, every four years in a transparent process with participation of the electricity distributors. Our current tariff is scheduled to expire on June 30, 2014. Our maximum tariff levels include amounts for operating, maintenance, administrative and commercial expenses, a standard level of distribution energy losses and a reasonable return on our invested capital. Each of these costs and rate of return is determined by the ASEP based on the expenses and returns of comparable companies. If we exceed the ASEP's assumptions and our future operations and maintenance expenses and capital expenditures are lower than the amount included in the tariff charges, we may generate a higher return on our net fix assets but, if our future cost is higher, then we may generate a lower return on our net fix assets. Furthermore, if our projected VAD is set at an amount greater than our actual costs for that VAD tariff reset period, we could be subject to customer credits.

We minimize our regulatory risk by working with the Panamanian Government and our regulators to ensure that the regulatory framework is transparent and allows full cost recovery and a satisfactory return on our investments to the greatest extent possible. To achieve favorable regulatory outcomes, we promote efficiency and work closely with our regulator on pricing and consumer-related issues. We also proactively manage our consumers and seek their feedback on pricing and services.

We meet regularly with Panamanian Government officials and regulators to share information with respect to our business. The objective of this close working relationship with the Panamanian Government is to encourage the adoption of policies that allow us to earn a reasonable return on invested capital and maintain predictable cash flows. We intend to continue to work with the ASEP to attain reasonable maximum tariffs for our distribution and customer service charges upon each regulatory reset of the maximum tariffs.

### **Customer credit risk**

Our customer credit risks are managed in large part by requesting the equivalent of one month's invoicing as a security deposit for all new clients. Existing clients with good payment history may open additional accounts without this security deposit. We have no significant concentration of credit risk with respect to non-governmental third parties.



Our industrial, commercial and temporary customers generally provide deposits or bank guarantees equivalent to one month of estimated service cost in order to connect to electricity services. These deposits or guarantees can be offset against past due accounts for this group of customers. Government past due accounts vary depending on the budget approval processes of each government entity. These accounts tend to be paid after the initial due date, usually due to procedural complications within the government's account payable process. We collect interest during these payment delays. However, once these budgets are approved and the process is completed, we are generally able to collect all past due government receivables. In 2011, approximately 11.4% of our net energy sales were to public sector customers. Such customers represented 5.4%, or US\$8.5 million, of our account receivables. As of June 30, 2012, approximately 11.5% of our net energy sales were to government customers and such customers represented 17.7%, or US\$11.2 million, of our account receivables.

The 1997 Electricity Law permits electricity distribution companies to terminate service to any customer whose bill is not paid within 60 days after invoicing. Our policy is to actively contact commercial, institutional and industrial clients whose bills are past due. If no satisfactory arrangement can be made, service is suspended until payment or satisfactory arrangements are obtained. We routinely order cut-offs for our smaller clients after they have been given a termination notice in a subsequent invoice, a letter of notification, a phone call or any other means of notification available to us to inform them of their pending termination of service.

The majority of cut-offs are reconnected after the customer pays the past due bill or signs a payment agreement. The 1997 Electricity Law permits electricity distribution companies to charge interest on outstanding amounts starting 30 days after invoicing. We currently charge a regulated interest rate based upon the average rate available in local banks. We restore service upon payment of the amount and interest expense due, with a reconnection charge being added to the next invoice. Regular monitoring of accounts receivable and daily service cuts are used to limit the risk of continuing service to non-paying clients.

### Foreign currency risk

Our financial statements are expressed in U.S. dollars. Our revenues and borrowings and other obligations are denominated in U.S. dollars. We do not face any foreign currency risk due to the adoption of the U.S. dollar as legal tender in and the functional currency of Panama and the use by us of the U.S. dollar in all of our operations and transactions. We do not use foreign currency swaps to hedge against foreign currency risks.

### Inflation risk

Inflation in Panama is measured by the CPI, which is computed by the National Bureau of Statistics and Census (*Dirección General de Estadística y Censos*) a specialized unit within the Comptroller General office, using a standard basket of goods and services. The basket uses the December 1992 price level as the basis for determining the CPI and is affected by the prices of food staples (fruits and vegetables, basic grains such as corn, rice and beans and others), which comprise 31.8% of the total weight of the basket.

The following table sets forth the rate of inflation in Panama as measured by the CPI for the periods presented.

**Panamanian inflation, 2009 – 2011**

	2009	2010	2011
Inflation	2.40%	3.50%	6.20%

Source: Comptroller General Office (*Contraloría General de la República de Panamá*)

We believe that these levels of inflation do not materially affect our results of operations or financial position.



## Section 9

Business description



## Business description

Elektra Noreste, S.A. (“Elektra Noreste” “ENSA” the “Company” or the “Issuer”) is a sociedad anónima organized under the laws of the Republic of Panama (“Panama”), through public deed number 143 of January 19, 1998 of the Second Notary Public of the Circuit of Panama, domiciled in the Republic of Panama, registered in jacket 340439, roll 57983, image 56 of the Mercantile Section of the Public Register, since January 22, 1998.

Elektra Noreste, S.A.  
Costa del Este, Business Park  
Torre Oeste, Piso 3  
Plaza Panama 0833-0202  
Panama City, Republic of Panama  
Telephone: 507-340-4608  
Facsimile: 507-340-4785  
Email: javier.pariante@ensa.com.pa

### Overview

ENSA is the second largest electricity distribution company in Panama in terms of electricity volume distributed, number of customers and area served. The company holds an exclusive concession under a concession contract with the Panamanian Government (the “Concession Contract”) to operate the electricity distribution network in the northern and eastern part of Panama, including the eastern part of Panama City, the port city of Colón and the Gulf of Panama. As of June 30, 2012, ENSA’s operations covered a territory of approximately 29,200 square kilometers that included approximately 1.4 million inhabitants, or 43% of Panama’s total population including three of Panama’s main economic centers. As of December 31, 2011, ENSA had a market share of approximately 43% of the customers and approximately 41% of total energy sales in Panama.

In 2011, ENSA had total energy sales of 2,716 GWh to an average of 360,481 customers. Of the Company’s 2011 customers approximately 91.7% were residential customers, 7.5% were commercial and industrial customers and substantially all of the remaining were government customers. Of total 2011 energy sales (2,716 GWh), approximately 33.9% of our sales were to residential customers, approximately 52.9% were to commercial and industrial customers and approximately 13.2% were to government customers. For the six months ended June 30, 2012, ENSA had total energy sales of 1,458 GWh to an average of 365,355 customers, of which approximately 91.7% were residential customers, 7.5% were commercial and industrial customers and substantially all of the remaining were government customers. Over the same period, approximately 34% of ENSA’s 1,458 GWh of energy sales were to residential customers, approximately 52.8% were to commercial and industrial customers and approximately 13.3% were to government customers.



As of December 31, 2011, the Company's electricity distribution network was comprised of approximately 9,431 kilometers of distribution and transmission lines, thirteen key substations, approximately 24,084 transformers and related equipment. ENSA's 9,431 kilometers of distribution lines are composed of approximately 8,761 kilometers of overhead cable circuits and 670 kilometers of underground cable circuits. The Company's service territory is relatively dense with 13 key substations and a load factor, which is the ratio of average load to peak load, of approximately 70%, reflecting a good balance between residential load profile and the daytime air conditioning and lighting requirements of the commercial sector.

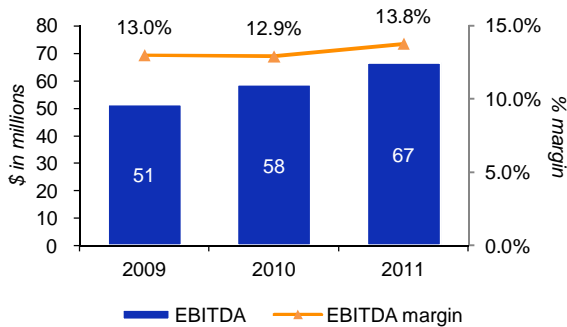
### ENSA concession area



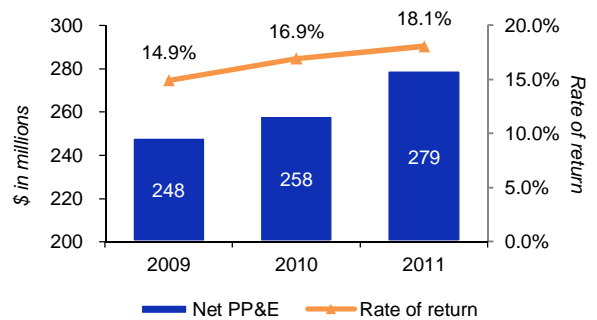
Source: Company information, Deutsche Bank

For the fiscal year ended December 31, 2011, ENSA had a peak demand of 460MW, revenues of \$484 million, earnings before interest, taxation, depreciation and amortization, or EBITDA, of \$67 million and net fixed assets of \$279 million. The following diagrams highlight the development of the Company's EBITDA and rate of return over the past five fiscal years:

### EBITDA / EBITDA margin



### Net fixed assets / realized rate of return



Note: Realized rate of return defined as EBIT divided by net PP&E.  
Source: Company information



ENSA has achieved significant operational improvements and productivity gains since its privatization in 1998 through the implementation of improved industry best practices and capital investments of over \$291.9 million in its facilities and systems, \$124.8 million of which was made from January 2007 through January 2011. These investments were mainly concentrated in modernizing and optimizing ENSA's distribution network and improving the information technology and billing and collection systems. ENSA's capital expenditures were \$21.5 million, \$24.8 million and \$38.3 million for 2009, 2010 and 2011, respectively.





## Business strategy

ENSA's business consists of the distribution of electricity in Panama to regulated and unregulated customers within its concession area. The Company seeks to maintain strong cash flow generation and profitability by ensuring highly efficient operations, increasing service quality and improving customer satisfaction. Key elements of the Company's business strategy include:

- Providing customers with affordable, high quality service
- Cost effectively operating and maintaining its distribution network
- Training and developing of its employees
- Strategic and precise capital expenditures
- Maintaining current low levels of electricity losses
- Insulating customers from fluctuations in the cost of electricity through an actively managed power purchase program



## Competitive strengths

### **Strong investment grade credit ratings**

On a senior unsecured basis, ENSA is rated BBB by Fitch. Fitch does not consider the Company's ratings to be constrained by the 'BBB' sovereign rating of Panama.

### **Attractive service area and strong market position**

ENSA is an electric utility with a customer base of more than 334,878 residential accounts, 27,324 commercial accounts and 208 industrial accounts as of June 30, 2012. The Company also provides service to a number of government accounts.

The Company holds an exclusive concession to operate the electricity distribution network in some of the most densely populated and economically active regions in Panama, including a significant portion of Panama City, the Canal Area and the port city of Colón, three of Panama's main economic centers. As of June 30, 2012, the Company's operations covered a territory of approximately 29,200 square kilometers that included close to 43% of Panama's population and represented approximately 41% of all energy sales in Panama.

### **Established and transparent regulatory regime with incentives for efficiency gains**

The 1997 Electricity Law created a market-oriented framework for the country's electricity distributors, which allows ENSA to retain the financial benefits derived from efficiency gains during each four-year tariff period. The VAD portion of the tariffs relating to ENSA's permitted rate of return is subject to maximum amounts set every four years by the ASEP in consultation with ENSA and based on future operating and capital expenditures as estimated by the ASEP. Under the 1997 Electricity Law, ENSA is able to pass through to its customers the cost of electricity and capacity it purchases from electricity generators.

### **Monopoly service provider with predictable cash flows**

ENSA has exclusive rights to provide power distribution services in its concession area. The Panamanian regulatory environment for electric utilities is established and transparent with incentives for efficiency gains. ENSA functions with a cost-based operating structure approved by ASEP. The tariffs charged by ENSA to its customers have two components: the energy cost component and the maximum distribution tariff component. This structure allows ENSA to achieve a minimum return based on its net fixed assets and to pass through energy purchase costs to its customers. The structure also allows ENSA to retain the benefit from operating and capital efficiencies, which provides incentives to earn higher realized returns.

ENSA has significantly improved its realized rate of return to 18.1% in 2011 from 14.9% in 2009. Additionally, the Company's EBITDA grew 29% to \$67 million in 2011 from \$52 million in 2009. ENSA's success in optimizing operational efficiencies can be observed in the difference between its realized rate of return and the regulatory rate of return, which was set at 10.44% during 2011.



### **Strong, knowledgeable management team with controlling shareholder support**

ENSA's management team has extensive experience in electricity distribution, the wholesale energy market, electricity regulation and business sector in Panama. Key managers, including ENSA's General Manager, Director of Finance and Administration and have spent on average 9 to 13 years with the Company. The management team maintains an ongoing dialogue with the Company's controlling shareholder, Empresas Publicas de Medellin ESP ("EPM"). This exchange of information is structured to support ENSA's managers in their administration of the Company by leveraging EPM's extensive experience in the power sector.

### **Stable economic environment with USD functional currency**

The Republic of Panama is rated Baa3/BBB/BBB by Moody's, S&P and Fitch, respectively. The country has experienced outsized growth relative to peers, with GDP growing 10.6% in 2011 according to the Contraloria General de la Republica de Panama. Since 1904, Panama has used the U.S. dollar as legal tender and its sole paper currency, using the Balboa only as coinage and as a unit of account with an exchange rate set at parity with the U.S. dollar. Because ENSA receives revenues in U.S. dollars, investors are not exposed to risks associated with local currency fluctuations negatively impacting the Company's ability to service its indebtedness.



## History and background

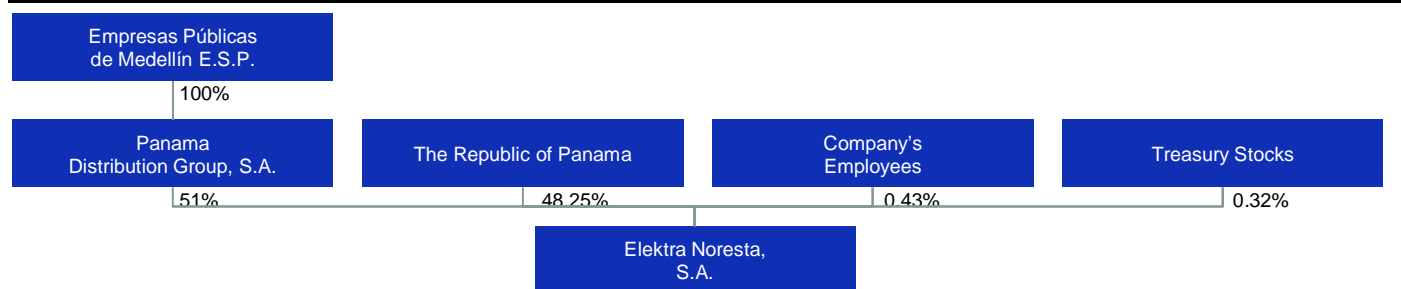
In connection with the process of privatizing the Panamanian electricity sector, ENSA was incorporated on January 22, 1998, and through a Sale and Purchase Agreement (Contrato de Compraventa de Acciones) dated October 30, 1998, 51% of the Company's common stock was sold to the Panama Distribution Group, S.A., or PDG with the remaining 49% retained by the Panamanian Government.

### Key events

January 1998	– ENSA was incorporated on January 22, 1998, with the privatization of the Panamanian electricity sector
October 1998	– Panama Distribution Group SA (PDG) acquires a 51% stake in ENSA, with the balance held by the Panamanian Government
	– At the time of sale, Constellation Power International Investments, Ltd, or CPII, a Cayman Islands exempted company with limited liability, owned 80% of the outstanding shares of common stock of PDG and Primer Grupo Energetico, a Panamanian company, owned the remaining outstanding shares
November 1998	– “Management Consulting Agreement” reached with CPI, Limited to provide management and consulting services to ENSA
September 2005	– CPII purchased Primer Grupo Energetico's minority interest in PDG, and CPII's parent, Constellation Power, Inc., sold its 100% interest in CPII to certain investment funds managed by Ashmore Investment Management Limited, or Ashmore
	– As a result these investment funds, through their ownership of CPII, owned all of the outstanding shares of the common stock of PDG (at the time of sale, CPII underwent a name change is now known as CPI, Limited)
	– As part of a corporate restructuring at the Ashmore level, the investment funds that own CPI, Limited and that are managed by Ashmore have contributed their collective ownership of CPI, Limited to Ashmore Energy International LLC, or AEI Delaware. In exchange, these funds were issued shares in AEI
July 2006	– A Senior Notes offering was made for the aggregate amount of US\$100.0 million. The proceeds from the offering of the Notes were used to repay a long-term bank syndicated loan for approximately US\$95.2 million (as of March 31, 2006), of which US\$93.8 million was principal and US\$1.4 million was interest. The remaining proceeds were used to repay outstanding short-term indebtedness and expenses associated to the offering of the Notes. The notes were offered to qualified institutional buyers under Rule 144A (Regulation S), registered with the Comision Nacional de Valores (now Superintendencia del Mercado de Valores) and also listed on the Bolsa de Valores de Panamá (Panama Stock Exchange).
October 2008	– A local Corporate Notes was made for the aggregate amount of US\$40 million, being underwritten the amount of US\$20 million. The proceeds from the offering Notes were used to finance Capital Expenditures. The Notes were registered with the Comision Nacional de Valores (now Superintendencia del Mercado de Valores) and listed on the Bolsa de Valores de Panama (Panama Stock Exchange).
November 2009	– The “Management Consulting Agreement” between CPI, Ltd. and ENSA expired and was not renewed.
March 2011	– Empresas Publicas de Medellin, ESP acquired control of 51% of ENSA's shares after purchasing PDG from AEI

The following organizational chart outlines the current equity ownership of ENSA:

ENSA organizational chart<sup>(a)</sup>



(a) The Republic of Panama is the owner of the shares (48.25%), not the Government.  
Source: Company information

Empresas Publicas de Medellin ESP (“EPM”), rated “BBB-“ by Fitch, owns 51% of ENSA via its 100% ownership of PDG and in turn controls the Company. In October 2012, EPM will be required by the Panamanian Government to conduct a tender for the potential sale of PDG’s 51% ownership of ENSA. EPM will set its reserve price at the start of the tender process and only be required to accept a greater offer. Should EPM elect to sell its position in the Company, it would retain all sale proceeds.



## ENSA's business

### General

ENSA's business consists of the distribution of electricity in Panama to regulated and unregulated customers within its concession area. Regulated customers purchase their electricity through ENSA's distribution network and pay a regulated tariff to the Company. Unregulated customers purchase their electricity directly through electricity generators and pay only a regulated distribution charge to ENSA. The electricity that ENSA distributes is generated by unrelated third party electricity generation companies and transmitted to ENSA by ETESA, a government owned transmission company. ENSA's electricity distribution network serves Panamanian industrial, commercial and residential customers in its concession area.

ENSA is the second largest distributor of electricity in Panama in terms of electricity volume distributed, number of customers, and area served. In 2011, the Company distributed 2,716 GWh of electricity to its customers, representing approximately 41% of the total electricity distributed in Panama during the year. As of June 30, 2012, ENSA provided electricity distribution services to approximately 43% of the total electricity distribution customers in Panama. As of December 31, 2011, ENSA distributed electricity to approximately 360,481 Panamanian customers consisting of regulated and large users and, during the first six months of 2012, ENSA distributed electricity to approximately 365,355 customers. ENSA's service area covers 29,200 square kilometers, comprising 39% of the geographic area of Panama.

ENSA's distribution network is comprised of network control centers, poles, distribution cables (overhead and underground), distribution substations and switching equipment, distribution transformers, meters, and interconnections with ETESA transmission network. As of December 31, 2011, the distribution network included facilities comprising 9,431 kilometers of distribution lines, thirteen key substations and 1,289 MVA of transforming capacity.

### Operational information

	Six months ended June 30,	Year Ended December 31,		
	2012	2011	2010	2009
Energy purchases (GWh) <sup>(a)</sup>	1,526	2,857	2,729	2,657
Energy sales (GWh) <sup>(a)(b)</sup>	1,459	2,716	2,577	2,369
Employees <sup>(a)</sup>	470	468	493	496
Average number of customers <sup>(c)</sup>	365,355	360,481	349,343	344,134
Customers at end of period	368,387	363,345	354,615	348,353
Customers / Employees	784	776	719	702
Sales (MWh) / Employees <sup>(a)</sup>	3,104	5,804	5,227	4,775
Energy losses (%) <sup>(c)</sup>	9.7%	10.1%	10.0%	10.2%

(a) Represents the number as of the date indicated.

(b) Energy Sales and Customer include Wheeling.

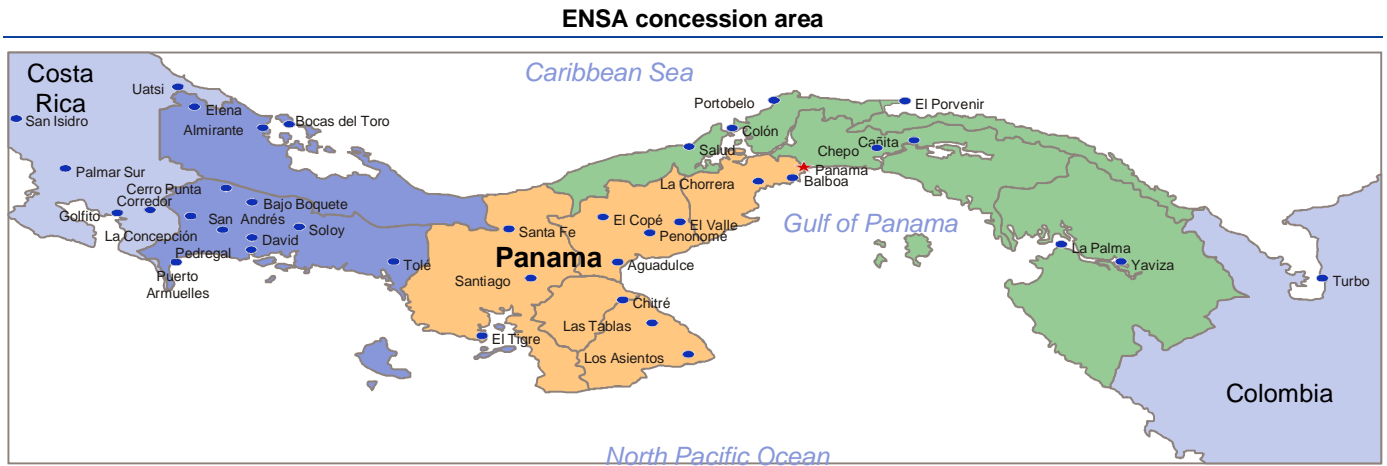
(c) Represents the average for the period ended as of the date indicated.

Source: Company information



## Overview of ENSA's Concession Contract

ENSA's concession area lies within an area of approximately 29,200 square kilometers that covers approximately 39% of Panama's territory and includes as of June 30, 2012, approximately 1.4 million inhabitants, or 43% of its total population. Approximately 58% of the population of Panama City lives within the concession area. The following map illustrates the location of the concession area within Panama.



Source: Company filings

ENSA holds a concession under a contract with the Panamanian Government (the “Concession Contract”) and has exclusive rights to operate the electricity distribution network in the northern and eastern part of Panama. The area includes the eastern side of Panama City (including El Dorado, Santa María, Río Abajo, Parque Lefevre, Panamá Viejo, Chanis, Costa del Este, Tocumen, Chepo and parts of Betania), the province of Colón, and the isolated distribution systems serving Darién, San Blas and the Gulf of Panama (including the resort islands of Contadora and Taboga). With the exception of certain sections along the border of Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.’s concession area and the Company’s concession area in Panama City and the Panama Canal area, the concession zone extends up to 500 meters from the existing distribution network and any new lines under construction. Apart from the Panama Canal Authority, only ENSA has the right to build or operate electricity distribution lines within the concession area. However, the Concession Contract does authorize Metro Oeste (Gas Natural from Spain) to use certain high-tension lines serving its concession zone, which run through ENSA’s area. The Panama Canal Authority only distributes electricity to canal operations and does not distribute to any other customers.



For commercial purposes, ENSA's concession area is divided into 12 districts. Details with respect to number of customers and energy sales for the six months ended June 30, 2012 and the year ended December 31, 2011 are set forth below:

#### Customers and sales per district

District	Six Months Ended June 30, 2012				Year Ended December 31, 2011			
	Total Customers		Unit Sales		Total Customers		Unit Sales	
	Average	%	Average	%	Average	%	MWh	%
Panamá	205,276	56%	788,473	59%	201,023	56%	1,474,791	58%
San Miguelito	83,022	23%	248,481	19%	82,507	23%	466,618	18%
Colón	51,147	14%	251,088	19%	51,479	14%	462,451	18%
Chepo	7,814	2%	16,627	1%	7,656	2%	30,420	1%
Portobelo	2,499	1%	4,438	0%	2,593	1%	8,042	0%
Chagres	1,186	0%	1,305	0%	1,252	0%	2,629	0%
Santa Isabel	1,073	0%	1,109	0%	1,058	0%	1,939	0%
Donoso	451	0%	458	0%	487	0%	889	0%
<b>Sub-Total</b>	<b>352,467</b>		<b>1,311,980</b>		<b>348,054</b>		<b>2,447,778</b>	
Isolated Systems <sup>(a)</sup>	12,865	4%	15,990	1%	12,404	3%	28,628	1%
Public Lighting <sup>(b)</sup>			25,711				49,382	
<b>Total</b>	<b>365,332</b>	<b>100%</b>	<b>1,327,970</b>	<b>100%</b>	<b>360,458</b>	<b>100%</b>	<b>2,525,788</b>	<b>98%</b>

Note: Does not include Wheeling customers.

(a) Isolated systems service those customers who are not connected to the National Interconnected System for the transmission and distribution of electricity. The isolated systems include data for Taboga, Balboa, Pinogana, Chepigana and San Blas. All are districts in the concession area except for San Blas.

(b) Public lighting represents the provision of electricity to the public lighting within the concession area.

Source: Company information

#### Key Concession Contract terms

Pursuant to the terms of the Concession Contract, ENSA is obligated to provide electricity distribution service to any end user within 100 meters of the Company's existing network at fixed connection tariffs with no contribution from the end user. Those end users located farther than 100 meters from ENSA's existing network that seek electricity distribution service may be required to cover the additional connection costs. Within the limits of ENSA's concession area there is an additional "zone of influence" that extends up to 3 kilometers beyond the concession zone, within which ENSA has certain preferential rights with respect to new electrification projects in rural areas where, without government subsidies, distribution projects would not be developed. When new electrification projects arise outside ENSA's concession zone, the right to provide service is awarded through a competitive bid process by the ASEP. In the case of rural electrification projects supported by subsidies from the Office for Rural Electrification, the distributor with the closest network is given the initial opportunity to provide service where such service can be achieved at the lowest price through the extension and development of an existing network. Otherwise, when no subsidies are provided, such projects are awarded through a competitive bid process. Since the privatization in 1998, ENSA has connected 40 communities to its distribution network for a total of 2,263 customers and received a total subsidy of US\$2.3 million.



The concession has a 15-year term and expires in October 2013. One year prior to the expiration of the concession period, the ASEP will hold an open competitive tender offer for the sale of the 51% of ENSA shares currently owned by PDG. PDG has the right to set the asking price for the shares it owns (to reflect, among other things, capital improvements made during the concession), by making its own bid, and will only be required to sell its shares if a higher offer is made, in which case PDG will be entitled to retain the sale proceeds. If no higher offer is made, PDG will retain the concession for another 15-year term, subject to the same renewal procedure thereafter with no requirement to make any payment to the Panamanian Government. PDG does not have the ability to match a subsequent bid if a higher offer is submitted by another party.

The Concession Contract requires that ENSA abide by service obligations contained in Article 90 of the 1997 Electricity Law, such as maintaining and monitoring the quality of supply, installing and maintaining equipment for public lighting, allowing third-party access to distribution infrastructure, promoting energy efficiency, complying with all applicable standards, legislation and regulations, and submitting annual compliance, technical and financial reports to the ASEP. In addition, ENSA maintain an annually renewable US\$8.0 million performance guarantee with the ASEP throughout the concession period. The Company is also required to give the ASEP notice of certain outages, an emergency action plan, and verification of compliance with the ASEP's metering standards. The Concession Contract requires ENSA to comply with Panamanian environmental regulations, take the necessary measures for effective environmental monitoring, and comply with the findings of the Golder environmental report prepared as part of the privatization process.

The Concession Contract permits ENSA to grant a lien over the concession with the ASEP's and the majority shareholders' prior consent. ENSA has not granted and does not plan on granting such a lien over the Concession Contract. ENSA is also permitted to suspend service to regulated customers whose unpaid bills are more than 60 days old or who have committed fraud by stealing electricity through illegal connections or otherwise.

The Panamanian Government retains the right to rescind the concession in case of war, grave civil unrest, or other urgent public interest. In these circumstances, it will follow the expropriation procedures of the Judicial Code and pay ENSA shareholders compensation at a 10% premium of its market value as agreed between the parties, determined by independent experts or set by arbitration. The ASEP can terminate the concession if ENSA declares bankruptcy, enter into a general assignment for the benefit of the creditors, suspend payments, go into liquidation, or in the event of repeated, material breaches of legal obligations governing public electricity distribution or if the terms of the concession are not remedied within 150 days after notice from the ASEP. In the event of termination, ENSA shareholders are entitled to receive compensation at a discount of 10% to the market value as determined above.





## Distribution network

*Distribution Cables.* ENSA's distribution network comprises approximately 9,431 kilometers of high, medium and low tension lines distributed in overhead and underground lines with 1,289 MVA of transforming capacity, of which 686 MVA is provided by three phase transformers (pole and pad mounted) and 603 MVA by pole and pad mounted single phase transformers. The standard primary voltage is 13.2 kV, especially in the more densely populated areas of the concession zone. In the northern part of the concession area, in particular the reverted areas around Colón, the distribution voltages are 12 kV, 4.16 kV and 2.4 kV. The isolated systems in which ENSA distributes electricity also have a limited amount of three phase and single phase 34.5 kV (i.e., 19.92 kV) lines. The Company's electricity distribution cables are comprised of copper, aluminum or steel cored aluminum conductors supported by poles (wood, steel, concrete and reinforced fiberglass). The distribution network, as of December 31, 2011, was segmented into approximately 137 main feeders, which have installed [335] remotely controlled breakers and 1,286 manually operated switches or fuses. Breakers, switches and fuses are devices installed along the lines that allow further segmentation of the feeders in order to reconfigure the network and/or isolate faults; therefore, increasing network reliability by containing the scope of any service outage to the smallest possible number of clients.

In addition, ENSA's network includes 59.3 kilometers of aerial 115 kV transmission lines, both single and double circuit, and 11.4 kilometers of underground transmission lines feeding the substations in Panama City. The 115 kV lines include a 15 kilometer link between ETESA's Panama II substation and the Cerro Viento substation which is used by generators to supply energy to customers outside of the concession area, for which the Company receives wheeling charge fees. In addition, ENSA owns 9.57 kilometers of 44 kV line connecting the France Field substation with the Mount Hope and Colón substations. The table below provides a summary of the aggregate cable circuit length in kilometers of ENSA's distribution cables by nature of line as of October 31, 1998 and December 31, 2011:

The table below provides a summary of the aggregate cable circuit length in kilometers of ENSA's distribution cables by nature of line as of October 31, 1998 and December 31, 2011:

**Cable circuit length (km)**

Line	October 31, 1998		December 31, 2011	
	Overhead	Underground	Overhead	Underground
115kV	23.4	0.0	59.35	11.40
44 kV	12.9	0.0	9.24	0.33
34.5/19.9kV	94.8	0.0	269.34	0.0
13.8kV	1,345.4	18.0	3,207.39	194.59
<13.8kV-2.4kV	878.9	39.6	53.20	87.72
Up to 600V	1,945.8	0.0	5,162.06	376.42
Total	4,301.2	57.6	8,760.58	670.46

Source: Company information

*Distribution Substations.* Substations are facilities that step down electricity voltage between transmission lines and distribution lines or among distribution lines. At distribution substations, various circuits of an electricity distribution network are grouped together by high voltage switching equipment. In the event of a network fault, this switching equipment automatically disconnects transmission or distribution equipment in order to isolate and minimize damage to network assets. The high voltage switchgear found at substations also permits the division of an electricity distribution network into smaller sections, enabling maintenance to be carried out or supply to be restored locally following a fault. As of December 31, 2011, ENSA's distribution network included a total of thirteen key substations.



ENSA's electricity load is served from ETESA's transmission system with three 115 kV substations. In Panama City, the Panama and Panama II substations serve the distribution substations Cerro Viento, Santa María, Monte Oscuro, Tocumen, Chilibre, Tinajitas and Calzada Larga. On the northern side of the concession area, the distribution substations at Bahía Las Minas, France Field, Colón and Mount Hope are served from the Bahía Las Minas generator substations No. 1 and No. 2, the connecting point for the larger thermal generating capacity located in the Atlantic Port City of Colón. ENSA's Geehan substation is served from the Pedregal Power generating facility. Currently there are two ongoing new substation projects: The Llano Bonito substation (early 2013) that will be served by a new underground 115 kV line from Cerro Viento, and the 24 of December substation (late 2013) which will be served at 230 kV directly by ETESA.

The table below indicates the level of energy off-takes by the 13 key distribution substations for the six months ended June 30, 2012 and year ended December 31, 2011.

#### Energy off-takes per substation

Substation	Six months Ended June 30, 2012		Year Ended December 31, 2011	
	Energy off-take (GWh) <sup>(a)</sup>	% of total Off-take	Energy off-take (GWh) <sup>(a)</sup>	% of Total off-take
Santa María	205,230	10.5%	387,270	10.6%
Cerro Viento	344,554	17.6%	651,843	17.9%
Monte Oscuro	199,184	10.2%	365,107	10.0%
Tocumen	228,257	11.7%	412,557	11.3%
France Field	222,478	11.4%	373,734	10.2%
Chilibre	239,999	12.3%	470,972	12.9%
Colón	74,526	3.8%	145,007	4.0%
Bahía Las Minas	57,577	2.9%	108,928	3.0%
Mount Hope	49,994	2.6%	114,773	3.1%
Calzada Larga	99,746	5.1%	176,765	4.8%
Bayano	2,324	0.1%	4,334	0.1%
Geehan	60,232	3.1%	119,841	3.3%
Tinajitas	172,989	8.8%	317,249	8.7%
<b>Total</b>	<b>1,957,091</b>	<b>100.0%</b>	<b>3,648,379</b>	<b>100.0%</b>

(a) Energy off-take amounts do not include transmission losses, isolated systems-service B.  
Source: Company information

*Interconnections with ETESA's Transmission Network.* The transmission network operated by ETESA interconnects to the distribution network at a total of four interconnection points operating at various voltages. ETESA's network delivers power from generators outside of ENSA's concession zone to the Company.

*Distribution Transformers.* A transformer is a device used to change electrical voltage level from one to another to suit customers' requested supply voltage. As of December 31, 2011, ENSA's distribution network included approximately 24,084 transformers, primarily ranging from 1 kVA to 2,500 kVA with a total of 1,289 MVA.

*Meters.* ENSA owns and maintains all of the meters used to measure the amount of electricity consumed by its consumers. These meters are located at customers' premises and are read manually by employees or contractors. As of June 30, 2012, the Company had more than 368,364 meters in place across its distribution networks. Most of the meters within ENSA's network are electromechanical and some are digital. For larger customers, meters take measurements of capacity (kW), reactive power (kVAr) and energy consumption (kWh).



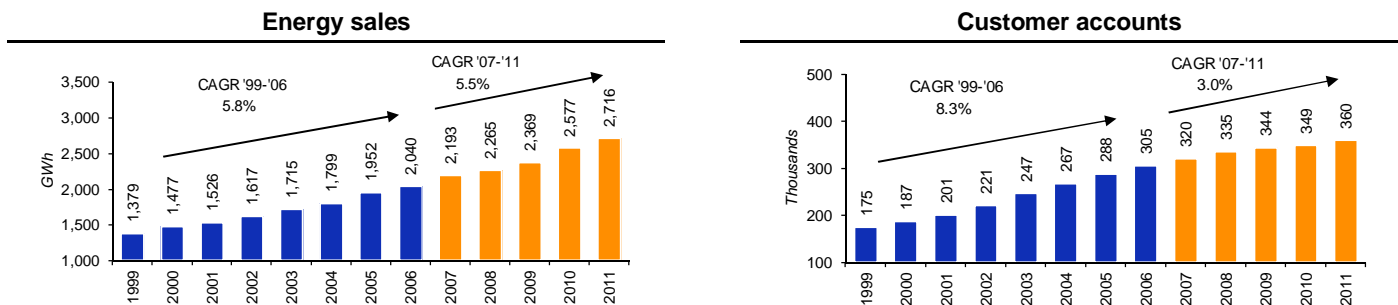
**Public Lighting.** In addition to servicing the regulated and unregulated customers, ENSA is responsible for installing and operating all public lighting (alumbrado público) within its concession area. From January 2003 through June 30, 2012, ENSA has installed 37,674 new units and replaced 22,700 streetlights for a total of 60,374 units. ENSA will continue to expand and upgrade public lighting on a gradual basis to meet and exceed the illumination standards established by ASEP’s public lighting regulations. As of December 31, 2011, the Company was in compliance with the ASEP’s requirements with respect to the number of new streetlights which had to be installed by that date.

## Customers

For the year ended December 31, 2011, ENSA’s energy sales were 2,716 GWh, 5.4% higher than those of the previous year and equivalent to approximately 41% of the total energy sales in Panama. During 2011, ENSA had an average of 360,481 customers consisting of regulated customers and large users, an 3.2% increase over the previous year and representing approximately 43% of the Panamanian market. During the first six months of 2012, ENSA had an average number of 365,355 customers.

Between 1999 and 2006, ENSA grew its customer base at an average annual rate of 8.3%, largely as a result of its focus on converting illegal connections into legal, metered customers. Customer growth began to stabilize in 2007, and between 2007 and 2011, ENSA’s customer base grew at an annual rate of 3.0%. Energy sales grew at an annual rate of 5.8% during the 1999 and 2006 period and at 5.5% during the 2007 and 2011 period.

The following charts provide an overview of ENSA’s historical energy sales and customer base since its privatization in 1998:



Source: Company information

**Regulated Customer Categories.** ENSA’s regulated customer base is divided into four categories: residential, commercial (i.e., retailers), industrial (i.e., plants and manufacturing facilities) and government. Government agencies, such as municipalities and the Panamanian Government, as well as public water plants and public lighting, are included in the “government” category. As of June 30, 2012, regulated customers represented 93.0% of ENSA’s total first half electricity sales and non-regulated customers accounted for 7.0%, and no single customer represented more than 10.0% of ENSA’s business.



The following table sets forth the average number of ENSA's regulated consumers by category for the periods indicated.

**Average number of regulated consumers**

<b>Customer Type</b>	<b>Six Months Ended June 30, 2012</b>	<b>Year Ended December 31, 2011</b>	<b>Year Ended December 31, 2010</b>	<b>Year Ended December 31, 2009</b>	<b>2009-2011 Average Annual Growth (%)</b>
Residential	334,878	330,559	320,811	316,778	2.28%
Commercial	27,324	26,869	25,683	24,780	4.43%
Industrial	208	208	210	204	-0.16%
Government	2,946	2,845	2,640	2,371	9.45%
<b>Total</b>	<b>365,355</b>	<b>360,481</b>	<b>349,343</b>	<b>344,134</b>	<b>2.48%</b>

*Source: Company information*

The following table sets forth the aggregate electricity sales to ENSA's regulated customers by category for the periods indicated.

**Electricity sales (GWh) to regulated customers per category**

<b>Customer Type</b>	<b>Six Months Ended June 30, 2012</b>	<b>Year Ended December 31, 2011</b>	<b>Year Ended December 31, 2010</b>	<b>Year Ended December 31, 2009</b>	<b>2009-2011 Average Annual Growth (%)</b>
Residential	495	920	872	791	7.47%
Commercial	576	1,071	1,005	964	4.41%
Industrial	194	366	356	277	11.80%
Government	168	310	296	290	4.04%
Public lighting	26	49	48	47	2.72%
<b>Total</b>	<b>1,458</b>	<b>2,716</b>	<b>2,577</b>	<b>2,369</b>	<b>6.25%</b>

*Source: Company information*

Some of ENSA's customers are serviced by the isolated systems, which are those distribution systems not connected to the National Interconnected System for the transmission and distribution of electricity. As of December 31, 2011, ENSA served over 12,404 customers in the isolated systems with a total consumption of 28,628 MWh, equivalent to 1.1% of total consumption within the concession area.

ENSA's investment into its distribution network allows the Company to ensure that its substations and transmission lines function in line with the most current technological standards. Technological advancements in the distribution of power result in more consistent and cost efficient delivery of electricity to consumers.



*Large (and Potentially Unregulated) Customers.* ENSA also sells electricity to large users, which are those customers with peak demand higher than 100 kW. Large users can choose whether to be a regulated or unregulated customer. Large users are not obligated to purchase energy from the distribution companies and become unregulated customers by purchasing energy directly from generators. ENSA is obligated to provide electricity generators with access to its network to permit delivery to these customers provided the generators and unregulated customers pay ENSA regulated distribution charges known as wheeling charges. At year end 2011, 629 of the Company's customers qualified as large users, which represented approximately 34% of the total consumption in 2011, and, as of June 30, 2012, a total of 682 of ENSA's customers qualified as large users, which represented approximately 35% of total consumption in the first quarter of 2012. As of June 30, 2012, 23 of ENSA's large customers were unregulated and purchased energy directly from generators. Initially, large users were those with peak demand higher than 500 kW but, since 2002, this requirement was gradually reduced. As of January 2005, large users are those with peak demand greater than 100 kW. The following table sets forth the number of large users and the aggregate electricity sold by ENSA to these customers for the periods indicated. Large customers from ENSA's concession area that elect to purchase power from generators or another utility directly are still required to use ENSA's distribution network and are also required to purchase and install transformation and metering equipment approved by the CND.

#### Electricity sales to large users

	Six Months Ended June 30,	Year Ended December 31,		
	2012	2011	2010	2009
Number of large users	682	629	585	622
Amount of electricity sold (in GWh)	504	920	860	933

Source: Company information

*Others That Use ENSA's Distribution Network.* In addition, ENSA is entitled to receive wheeling charge fees from generators or distributors using its distribution networks to deliver energy to unregulated customers purchasing directly from generator or the spot market. ENSA also receives rental income from the telephone company Cable & Wireless (Panama) S.A. and from the cable TV company Cable Onda S.A. for their use of its poles. Along with several smaller TV companies, Cable & Wireless and Cable Onda use ENSA's existing distribution network to carry their respective services to their respective customers. The Company also entered into contracts with other companies and smaller Internet providers that rent pole space from it.

#### Regulated distribution tariffs

Network access charges are designed to be set at a level that allow distributors to achieve sufficient revenues to cover the costs of their efficient investments, operating, maintenance (including metering, billing and customer service), administrative and commercial expenses, standard level of losses and a reasonable return on investment. Each of these costs and return on capital is determined by the ASEP based on the expenses and returns of comparable companies. The permitted pre-tax rate of return, as determined by the ASEP, must be within a 2% range above or below the average yield on the 30-year U.S. Treasury Bond in the year preceding the setting of the tariff plus an 8% risk premium. For the current tariff structure, which will remain in force until June 30, 2014 the pre-tax rate of return is set at 10.44%. This rate is applied to the distributors' net fixed assets in operation during the tariff period based on historic accounting values at the start of the tariff period plus the distributors' efficient investment requirements for the tariff period.



Under the current tariff structure, all distribution system users and all regulated customers pay a separate consumption-based charge within the tariff to cover the capital, energy and operational costs of public lighting. Retirees (men age 62 or older and women age 57 or older) receive a 25% discount on charges applied for the first 600 kWh of consumption. For any consumption above the 600 kWh threshold, retirees pay full charges.

Tariff options for customers include: (i) a simple kilowatt hour based tariff, restricted to residential and other customers with an electricity demand of 15 kW or less, (ii) a demand-based tariff; and (iii) a time-of-day based tariff. This last type is supplied to customers at any tension. As of June 30, 2012, only 100 customers were supplied on a time-of-day tariff, including those who changed from a demand-based tariff to a time-of-day tariff during the last year. Customers are allowed to change their tariff option twice in a twelve month period without incurring a penalty. After the second change, the customer will pay a penalty in the amount of 50% of the connection fee.

The VAD tariff structure remains in full force and effect for a four-year period. Every six months during the tariff period, the capacity and energy cost-components of the tariff are adjusted to account for variances in actual and expected energy costs, and only 50% of the distribution and commercial charges are adjusted for inflation based on the Panamanian CPI for the prior two semesters. The generation and transmission components of the tariff are adjusted based on the actual energy purchased and the actual cost of transmission. Each of the customers agrees to purchase electricity from ENSA at one of several tariff rates offered.

*Simple Tariff (“BTS”).* The simple tariff is an energy per kW hour rate restricted to customers with low tension lines (600 V or less) and with a demand of 15 kW or below. As of June 30, 2012, the simple tariff applied to 98.7% of ENSA’s customers. Consumption of electricity by customers under the simple tariff accounted for 44% of the electricity ENSA sold to its customers during the first six months of 2012.

*Low Tension Maximum Demand Tariff (“BTD”) and Low Tension Time of Use Tariff (“BTH”).* The low tension maximum demand tariff and low tension time of use tariff are available to ENSA’s regulated commercial, industrial and residential customers that are connected at a voltage level at or below 600 V and also have a predictable level of demand equal or higher than 15 kw. These tariffs include a capacity or demand component, an energy component and a fixed customer charge. The capacity and energy components include a generation, transmission and distribution component. Prior to April 1, 2006, the capacity charge had been applied to the average of the three highest demand amounts registered on a monthly basis during the prior six-month period, and the energy charge had been applied to the electricity consumed. Under the ASEP’s March 31, 2006 resolutions, the capacity charge is now based on the customer’s actual capacity and consumption.

*Medium Tension Maximum Demand Tariff (“MTD”) and Medium Tension Time of Use Tariff (“MTH”).* The medium tension maximum demand tariff and the medium tension time of use tariff are available to customers that take delivery of electricity at a voltage level higher than 600 V and lower than 115 kV. These tariff charges have the same structure and operate in the same manner as the low tension maximum tariff and the low tension time of use tariff.

*High Tension Maximum Demand Tariff (“ATD”) and High Tension Time of Use Tariff (“ATH”).* The high tension maximum demand tariff and the high tension time of use tariff are available to customers that take delivery of electricity at a voltage level higher than 115 kV. These tariff charges have the same structure and operate in the same manner as the low and medium tension maximum tariff and the low and medium tension time of use tariff.



*Wheeling Charges at Low, Medium and High Tension.* For unregulated customers purchasing energy in the wholesale market directly from the generating companies or in the spot market, they must pay the distributor serving their location a capacity and energy charge, or a wheeling charge, for the distribution and commercial tariff component.

*Public Lighting Charges.* Charges for public lighting, including a return on capital, operating and maintenance expenses and energy consumption costs are built in to the customers' regulated tariff.

The following table sets forth the average number of ENSA's customers by applicable tariff for the periods indicated:

**Customers by applicable tariff<sup>(a)</sup>**

	Six Months Ended		Year Ended December 31,	
	June 30,			
	2012	2011	2010	2009
<b>Low tension</b>				
BTS – Residential	334,802	330,484	320,729	316,631
BTS – Other	25,969	25,584	24,391	23,359
BTD	4,091	3,945	3,770	3,719
BTH	95	97	96	89
<b>Medium tension</b>				
MTD	390	364	350	327
MTH	5	4	4	4
<b>High tension</b>				
ATD	3	3	3	5
Public lighting				
<b>Total</b>	<b>365,355</b>	<b>360,481</b>	<b>349,343</b>	<b>344,134</b>

Note: Includes Wheeling customers.

(a) Average number of customers per tariff over the defined time period.

Source: Company information

The following table sets forth the aggregate electricity sales to ENSA's customers by applicable tariff for the periods indicated:



### Sales (GWh) by applicable tariff

	Six Months Ended June 30,	Year Ended December 31,		
	2012	2011	2010	2009
<b>Low tension</b>				
BTS – Residential	494	917	869	786
BTS – Other	142	271	255	244
BTD	327	616	592	554
BTH	3	6	6	6
<b>Medium tension</b>				
MTD	323	595	552	520
MTH	1	2	2	2
<b>High tension</b>				
ATD	143	259	252	211
Public lighting	26	49	48	47
<b>Total</b>	<b>1,458</b>	<b>2,716</b>	<b>2,577</b>	<b>2,369</b>

Note: Includes Wheeling customers.

Source: Company information

The following table sets forth each of our applicable energy tariffs for the periods indicated:





**Applicable energy tariffs (2009 – 2012)**

		<b>April 1, 2012 to June 30, 2012</b>	<b>January 1, 2012 to March 31, 2012</b>	<b>July 1, 2011 to December 31, 2011</b>	<b>January 1, 2011 to June 30, 2011</b>	<b>July 1, 2010 to December 31, 2010</b>	<b>January 1, 2010 to June 30, 2010</b>	<b>July 1, 2009 to December 31, 2009</b>	<b>January 1, 2009 to June 30, 2009</b>
<b>LOW TENSION TARIFFS</b>									
<b>Simple Tariff (BTS)</b>									
Fixed charge for first 10 kWh	B/. Client / month	1.94	1.94	1.92	1.92	1.89	1.90	1.88	1.88
Energy charge for following 490 kWh	B/. kWh	0.18050	0.18050	0.17827	0.17827	0.18683	0.18358	0.17033	0.18088
Energy charge for following kWh	B/. kWh	0.20676	0.20676	0.20420	0.20420	0.20790	0.21342	0.19509	0.20680
<b>Maximum Demand Tariff (BTD)</b>									
Fixed charge	B/. Client / month	3.57	3.57	3.53	3.53	3.47	3.61	3.57	3.57
Energy charge	B/. kWh	0.15868	0.15868	0.15671	0.15671	0.16351	0.15486	0.14191	0.15174
Maximum Demand charge	B/. kW / month	12.08	12.08	11.94	11.94	11.30	17.05	14.73	15.19
<b>Time of Use Tariff (BTH)</b>									
Fixed charge	B/. Client / month	3.57	3.57	3.53	3.53	3.47	3.61	3.57	3.57
Energy charge on Peak Period	B/. kWh	0.15078	0.15078	0.14891	0.14891	0.12985	0.26372	0.20880	0.21772
Energy charge off Peak Period	B/. kWh	0.10046	0.10046	0.09921	0.09921	0.12136	0.09070	0.09035	0.09883
Maximum Demand charge on Peak Period	B/. kW / month	25.28	25.28	24.97	24.97	22.21	24.25	20.64	21.29
Maximum Demand charge off Peak Period	B/. kW / month	4.18	4.18	4.13	4.13	4.09	3.75	3.73	3.73
<b>MEDIUM TENSION TARIFFS</b>									
<b>Maximum Demand Tariff (MTD)</b>									
Fixed charge	B/. Client / month	6.40	6.40	6.32	6.32	6.20	5.98	5.92	5.92
Energy charge	B/. kWh	0.12978	0.12978	0.12816	0.12816	0.13777	0.13614	0.12644	0.13664
Energy charge for following hours	B/. kWh	0.11565	0.11565	0.11420	0.11420	0.12253	0.12175	0.11339	0.12232
Maximum Demand charge	B/. kW / month	10.47	10.47	10.35	10.35	9.43	13.83	12.50	12.83
<b>Time of Use Tariff (MTH)</b>									
Fixed charge	B/. Client / month	6.40	6.40	6.32	6.32	6.20	5.98	5.92	5.92
Energy charge on Peak Period	B/. kWh	0.11959	0.11959	0.11810	0.11810	0.10039	0.23328	0.18145	0.18976
Energy charge off Peak Period	B/. kWh	0.07602	0.07602	0.07507	0.07507	0.09339	0.07266	0.07249	0.08038
Maximum Demand charge on Peak Period	B/. kW / month	23.84	23.84	23.55	23.55	20.60	29.27	24.56	25.40
Maximum Demand charge off Peak Period	B/. kW / month	3.89	3.89	3.84	3.84	3.80	4.06	4.04	4.04
<b>HIGH TENSION TARIFFS</b>									
<b>Maximum Demand Tariff(ATD)</b>									
Fixed charge	B/. Client / month	6.40	6.40	6.32	6.32	6.20	5.98	5.92	5.92
Energy charge	B/. kWh	0.11116	0.11116	0.10978	0.10978	0.12167	0.11863	0.10852	0.11799
Energy charge for following hours	B/. kWh	0.09763	0.09763	0.09641	0.09641	0.10667	0.10449	0.09581	0.10409
Maximum Demand charge	B/. kW / month	11.78	11.78	11.63	11.63	10.15	15.80	13.41	13.90
<b>Time of Use Tariff (ATH)</b>									
Fixed charge	B/. Client / month	6.40	6.40	6.32	6.32	6.20	5.98	5.92	5.92
Energy charge on Peak Period	B/. kWh	0.12357	0.12357	0.12203	0.12203	0.10309	0.22649	0.17558	0.18371
Energy charge off Peak Period	B/. kWh	0.07772	0.07772	0.07674	0.07674	0.09587	0.06964	0.06952	0.07724
Maximum Demand charge on Peak Period	B/. kW / month	23.25	23.25	22.96	22.96	19.63	25.84	20.99	21.86
Maximum Demand charge off Peak Period	B/. kW / month	6.40	6.40	6.32	6.32	6.20	5.98	5.92	5.92

Note: The regulator approved an increase of 1.25% for BTS customers and 10% for the rest of the tariffs. These increases are applied as a new charge in the customers bill and is not included in this table  
Source: ASEP



For the last several years, increases in rates resulting from the semi-annual rate adjustment process were not fully passed through to customers in the form of tariff increases, but were passed through directly to customers, in part, with the remaining amount paid for by the Panamanian Government. The following table illustrates the approved rate increases and the amount of government subsidy we have received for the periods listed below.

**Tariff adjustments applied to customer rates**

	<u>Increase requested (%)</u>	<u>Increase requested (\$ in mm)</u>	<u>Govt subsidy received (%)</u>	<u>Govt subsidy received (\$ in mm)</u>	<u>Increased passed to customers (%)</u>	<u>Increase passed to customers (\$) <sup>(b)</sup></u>
January 1, 2010 to June 30, 2010	8.95%	17,194	0.0%	0	8.95%	17,194
July 1, 2010 to December 31, 2010	(2.0%)	(4,505)	1.0%	2,280	(3.0%)	(6,785)
January 1, 2011 to June 30 2011	5.57%	13,026	8.8%	20,487	(3.2%)	(7,461)
July 1, 2011 to December 31, 2011	13.81%	30,919	13.8%	30,919	0.0%	0
January 1, 2011 to June 30 2012	20.2%	39,839	18.9%	36,956	1.25%	2,883
July 1, 2011 to December 31, 2012	17.2%	40,576	11.5%	27,013	5.77%	13,563

Source: Company information

## Power purchases

ENSA is required by law to provide contract coverage for regulated customers' contribution to the peak demand of the system, Demanda Máxima de Generación, or DMG, and the associated energy. It is obligated to contract 100% of the demand of regulated customers (including large users) for the next two years, 90% for the following third year and fourth years, and 80% for the following fifth and sixth years. This requires that ENSA accurately estimates customers' needs while limiting the possibility of over contracting. The Company's power purchase strategy of entering into medium and long term contracts is designed to protect customers from fluctuations in the energy cost component of their tariff and to avoid a strong dependence on the electricity spot market, whose prices can be subject to greater fluctuation. ENSA and the other distributors operate closely with ETESA when working through its power purchase program. They provide ETESA with their needs and ETESA in turn submits a request for forward purchase, or RFP, to generators. ETESA administers the bid process, contract negotiations and other logistical items, and then assigns the contract to distributors. Energy purchase costs are passed through during this process, saving ENSA time and energy as ETESA manages the majority of related administrative processes. For the year ended December 31, 2011, ENSA purchased approximately 99% of its total energy requirements through power purchase agreements, and has contracted 100% of its energy needs through the end of 2012. Purchase prices for these contracts are based on competitive bidding processes.

The capacity and associated energy contracts are not take or pay contracts for the energy component, Energy component is only paid for when used. However, the Company has unconditional long-term contractual obligations, related to the purchase of power capacity only, which is totally passed through to their customers.



The amount of payments required for such obligations, are below:

### Long-term energy purchase obligations

Year	Payment Obligations	
2012		\$88.3
2013		96.3
2014		93.5
2015		83.5
Hereafter		501.8
<b>Total</b>		<b>\$926.3</b>

Source: Company information

ENSA currently has contracted 97% and 89% of its expected 2014 and 2015 capacity requirements. Prior to March 2006, ENSA was not required to contract for its large regulated customers, who are able to become unregulated and purchase directly from generators. Currently, ENSA must include large customers in its contract coverage, however, if a large regulated customer elects to become unregulated, all of the purchase agreements allow the Company to exclude from its contract the proportionate amount represented by that customer. The following table summarizes the main features of ENSA's power purchase agreements as of June 30, 2012.

### Power purchase agreements

Generator	Initial month	Expiry month	Capacity (MW)	Capacity price (\$/kWmonth)	Fuel (\$/kWh)	O&M (\$/kWh)	Total (\$/kWh)
AES PANAMA ESTI-03-99	20-Nov-03	19-Nov-13	48.7	\$9.48		\$0.04000	\$0.04000
FORTUNA DME-001-06	01-Jan-09	31-Dec-18	114.3	\$7.53		\$0.05487	\$0.05487
PASO ANCHO DME-002-05	05-Oct-10	04-Oct-18	4.0	\$6.65		\$0.04056	\$0.04056
ESEPSA DME-007-07	01-Jul-09	30-Jun-14	1.0	\$12.00		\$0.06290	\$0.06290
AES PANAMA DME-007-08	01-Jan-12	31-Dec-21	24.6	\$10.00		\$0.07290	\$0.07290
FORTUNA DME-008-08	01-Jan-13	31-Dec-22	8.1	\$12.00		\$0.07500	\$0.07500
AES PANAMA DME-009-08	01-Jan-13	31-Dec-22	9.4	\$10.00		\$0.07980	\$0.07980
HYDRO CAISAN DME-010-08	07-Jan-13	10-jun-23	5.1	\$31.30			
ELECTRON INVESTMENT DME-011-08	01-Jan-13	31-Dec-22	10.4	\$15.00		\$0.06965	\$0.06965
ALTERNEGY DME-012-08	01-Jan-13	31-Dec-22	18.4	\$25.75			
BONTEX DME-013-08	01-Jan-13	31-Dec-22	4.6	\$25.75			
PEDREGALITO DME-010-11	01-Jan-12	31-Dec-14	0.9	\$30.00		\$0.0542	\$0.0542
CALDERA DME-011-11	01-Jan-12	31-Dec-14	0.6	\$25.00		\$0.0733	\$0.0733
RIO CHICO DME-012-11	01-Jan-12	31-Dec-14	0.5	\$30.00		\$0.0542	\$0.0542
ALTO VALLE DME-013-11	01-Jan-12	31-Dec-14	0.4	\$30.00		\$0.0542	\$0.0542
HIDRO PIEDRA DME-014-11	01-Jan-12	31-Dec-14	0.2	\$12.39			
ELECTROGENERADORA ISTMO DME-015-11	01-Jan-12	31-Dec-14	0.1	\$25.00		\$0.0733	\$0.0733
FORTUNA DME-016-11	01-Jan-15	31-Dec-29	7.9	\$11.31			
CONSORCIO TABASARÁ DME-017-11	01-Jan-15	31-Dec-29	3.2	\$9.00		\$0.1008	\$0.1008
HIDROECOLOGIA TERIBE DME-018-11	01-Jan-15	31-Dec-29	2.7	\$8.50			
MIFTA DME-019-11	01-Jan-15	31-Dec-29	2.7	\$10.25		\$0.0797	\$0.0797
ESEPSA DME-020-11	01-Jan-15	31-Dec-29	1.5			\$0.0910	\$0.0910
PEDREGALITO DME-021-11	01-Jan-15	31-Dec-29	1.1	\$30.00		\$0.0542	\$0.0542
CALDERA DME-022-11	01-Jan-15	31-Dec-29	0.8	\$25.00		\$0.0633	\$0.0633
RIO CHICO DME-023-11	01-Jan-15	31-Dec-29	0.6	\$30.00		\$0.0542	\$0.0542
ALTO VALLE DME-024-11	01-Jan-15	31-Dec-29	0.6	\$30.00		\$0.0542	\$0.0542
DESARROLLO HIDRO CORP DME-025-11	01-Jan-15	31-Dec-29	0.5	\$10.35		\$0.0965	\$0.0965
SAN LORENZO DME-026-11	01-Jan-15	31-Dec-29	0.4	\$15.00		\$0.0895	\$0.0895
ELECTROGENERADORA ISTMO DME-027-11	01-Jan-15	31-Dec-29	0.3	\$25.00		\$0.0633	\$0.0633
BLM DME-017-06	01-Jan-10	31-Dec-18	54.0	\$ 28.14	\$ 0.02018	\$ 0.01094	\$0.03112
BLM DME-018-06	01-Jan-19	31-Dec-23	38.6	\$ 28.77	\$ 0.02018	\$ 0.01094	\$0.03112
PAN AM DME-010-06	01-Jan-10	31-Dec-19	20.0	\$ 12.00	\$0.0578	\$0.01425	\$0.07205
PAN AM DME-011-06	01-Jan-11	31-Dec-20	60.0	\$ 12.00	\$0.0578	\$0.01425	\$0.07205
TERCARIBÉ (SEMPER) DME-010-07	01-Jan-09	31-Dec-18	22.5	\$ 12.00	\$0.0578	\$0.0122	\$0.07
Tercaribe DME-005-07	01-mar-09	30-jun-14	2.9	\$ 22.50	\$0.05706	\$0.0296	\$0.08666
Generadora del Atlántico DME-009-07	01-jun-09	30-jun-14	30.0	\$ 12.00	\$0.0576	\$0.0189	\$0.0765
ESEPSA DME-008-10	01-Jan-12	31-Dec-14	4.0	\$ 10.50			
FORTUNA DME-009-10	01-Jan-12	31-Dec-14	3.2	\$ 9.27			
GENA DME-010-10	01-Jan-12	31-Dec-14	1.3	\$ 10.37			



### Power purchase agreements (continued)

Generator	Initial month	Expiry month	Capacity (MW)	Capacity price (\$/kWmonth)	Fuel (\$/kWh)	O&M (\$/kWh)	Total (\$/kWh)
ACP DME-011-10	01-Jan-12	31-Dec-14	9.6	\$ 7.5			
HIBÉRICA DME-041-11	01-Jan-12	31-Dec-14	0.4	\$ 8.96			
FORTUNA DME-042-11	01-Jan-12	31-Dec-14	18.4	\$ 6.19			
HBOQUERÓN DME-043-11	01-Jan-12	31-Dec-14	0.3	\$ 10.07			
PEDREGAL DME-044-11	01-Jan-12	31-Dec-14	4.6	\$ 10.00			
EGESA DME-045-11	01-Jan-12	31-Mar-12	0.3	\$ 10.28			
ACP DME-046-11	01-Jan-12	31-Dec-14	4.4	\$ 10.49			
ISTMUS HYDRO DME-001-12	01-Jan-12	31-Dec-12	0.7	\$ 8.00			
HPANAMÁ DME-002-12	01-Jan-12	31-Dec-12	0.2	\$ 8.25			
PEDREGAL DME-003-12	01-Jan-12	31-Dec-12	3.6	\$ 9.45			
PEDREGAL DME-004-12	01-Jan-12	31-Dec-12	5.7	\$ 8.68			
CAFÉ ELETA DME-005-12	01-Jan-12	31-Dec-12	0.0	\$ 11.00			
BLM DME-006-12	01-Jan-12	31-Dec-12	24.7	\$ 11.60			
GENA DME-007-12	01-Jan-12	31-Dec-12	12.0	\$ 11.90			

Source: Company information

The energy ENSA purchased during 2010 had an average overall cost of US\$125 per MWh. For 2011 and for the first half of 2012, ENSA's average overall cost of energy was US\$142 per MWh and US\$137 per MWh, respectively, principally due to an increase in the fuel prices. ENSA measures the energy delivered by generators at its connection points to the transmission grid. Once metered, the purchased energy is allocated to each contract on an hourly basis in the proportion of the capacity contracted with each generator divided by the DMG.

If any generator is unable to fulfill its capacity commitments, ENSA is entitled to compensation from the generator for the associated energy not supplied at three times its contracted capacity price. Payment of this penalty does not exempt the generator from a compensation claim by ENSA for any fines that the Company may incur as a result of the capacity shortfall.

Payment for the purchased energy is due 30 days from invoicing, which, under the contracts, is required to take place within the first five days of each month. As a guaranty for payment, each of the Company's power purchase contracts requires an annual performance bond equal to the value of ENSA's average monthly consumption at the contracted average overall price. Likewise, generators issue performance bonds in ENSA's favor to guarantee the supply of the contracted energy.



The table below summarizes the composition of ENSA's energy purchases, including allocated transmission losses, in the six months ended June 30, 2012 and the years ended December 31, 2010 and 2011:

### Energy purchases

	Six Months Ended June 30		Year Ended December 31,			
	2012		2011		2010	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
AES Panamá	267.9	17%	281.4	10%	284.3	15%
Enel Fortuna	338.4	22%	522.2	18%	519.5	27%
Otras Hidro	85.8	6%	405.0	14%	14.3	1%
Spot Market	7.1	0%	31.8	1%	0.0	0%
Transmission Losses	48.5	3%	73.9	3%	63.2	3%
Isolated Systems - Service B	(0.01)	(0%)	(0.2)	(0%)	(0.7)	(0%)
Panam	259.6	17%	506.2	17%	419.7	22%
Bahía Las Minas	351.7	23%	683.4	24%	695.7	37%
Pedregal	17.9	1%	1.8	0%	140.4	7%
Tercaribe	91.9	6%	160.4	6%	212.3	11%
Gena	38.4	2%	61.9	2%	193.1	10%
Otras Termicas	47.5	3%	168.6	6%	234.1	12%
<b>Total</b>	<b>1,554.7</b>	<b>100%</b>	<b>2,896.3</b>	<b>100%</b>	<b>1,895.3</b>	<b>100%</b>

Source: Company information

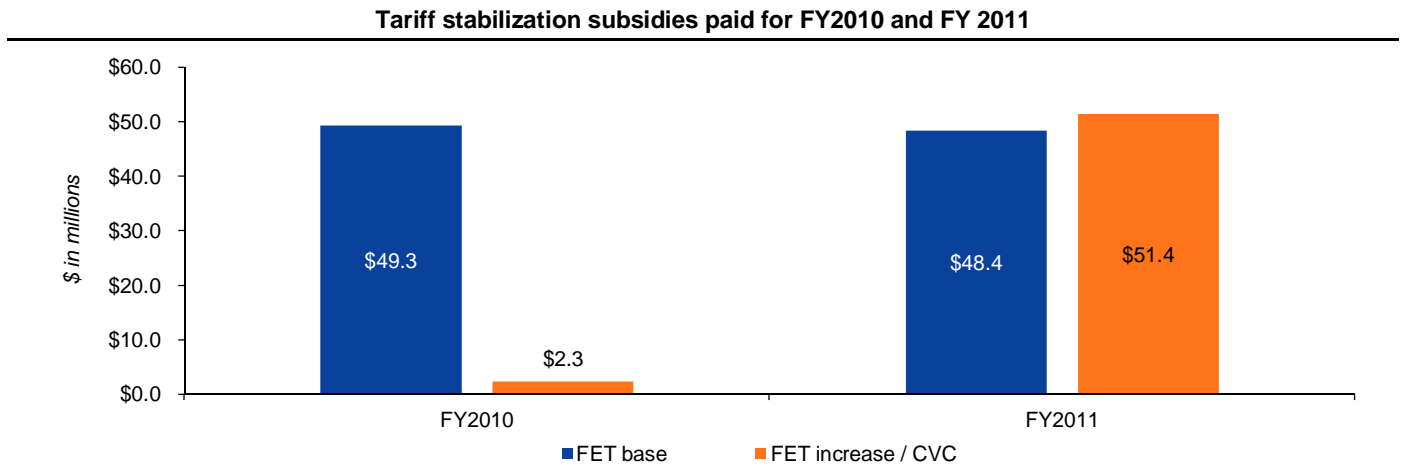
### Government subsidies

In 2004, the Panamanian government established a Stabilization Rate Fund with the goal of minimizing sudden increases in the applicable tariff paid by customers. The primary subsidies are (i) the FET base, which distributed given to all customers that consume less than 500 KWh each month, (ii) the FET increment/CVC (or FET increase), which offsets tariff increases for all customers due to cost pass through as a result of fuel price increase above the estimate included in tariff. Total subsidies under these schemes amounted to \$51.6 million in 2010 and \$99.8 million in 2011. Government subsidies are generally reimbursed to the company in June and December. Late payments are subject to interest of approximately 7%.

The Government has expressed its intention to gradually reduce the amount of subsidies paid in the future in order to slowly shift the burden for rising energy prices onto the consumer. In the near term, the Government will reduce the number of customer accounts that qualify for the FET base by providing subsidies to only those accounts that consume less than 300 KWh each month.



The following chart outlines FET base and FET increase/CVC tariff stabilization subsidies paid in 2010 and 2011:



Source: Company information

### Construction, maintenance and operations

ENSA is responsible for constructing and maintaining the electrical distribution grid within its concession area. ENSA performs these operations through existing outsourcing contracts with highly experienced third parties. Grid construction requirements may originate from system expansion, load increases within the served areas, reliability improvements, or quality of service related improvements. All contracts with third parties are renegotiated upon expiration to guarantee cost efficient execution of all construction projects.

System maintenance is similarly performed through qualified and experienced third party contractors. We determine the scope, material and skills required, and the execution time for all planned preventive and required corrective maintenance within the system.

The Company monitors its system operation on a 24-hour basis from a centralized load dispatch center located in the Business Park – Costa del Este facility where ENSA also maintains and dispatches necessary emergency crews. ENSA successfully upgraded its radio communication and supervisory control and data acquisition system, or SCADA, used for controlling field operations and dispatch with modern SCADA-DMS and distribution automation systems. Customers' calls are received at a 24-hour call center. Service outages and emergency requirements are registered in the outage management system and are immediately attended to by the dispatch center and third-party service crews in order restore the electricity service within the shortest possible time. Routine upgrades and investments in ENSA's distribution grid and operating system benefit the Company's customer base. Through constant monitoring, construction and maintenance, ENSA strives to increase operational efficiencies with the goal of better serving its customers.



## Data processing systems

ENSA is currently in full compliance with all applicable software licensing laws and regulations. The main information systems are Oracle-based and include Oracle Financial and Oracle Spatial. ENSA's customer information system was provided and installed by Synergia, a well-known specialized company in software applications for the energy industry, and the outage management system was developed and installed by UTE, a public and fully integrated power company in Uruguay. ENSA also uses, among others, AutoCAD-based applications. ENSA expects an upgraded Oracle or SAP-based customer information system to be installed by September, 2013. The Company's state-of-the-art technology allows it to have a highly efficient operation, providing it with real-time monitoring of the deployed network and allowing the Company to reduce its energy losses.

ENSA has a combination of company-owned and third-party owned fiber optic and data transmission systems designed to support all of its operations. These include technical operations for data communication between and among distribution substations and the dispatch center, customer service center communications with the customer information system, communications between company headquarters and various regional offices, third-party contracted call center, and external collection agents (banks, supermarkets, hardware stores and specialized collection companies). The Company has also entered into agreements with local companies to provide alternate processing centers, backup capabilities in the event of a system interruption, remote data warehousing and critical information backup systems.

## Billing and collection procedures

One of ENSA's main priorities is to streamline invoicing and collection procedures in order to improve customer's payment record and collection time. At the time of privatization approximately 69% of ENSA's customers' accounts had overdue bills by 60 days or more. As of June 30, 2012, this number was reduced to 24% with a 115% larger customer base. ENSA has the right to suspend service when its customers' accounts are more than 60 days overdue.

In 1998 ENSA made a US\$15.1 million provision against receivables outstanding at the time of privatization as part of the closing audit. Following the privatization, new criteria were introduced for receivables provisioning. Currently, ENSA applies a 84.5% provision for all inactive accounts (150 days without any payment), a 64% provision to disconnected customers (more than 60 days without payment by customers whose service has been disconnected), a 23% provision against overdue accounts (more than 120 days without payment by customers whose service has not been disconnected), and a 100% provision to accounts subject to 4 or more payment settlements.

During 2011, ENSA wrote off some doubtful accounts that were considered uncollectible and made a provision in order to represent on the balance sheet the necessary allowance for doubtful accounts based on the analysis of the accounts receivable at year end and using the criteria described above.

The Company continues to adopt new measures in order to improve billing and collection efficiencies, including the installation of a new commercial management system, use of external collection agents such as supermarkets and financial institutions, and stricter enforcement of disconnection. The reading and billing cycles have been re engineered in order to make them much more efficient and to further reduce the commercial cycle. ENSA is also promoting lower cost payment mechanisms including electronic funds transfer and direct debit, where appropriate.



ENSA's customers incur interest charges at an average rate equal to the previous six months' rate for commercial deposits on all amounts outstanding after 30 days from the billing date. The Company requires that customers provide security deposits for an amount equal to the estimated consumption for one month. These customer deposits accrue interest at an average rate equal to the applicable six months commercial deposit rate for the previous six months period and are refunded to the customer after one year, if by then, the customer has established a good payment record according to the ASEP's criteria. As of June 30, 2012, the balance related to customer's deposits was US\$6.1 million, net of US\$0.1 million that was reimbursed in fiscal 2012 1 to those customers who met the ASEP's good payment record criteria.

### **Customer service**

As of June 30, 2012, ENSA operates five customer service agencies distributed throughout Panama City and the City of Colón. These agencies collect payments, set up new contracts, disconnect service, address customer complaints and provide general information services to the general public and to clients.

ENSA also offers a 24-hour call center to address most commercial services, outage reports, invoicing inquires, general information requests, public lighting requests and other services. This operation has been outsourced to an experienced call center operator with international experience and high level knowledge.

Additionally, as part of the loss reduction campaign, the Company's crews and trained personnel are sent to the field to identify illegal consumers, advise them as to the dangers and risks inherent with energy theft, and allow them to contract as a paying customer on the spot. These measures have significantly improved relations with the community and provided significant results in ENSA's efforts to reduce illegal connections within the service area.

Through ENSA's commitment to customer service and investment in its distribution system, the Company ensures that the customer receives the benefit of current technological advancements and operational efficiencies.

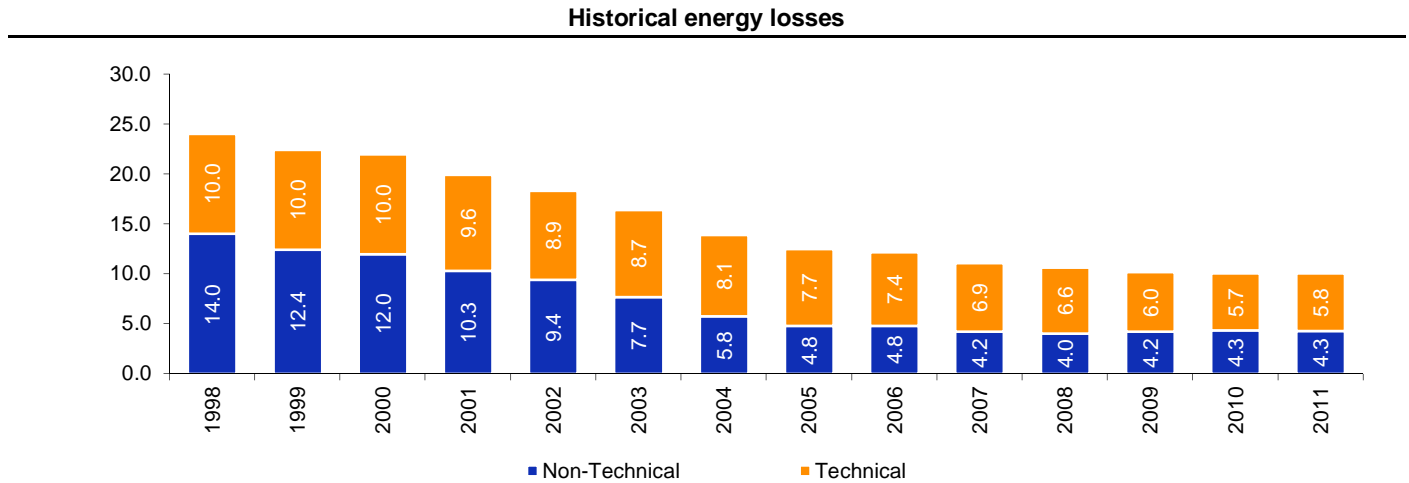
### **Electricity losses**

ENSA experiences technical and non technical electricity losses. Technical electricity losses are those that occur in the ordinary course of distribution operations, or those resulting from the specific characteristics of the distribution network. Non technical electricity losses are those that result from illegal connections, fraud or billing errors. ENSA implemented a well defined and thorough loss reduction program which includes replacing obsolete consumer meters, improving of customer consumption monitoring as well as improving its internal process, using power loggers to identify illegal connections, migrating illegal users into regulated clients in new low income urban developments, installing shielded cable to reduce theft and improving error detection through the installation of digital metering at the substation and grid connection level. Additionally, ENSA has implemented a strong corporate communications program aimed at migrating illegally connected residential users to regular paying customers and seeking to raise awareness within the community about the safety hazards generated by illegal connections. During the last several years, energy theft has been gradually recognized as an act punishable by law. Under this new interpretation of the law, ENSA has brought before the Panamanian courts a significant number of energy theft cases, primarily against commercial and residential customers.





The combination of a strong corporate communication program and the prosecution of commercial and residential customers contributed towards changing the perception that energy theft is acceptable, especially among low income residential consumers. The following table outlines ENSA's historical energy losses since the Company's privatization in 1998:



Source: Company information

At the time of ENSA's privatization in 1998, energy losses within the concession area were approximately 24.0%, of which 10.0% was considered technical losses and the remaining 14.0% resulted from theft or fraud from regular customers (mostly residential and commercial) and illegal connections in economical marginal sectors. Since the privatization in 1998, ENSA has reduced its total overall losses by approximately 58%. Since the privatization, as of today approximately 175,800 illegal connections have become regulated customers.

ENSA has maintained a technical loss rate in the 6.0% area since 2009. Given that the Company's customer base includes few accounts with demand for power delivered via high-tension cables, ENSA does not anticipate a meaningful reduction in technical losses going forward. ENSA has maintained a non-technical loss rate in the 4.0% area since 2009. The company does not anticipate a meaningful reduction in non-technical losses going forward as it has largely completed its efforts to convert illegal connections into regulated customers.



## Minimum Service Requirements

The Company is required to comply with reliability, quality of supply and customer service standards set out in regulations published by the ASEP, in accordance with a timetable included in the Concession Contract.

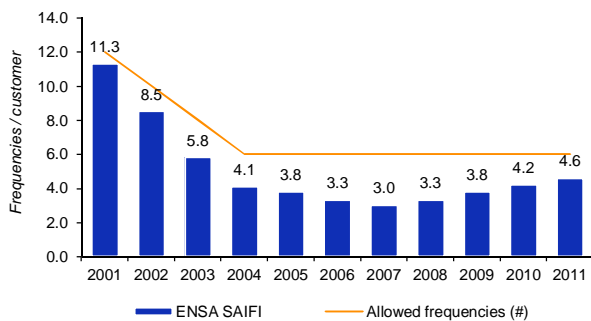
### System Reliability

The main indicators used to measure reliability are frequency and duration of service interruptions. The regulatory timetable for reliability improvements included two stages of implementation. During the first stage, July 2000 to June 2004, all indicators were to be measured on a “global” or system wide basis in terms of the average annual frequency of interruptions per customer (SAIFI), total annual interruption time per customer (SAIDI), average length of interruption (CAIDI) and average system availability (ASAI). During the second stage of this timetable, since July 2004 all indicators were to be measured on an individual basis. Different requirements have to be met with respect to urban and rural areas within the concession area. Urban and rural areas are determined by the National Comptrolling Office based on density of population and availability of public service. As of 2012 the maximum allowed SAIFI is 6 per customer per year in urban areas, and 10 per customer per year in rural areas. The maximum allowed SAIDI is 8.76 hours per customer per year in urban areas, and 43.8 hours per customer per year in rural areas. In the event that ENSA experiences service disruptions beyond the allowed SAIFI and SAIDI for each customer it is required to compensate based on the duration and severity of the disallowed outages.

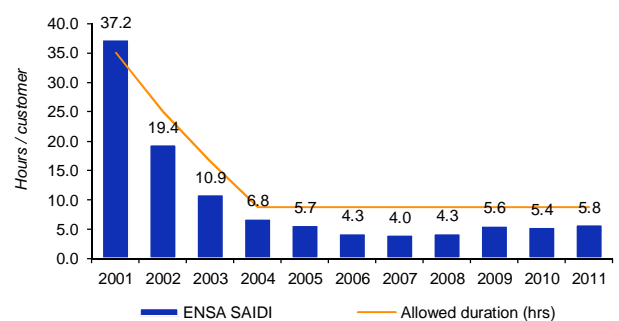
ENSA installed an Incident Management System in 1999 to improve outage management and to facilitate performance measurement in this area. The system known as the MGI (*Módulo de Gestión de Incidencias*) was completely upgraded in June of 2004 in order to allow performance measurements for the distribution grid on an individual customer basis.

The following charts outline ENSA's weighted average SAIFI and SAIDI measures for its entire network since 2001 for both urban and rural areas:

SAIFI – 2001 to 2011



SAIDI – 2001 to 2011



Source: Company information



The following table summarizes the average annual frequency and duration of interruptions per customer under the parameters for the urban areas within ENSA's concession zone for the periods indicated.

#### Urban SAIFI statistics

<i>(number of interruption per year)</i>	January 2012 to June 2012	January 2011 to December 2011	January 2010 to December 2010	January 2009 to December 2009
Cumulative 12 Months	1.99	3.63	3.47	2.98
Last Month	0.37	0.56	0.40	0.28
Regulatory Target	6.00	6.00	6.00	6.00

#### Urban SAIDI Statistics

<i>(number of interruption per year)</i>	January 2012 to June 2012	January 2011 to December 2011	January 2010 to December 2010	January 2009 to December 2009
Cumulative 12 Months	2.37	3.58	3.61	3.55
Last Month	0.57	0.43	0.33	0.35
Regulatory Target	8.76	8.76	8.76	8.76

Source: Company information

In 2011, ENSA had 3.6 average interruptions per customer in urban areas compared to the 6 average interruptions per customer, the maximum allowable urban SAIFI level for the 12-month period. The total time of interruptions, on a per average customer basis, was 5.4 hours, compared to 8.76 hours average per customer, the maximum urban SAIDI level.

### Quality of Supply

Other efficiency parameters apply to voltage levels. As an incentive for distributors to invest in improving system reliability, the ASEP imposes penalties for supply interruptions that exceed regulatory limits based on a deemed cost for energy not supplied of US\$1.50 per kWh. These penalties are paid in the form of discounts on subsequent invoices. ENSA's power purchase agreements with its generators typically specify corresponding penalties at 3 to 7 times the contract price of energy for supply interruptions attributable to that generator. Distributors are obligated to perform voltage reading to 1% of their customer base every semester and report such results to the regulators. The regulator has set targets that more than 95% of readings must be within the voltage deviation regulated range. Through June 30, 2012, our global quality of supply indexes have been maintained under regulatory targets as shown in the table below.

#### Voltage – % Within the Allowed Range

	January 1, 2012 to June 30, 2012	July 1, 2011 to December 31, 2011	January 1, 2011 to June 30, 2011	July 1, 2010 to December 31, 2010	January 1, 2010 to June 30, 2010
Actual	96%	97%	98%	97%	98%
Regulatory	95%	95%	95%	95%	95%

Source: Company information



## Customer Service

Separate regulations cover standards of metering and customer service, including connection and reconnection speed, information in advance to customers on planned outages, percentage of total billing based on estimated consumption and response times for dealing with billing questions and/or claims. In addition to the penalties under ASEP's supply quality and customer service regulations, we can also be found liable and must pay compensation when a customer's personal equipment, such as computers, televisions, refrigerators or stereo systems, is damaged as a result of defects and sudden changes in the electricity supply. The following table shows the overall compliance with the principal customers service regulated indicators, specifically, connection time, reconnection time and estimated bills:

**Customer Service Indicators**

	Six Months Ended June 30,	Year Ended December 31,		
	2012	2011	2010	2009
<b>Modification Connection (Working Days)</b>				
Actual	1.98	2.12	2.22	2.20
Regulatory	3	3	3	3
<b>Reconnection (Hours)</b>				
Actual	12	13	14	14
Regulatory	24	24	24	24
<b>Estimated Bills (Percentage)</b>				
Actual	1.19%	2.65%	2.61%	2.92%
Regulatory	5%	5%	5%	5%

Source: Company information

Non-compliance with technical and customer service regulated indicators is compensated to the individual customer effected by such non-compliance. ENSA's compensation payments from 2009 through June 2012 are shown in the following table:

	Six Months Ended June 30,	Year Ended December 31,		
	2012	2011	2010	2009
Damaged Equipment	87,726.76	222,866.88	260,144.24	176,051.21
Voltage Level Fluctuations	32,230.43	33,458.62	12,429.68	25,361.25
Interruptions	370,117.92	305,757.22	260,343.58	160,965.92
Public Lighting	760.09	9,650.03	769.88	0.00
Commercial	18,908.49	25,649.52	24,031.72	37,974.07
<b>Total</b>	<b>509,743.69</b>	<b>597,382.27</b>	<b>557,719.10</b>	<b>400,352.45</b>

Source: Company information

We are engaged in investments and improvements aimed at minimizing future exposure to service penalties. In addition to the incidence management system referred to above, other initiatives include investment in network technology system upgrades.



## Employees

The following table shows the composition of our employees by functional area at the end of each year through 2011 and at the end of the first half of 2012:

Employees by functional area

	As of June 30,	As of December 31,		
	2012	2011	2010	2009
Distribution engineering	118	113	112	108
Customer service	50	55	61	77
Finance and administration	35	34	34	33
Information systems	16	14	14	14
Human resources	9	9	9	9
Loss reduction	50	49	60	66
Purchase & logistics	23	23	26	25
Other	169	171	177	164
<b>Total</b>	<b>470</b>	<b>468</b>	<b>493</b>	<b>496</b>

Source: Company information

ENSA also employs independent contractors to perform many activities not related to its core business, such as providing equipment maintenance and security for the internal communication network.

As of June 30, 2012, 300 of the Company's 470 employees were unionized as members of the Sindicato de Trabajadores de la Industria Eléctrica y Similares de la República de Panamá, or SITIESPA. Terms and conditions of employment are governed by the Panamanian Labor Code as supplemented by a collective bargaining agreement (convención colectiva) between ENSA and SITIESPA. A new four-year collective bargaining agreement with the SITIESPA was successfully negotiated and signed in February of 2008 and will remain valid through February 2012 or until a new collective bargaining agreement is negotiated and signed replacing the existing arrangement. ENSA believes it has a positive relationship with its employees and has not been affected by any work stoppages. According to Panamanian labor law, employees serving in the public utility sector are prohibited from work stoppages or strikes that affect the delivery of utilities services.

The annual average cost per employee for the year ended December 31, 2011, excluding severance payments, was \$18,565, of which \$979 was attributable to overtime. The main components included in this cost, in addition to normal monthly salary and related overtime, are: a thirteenth month additional salary payable in three installments in April, August and December, as required under the Panamanian Labor Code;

A supplementary payment under the Company's collective bargaining agreement increasing the December portion of the thirteenth month entitlement so employees receive an amount equal to two months' salary in December; and

- Statutory employer contributions at the following rates:
- Social Security (Caja de Seguro Social, or CSS) at 12.0%;
- Education tax (seguro educativo) at 1.5%;
- Accident insurance (riesgos profesionales) at 3.64%;
- Non-contributory life insurance coverage of US\$1,000 per employee plus additional life and accident coverage for those working in high risk areas; and
- Medical insurance for managerial and other non-unionized employees.



In addition, under Law 44 dated August 14, 1995, ENSA makes contributions every three months into an independently managed trust to finance future severance liabilities. The contribution rate is 1.92% of the total salary to cover length of service entitlements and 0.327% of the total salary to cover compensation payments for unjustified terminations or justified resignations.

In 2011, overtime rates averaged 8.2% of an employee's base salary depending on the amount of overtime worked within a particular period and include a premium rate for working on weekends.

Under the most recent agreement with SITIESPA, all of ENSA's employees are entitled to a 50% discount in their electricity bills. Similar discounts are granted to employees in other privatized electricity companies. ENSA is entitled to collect the amount of the discount received by other electric companies' employees living within the concession area. Likewise, ENSA must reimburse other distributors for the 50% discount granted to employees living within their concession zones.

Since the privatization of the electricity industry, ENSA has implemented several programs to increase productivity levels such as changing the organizational structure and increasing outsourcing to provide services and activities such as maintaining street lights and trimming trees, delivering customer invoices, performing connections and reconnections, and providing personnel at payment agencies.

Under the Panamanian Labor Code, upon termination of employment, with or without cause, employees are entitled to an amount reflecting length of service (*prima de antigüedad*), which is calculated by according to such employee's average weekly salary over the previous five years, or the period of employment if less, and on the basis of one week's salary for every year of service. If termination is without cause, the employee is also entitled to an amount for indemnification based on the employee's commencement date, length of service and the greater of the average weekly salary for the previous six-month period or the previous one-month period.

Under the February 2008 collective bargaining agreement with SITIESPA, any employee whose employment is terminated without cause, in addition to receiving the indemnification contemplated under the Labor Code, is entitled to receive a special indemnification payment based on the employment commencement date, as summarized below:

#### Indemnification payments

Years of service	Special indemnity amount
Workers with two to three years of services	\$0.00
Workers with four to five years of services	\$0.00
Workers with five or more years of services	\$9,675

Source: Company information



The following table sets forth the evolution of the customer-to-employee ratio resulting from the measures that we have already taken to reduce employment levels:

#### Customers and employees

	As of June 30,	As of December 31,		
	2012	2011	2010	2009
Number of customers	365,355	360,481	349,343	344,134
Number of employees	470	468	493	496
Customers per employee	777	770	709	694

Source: Company information

#### Property

ENSA's principal properties consist of transmission lines and distribution lines, poles, distribution substations, transformers, and rights of way located in the northern and eastern part of Panama including the eastern part of Panama City, the port city of Colón and the Gulf of Panama. Apart from the distribution and distribution lines, no single asset produces a significant impact on total revenues. ENSA's corporate headquarters building is approximately 2,600 square meters and is located in Panama City. The Company also owns five administrative and operational properties located in Panama and Colón. ENSA owns all of the real property used in its operations except for its corporate office building and two parcels of land where two of ENSA's substations are located.

As of December 31, 2011 and June 30, 2012, respectively, ENSA's property, plant and equipment consisted of:

#### Property, plant and equipment

	2011	2010
Electricity poles, towers and accessories	\$94,771,345	\$91,123,485
Transformers	50,714,190	48,533,841
Ducts and underground conductors	67,628,880	64,484,325
Consumer services	31,408,959	30,561,233
Aerial conductions and accessories	31,143,477	27,574,909
Substation equipment	54,535,696	54,522,367
Consumer meters	29,476,864	29,987,409
Building and improvements	14,383,755	14,160,326
Public lighting equipment	13,661,578	13,111,960
Transportation and communication equipment	7,150,288	6,879,590
Furniture and office equipment	10,599,814	9,709,108
Ongoing constructions	26,851,345	12,283,938
Others	5,260,494	4,456,925
	437,586,685	407,389,416
Less: accumulated depreciation and amortization	(164,326,684)	(154,666,312)
	273,260,001	252,723,104
Land	5,750,317	5,303,488
	\$279,010,318	\$258,026,592

Source: Company information



## Insurance

ENSA faces the risk of losses in its operations arising from a variety of sources, including, among others, risks arising from the failure of assets to operate and perform properly, intentional vandalism, and risks related to catastrophic events (such as a major accident or incident at a third party's electricity generation plant, a major incident affecting a third party's transmission network to which our distribution network is connected, or major natural disasters such as fires, earthquakes or floods). Although constructed, operated and maintained to withstand certain of these occurrences, the network assets may not operate and perform adequately in all circumstances. ENSA carries adequate insurance against certain of these risks for a fixed amount, including third-party property liability.

The Company's insurance policies are underwritten by an established Panamanian insurer, Compañía Internacional de Seguros, S.A and AIG - Chartis. ENSA currently carries a broad range of insurance policies designed to protect its assets against a range of perils during their construction and operational periods, as well as in the event of certain business interruptions. ENSA's key assets are insured at their replacement value.

## Competition

ENSA is the only company licensed to operate an electricity distribution system in the northern and eastern part of Panama, including the eastern part of Panama City, the port city of Colón and the Gulf of Panama. As a result, ENSA does not compete for regulated customers in its service area. Clients that choose to participate in the wholesale market must use ENSA's distribution network to access the generators or the transmission grid, and these clients must pay the distribution component of the corresponding regulated tariff.

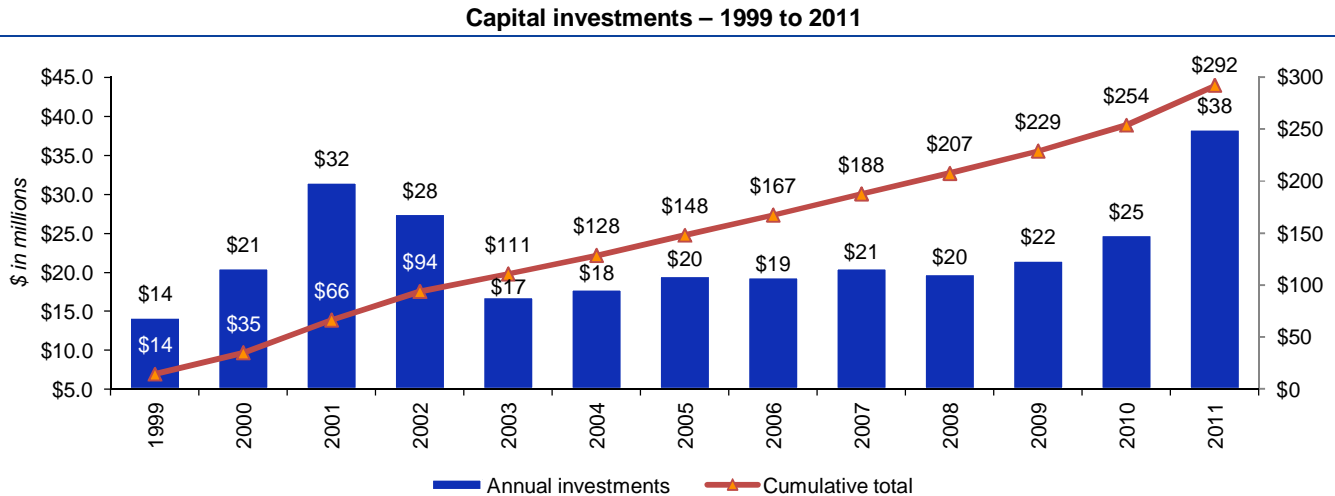




## Capital expenditures

Prior to the privatization, ENSA's assets and overall system condition reflected the low levels of capital expenditure and inadequate maintenance. The Company took early action to correct these deficiencies, investing a total of \$292 million from 1999 through 2011 to grow and maintain the network.

The following chart outlines the Company's capital investments since its privatization in 1999:



\$160 million of new investments have been approved by the Panamanian regulator to be spread across fiscal years 2010, 2011, 2012, 2013 and 2014. The Company will utilize proceeds from the offering of the Notes to fund approximately half of this authorized investment. The remaining \$80 million will be self funded through cash generated by the business (\$60 million) and the 2008 notes (\$20 million).



The following capital projects are currently the focus of ENSA's investment program:

**Llano Bonito**

The Company expects demand growth in the Costa del Este area due to a growing upper middle class residential community. The Santa Maria Golf & Country Club is already under construction, and will have both commercial and industrial significance. In addition, the construction of the Plant de Tratamiento de Aguas Residuales and the Juan Diaz pumping station are expected as part of the project to restructure the city of la Bahia de Panama. The estimated cost of the project: US 17 million for the years 2011-2013.



**Expansion of France Field**

France Field serves a charge of 62 MVA (67% of its maximum capacity of 92 MVA) to the free trade zone in Colon, one of the areas with the highest charge density within the concession area, as well as to two ports and a section of galleys. Given the degree of peak demand in this service area, it is not currently possible to manage potential output failure contingencies or conduct substation maintenance during peak hours. In addition, a number of high-impact projects are expected to be completed in the near term. These include the expansion of the free trade zone, the rehabilitation and expansion of the Columbus airport, and the expansion of ports. ENSA estimates project costs in the area of \$ 4.9 million.



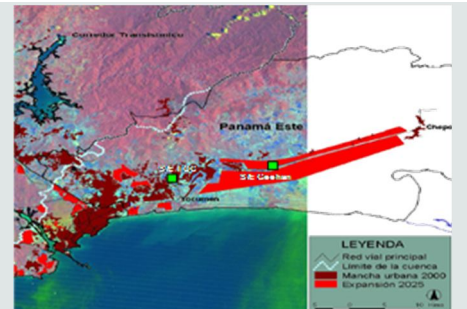
**Tocumen [substation] expansion**

ENSA is currently evaluating the expansion of the Tocumen substation. Once the Tocumen Airport and Costa del Sol development projects are completed, ENSA will determine whether or not to proceed with the Tocumen substation expansion project. The Company estimates project costs to be approximately \$ 4.0 million during 2016.



**New Substation December 24**

The substation Geehan (20MVA) began services in 2005. The substation was designed based on demand growth projections for 2006 through 2012 where were surpassed by realized growth over the same period. Currently, energy demand in the service area exceeds Geehan's capacity, forcing the Company to maintain an inefficient network configuration that compromises the voltage quality and supply reliability. Without new investment, the situation is expected to deteriorate further due to expected new residential housing estates, shopping malls and industrial parks in the service area. The company expects project costs in the area of \$8.0 million.



**Zona Colon expansion**

In order to increase the power transmission capacity from the France Field substation to the Colon and Mount Hope substations, ENSA is changing the voltage of part of its 44 kV system to 115 kV. The project includes building an underground high voltage line from France Field to Mount Hope and leaving provisions for an underground line to the Colon substation. The project also includes the installation of one 50 MVA power transformer and the relocation of a current 115/44 kV power transformer to the Mount Hope substation. This will allow ENSA to eliminate old power transformers that serve customers in 12 kV and 2.4 kV from the Mount Hope substation. The required investment for this project is approximately \$15.3 million and will take place between 2013 and 2016.



Source: Company information



## Environmental matters

The Panamanian legal framework governing environmental matters was enacted through the 1998 Environmental Law, which created a national environmental authority, Autoridad Nacional del Ambiente, or ANAM. Since entering into the Concession Contract, ENSA has been in compliance with applicable existing environmental regulations and has not been subject to any penalty or sanction.

Under the Sale and Purchase Agreement governing the privatization, PDG is also required to comply with the recommendations of an environmental audit that was conducted by Golder on behalf of the Panamanian Government as part of the privatization process. Similar obligations apply to ENSA under the Concession Contract.

Golder was commissioned to produce a baseline environmental study for each of the generation and distribution companies being privatized and identify corrective measures to be undertaken within two years of the privatization. In the case of sites allocated to ENSA under the privatization, Golder recommended corrective measures with an estimated cost between US\$560,000 and US\$935,000, of which, a high percentage related to the isolated systems generation units. Under the Sale and Purchase Agreement, the Panamanian Government has indemnified PDG against the cost of any additional corrective measures that may be required by ANAM or any other governmental entity in Panama for issues that took place before the privatization.

In addition to expenditures for corrective measures, ENSA has developed and implemented its own environmental management program and adopted its own environmental health and safety policies. In particular, the Company has established procedures for hazardous waste control and oil management, identified and audited local recycling facilities, eliminated the use of chlorinated solvents, implemented an identification, labeling and control program for polychlorinated biphenyls, or PCB's, and expanded facilities for hazardous waste storage. ENSA also contracted a French company to package and transport materials containing PCB to France for final treatment and disposition.

Since the Golder report was based on site visits covering only a portion of ENSA's assets, PDG commissioned Environmental Consulting and Technology, Inc., or ECT, to conduct a more comprehensive baseline study involving environmental site assessments for all of the Company's locations. ENSA provided ANAM with a copy of sampling data from the ECT site visits identifying oil and PCB contamination and risk data so that ANAM can determine any action to be taken. Although ENSA received no notification from ANAM of any requirement for additional remedial efforts, any such requirement in relation to site contamination existing prior to privatization would be subject to the indemnification provisions under the Sale and Purchase Agreement.

The Company undergoes periodic environmental audits performed by the consulting ITS and ENSA's environmental officer and related personnel in its operations units. Currently, ENSA introduced to the National Environmental Authority of Panama (ANAM) three (3) Environmental Compliance and Management Programs (PAMA) submitted voluntarily to the ANAM. In 2011 the Administration of the National Environmental Authority of Panama issued the Resolution No. 007-PAMA DIPROCA 2011 that approves one (1) of the three Environmental Compliance and Management Programs presented to the ANAM. ENSA is expected that this state authority to approve the other two PAMAS presented.



## Legal proceedings

*As a result of the ordinary course of business, the Company is, or could be involved in lawsuits for tax, labor, civil and regulatory matters before various Courts, regulatory commissions and government agencies. The Company recognizes a provision when it is probably that a liability has been incurred and the amount of the loss associated can be reasonably estimated. The Company is not capable of predicting the final outcome of the different judicial processes, but after consideration over these provisions it is not expected that the final outcome in these processes have a significant effect on the financial considerations or in the operational results of the Company.*

As of December 31, 2011, ENSA has reserved the amount of US\$ 78,610 (2010: US\$173,110), to cover possible losses resulting from any third-party claims. These reserves are presented as “Reserve for contingencies” in the balance sheet. The following are the most representative cases:

- Civil damages demand of \$15.0 million by the family of Adonis Guardia, against ENSA, Ovidio Solis and Mark Bracamaya for the death of Mr. Adonis Guardia, based on the judgment that determined criminal liability of 2 employees of ENSA. The insurance deductible has been paid and the coverage is sufficient to pay any outcome against ENSA (Exp. 125-12)
- Civil Proceedings for Damages for US\$ 3.0 million submitted by Inversiones Chugani, SA, against ENSA, for damages due to the electric connection to people invading their property (Exp. 64060-10)
- Contentious Administrative Complaint filed by the Autoridad del Canal de Panama, in order to declare null Resolution No. JD illegal-2840 of June 22, 2001, by which the ASEP resolve the appeal lodged by ENSA against Resolution No JD-2757 of 22 April 2001 related to the right of the DISCO to receive a fee for the use of his grid (ENSA-vs. ACP - Arbitration / wheeling charges) (Exp. 485-01)
- Civil Proceedings for Damages for US\$ 0.6 million submitted by Electrical Technology against ENSA due to damages caused by the unilateral termination of contract No. SGG-UC-6525-2003 (Exp. 440-04)
- Civil Proceedings for Damages for US\$ 650,000.00 submitted by Electrical Technology against ENSA due to damages caused by the unilateral termination of contract No. SGG-UC-6509-2003 (Exp. 424-03)
- Civil Complaint for Damages of US\$ 611,555.75 by Sistemas del Istmo against ENSA, due to damages caused by the termination of two contracts for collection services and customer service. There is already a first instance judgment in favor of ENSA (Exp. 80863-10)



The ASEP through the Resolution AN No. 3473- Elec of May 7, 2010, amended Resolution JD-5863 from February 17, 2006, containing title IV of the distribution and marketing tariff regime, which, according to Article No. 22, entitles ASEP to review at the end of each tariff period, the maximum allowed income approved versus the actual revenue received, to determine if the variations are within reasonable margins. This revision does not take into account variations in sales, the amount and/or type of customers, and/or the input costs or labor, differently than what is reflected by the consumer price index (CPI) of the General Comptroller Office of Panama. Although the procedure for calculating and adjusting any possible excesses has not yet been defined and established by the ASEP, the position of ENSA, is that as of December 31, 2011, there is no contingency loss to be recorded in the financial statements as a consequence of this Resolution. This conclusion is based on: i) a final outcome still in process at the Supreme Court of Justice related to the appeal of this Article by another power distribution company, ii) in case the regulatory authority approves the resolution to adjust the unreasonable excess, the Company has the right to appeal in the Supreme Court of Justice, which is an independent body and the last instance to decide on this particular issue; iii) there is no written or approved procedure for calculating and adjusting could be deemed by the regulator as an unreasonable excess, therefore any calculation would be highly subjective. An unfavorable resolution to this effect could have a negative impact on the financial statements of the Company. In spite of the above, the Resolution AN-3574- Elec dated June 25, 2010, in which the “maximum allowed income” was approved for the tariff period from July 2010 to June 2014, does not contain the adjustments related with the previous tariff period (July 2006 to June 2010).

### Concession renegotiation

ENSA's current concession contract will expire in October of 2013. Tariff formulas are routinely reviewed every four years in advance of each Maximum Allowed Income (MAI) tariff component reset. In the concession contract renewal process, all terms of the contract, including the tariff formula, are evaluated for potential adjustments. The renegotiation process also includes a mandated public tender for EPM's holding in the Company

The ASEP has engaged a consulting firm and an investment bank to advise it on the concession contract renewal process.

The consultants' review is divided into two stages: the first stage involves a technical review to evaluate possible changes to the concession contract's requirements, including various quality standard indicators, the limits of the concession zone / influence areas for possible expansion, and the maximum allowed income calculation.

Once this is completed, the ASEP presents their recommended changes to the concession contract in a public hearing. After ENSA and the other distribution companies have the opportunity to respond, the regulator will establish the terms which will govern the new concession contract. ENSA received the ASEP's proposed new terms in October and intends to submit comments by November 15, 2012. To facilitate its response to the regulator, ENSA has hired Argentinean consulting firm SIGLA to benchmark best practices amongst Latin American utilities and evaluate the impact of potential concession contract term modifications.

The second stage relates to company valuation and legal elements. This phase of the ASEP consultants' work will include a risk analysis of the Panamanian energy distribution industry as well as a study of how various potential changes in the concession contract may impact ENSA's share price and determine whether or not to accept some of the proposed changes. The company expects contract terms to be finalized in January, 2013.



Together with its consultants, ENSA has identified the following as items which may be adjusted in the new concession contract:

- **Adjustments to the MAI tariff component calculation:** The Company and its consultant believes that it is likely that the regulator will propose a partial change in the methodology used to calculate the MAI. Proposed changes in this respect could take the form of
  - a reduction in ENSA's allowed OPEX to reduce the difference between ENSA's actual OPEX and the amount of expected OPEX included in the MAI, or;
  - a change in how the regulator utilizes ENSA's assumed Weighted Average Cost of Capital to arrive at the allowed rate of return. The current formula based on the 1997 Electricity Law dictates that the allowed rate of return must be within a 2% range of the average yield on the 30-year U.S. Treasury Bond in the year preceding the setting of the tariff, plus a risk premium of 8%. This second change requires a change in Law 6 of 1997.
- **More stringent quality standards:** The Concession Contract sets standards of quality of service that electric distributors must meet or otherwise face a fine based on the degree to which the company underperforms. Historically the company has performed within the regulatory limits established. As a result, ENSA and its consultants believe there is a strong risk that the ASEP will establish more demanding regulatory standards. Proposed changes in this respect could take the form of:
  - changes to the duration of disruptions allowed per customer (SAIDI) or the frequency of disruptions allowed per customer (SAIFI)
  - adjustments to the types of service disruptions included in or excluded from SAIDI and SAIFI calculations
  - increases to the penalties resulting from underperformance with respect to quality indicators
  - the introduction of new quality indicators
- **Modifications of ENSA's concession zone:** The ASEP may attempt to adjust the concession zone limits so as to require ENSA to connect to additional communities and housing units at its expense
- **Increasing the allowed percentage of energy losses:** For the last three tariff periods, the percentage of recognized losses have ranged between 8.2% and 8.4%. These levels were derived based on observations of best practices among U.S. utilities. As discussed previously, ENSA's actual losses have stabilized above this level, with losses of 10% observed in 2011. Over the past four years, ENSA has invested approximately US\$12.4 million towards non-technical loss reduction. In spite of this, there are areas of the country, such as the poorer neighborhoods of Colon, where high rates of crime and socioeconomic pressures make it difficult to reduce non-technical losses further. As a point of comparison, losses in the city of Colon are in the 16% area versus the 8% area for Panama City. Given that the social context is a situation of force majeure beyond the control of ENSA, the Company will request that the percentage of allowed losses included in the tariff is set to at least 9.8%. ENSA will support this request with benchmarking of other Latin American electric distributors, such as those in Brazil, which operate distribution networks in areas with similar socioeconomic conditions
- **Reduction in the sample sizes for meter verification and voltage measurement:** ENSA is required to verify 100% of its electromechanical meters every 10 years and electronic meters every 7.5 years. Voltage measurement currently requires a sample of 1% of the customers served per semester. This requirement does not correspond to any statistical criteria. ENSA will propose utilizing statistical sampling rather than 100% observation with respect to voltage and meter verification



While some of the potential changes may negatively impact ENSA's ability to maintain earnings growth, others present opportunities for ENSA to achieve additional allowances from the regulator. Historically, adjustments to the tariff formulas, every four years, slightly mitigate the Company's earnings growth in the first year, afterwards, the Company's growth is once again dictated primarily by the number of customer accounts, the amount of energy demanded and relative improvement in operational efficiencies. ENSA incorporates potential changes to its concession contract tariff formulas and other terms, due to the renewal process, into its business plan on a probability weighted basis.

In addition to the renegotiation of contract terms, the ASEP is required to convene a competitive tender process for the 51% of the shares of the Company currently held by EPM beginning one year prior to the concession contract's expiration. This process is being administrated by an investment bank. EPM may participate in this process. If EPM's offer is equal to or higher than the highest price offered by any other third bidder, EPM will retain the property of the 51% block of shares for an additional 15 year period without paying any further amount to the Government. Should a third bidder offer a higher price for EPM's holding, then said 51% block of shares shall be awarded to said highest bidder with EPM receiving all sale proceeds. Only pre-qualified operators will be invited to participate. Financial sponsors will not be invited to the tender process.



## Section 10

Overview of the Panamanian electricity industry





# Industry overview

## Introduction of Panamanian electricity usage

Panama has a mixed hydro thermal electricity system with a current installed generating capacity of approximately 2,145 MW (50% hydro and 50% thermo-electric), with a peak demand of 1,286 MW, supplying approximately 841,000 customers for 2011, an increase of approximately 30,000 customers from the average of 2010. In 2011, with an average hydrology, approximately 55% of gross generation output came from hydroelectric capacity. Over 38% of the generating capacity is located in the west of the country, close to the Costa Rican border, where the majority of Panama's hydroelectric resources are located. A 430 kilometer transmission line links these plants to the load center in the Panama City-Colón corridor. Panama's thermal generating plants currently rely on imported oil, although the possibility of using natural gas and/or coal from Colombia to supply the Panamanian electricity market is currently under evaluation.

The electricity system in Panama is interconnected with that of Costa Rica, and plans exist for increased regional energy exchanges by establishing what is known as the Central American interconnection system, Sistema de Interconexión de los Países de Central America, or SIEPAC. Panamanian electric distribution companies are unaffected by the SIEPAC interconnectivity because 100% of power purchase costs are passed through to regulated customers.

Since 2002, electricity sales have been growing at an average of approximately 5.3% per year and in 2011 totaled 6,600 GWh, of which 32% is residential, 42% is commercial, 7% is industrial, 14% is used by the public sector including street lighting and 5% is from unregulated customer consumption. This is equivalent to a monthly consumption rate of approximately 654 kWh per customer (231 kWh for residential customers only). According to the General Comptroller of Panamá over 87% of the population in 2010 was served by electricity, including approximately 1.7% supplied by isolated systems in the Darien region between Panama City and the Colombian border and in other remote areas (Archipiélago de Las Perlas and San Blas Islands).

## Regulatory entities

The organizations that participate in the regulation of the electricity sector in Panama are:

Secretaria de Energia (The Secretary of Energy), establishes the Panamanian Government's policies for the energy sector. In order to ensure security of the supply, an energy matrix more varied and clean with renewable resources, the rational and efficient use of resources and energy in a sustainable manner. Such policies are formulated with the collaboration of other government agencies, such as the Public Services Regulator and the ETESA Planning Unit.



Ente Regulador de Servicios Públicos (the Public Services Regulator or ASEP, whose name changed in April 2006 to Autoridad Nacional de los Servicios Públicos or the National Authority of Public Service). The Public Services Regulator regulates power generation, transmission, interconnection and distribution activities in the electric power sector; approves generation and transmission programs; and promotes competition within the different areas of the energy sector so that economically efficient and high quality energy services are provided. Its responsibilities include: (i) evaluating the efficiency of the services supplied; (ii) establishing the tariff structure for services; (iii) establishing the tariff structure for access to and use of the grids and dispatch charges; (iv) classifying which consumers of electricity are subject to tariff regulation; and (v) determining the rules for the planning and coordination of the National Interconnected System.

Unidad de Planificación de ETESA (the ETESA Planning Unit). The ETESA Planning Unit is a special administrative unit of ETESA and is responsible for the National Energy Plan and National Reference Expansion Plans. The ETESA Planning Unit is also responsible for forecasting the overall energy requirements of Panama and determining ways to satisfy such energy requirements, including developing alternative sources of energy and establishing programs to conserve and optimize the use of energy. Utility companies are required to prepare and submit business plans to the ETESA Planning Unit. ETESA helps ENSA administer the bid process, contract negotiations and other administrative functions and delivers a PPA to ENSA for their review and confirmation.

Centro Nacional de Despacho (the National Dispatch Center or CND). The CND is operated by ETESA. The CND is responsible for the planning, supervising and controlling the integrated operation of the National Interconnected System and for ensuring its safe and reliable operation. The CND is also responsible for (i) coordinating the operation of the National Interconnected System with regional dispatch centers; (ii) compiling information and defining generation programs for each generator; (iii) receiving offers from generators that participate in the energy exchange market; (iv) developing daily demand forecasts and managing dispatch; (v) determining the hourly energy spot prices in the exchange market and the amounts of electricity sold; (vi) managing the transmission network and the auxiliary services required for the proper operation of the National Interconnected System; and (vii) providing settlement values on a monthly basis with respect to the division of energy between suppliers and producers.

The Rural Electrification Office (OER) is responsible to promote the electrification of areas not served, non-profitable and non-concessioned

## **History**

Prior to the 1998 privatization of the Panamanian generation and distribution sectors, the electricity sector in Panama was under the management of the state owned integrated electrical utility, Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación, or IRHE. IRHE was created in 1961, initially to provide service in areas not served by the existing private sector utilities and, in general, to promote the development of electricity services in Panama.

Thereafter, IRHE gradually took over the assets and operations of the existing private sector utilities. Beginning in the mid 1970s, it significantly expanded the capacity of the system with the commissioning of new hydroelectric plants, particularly in the west of Panama, and introduced a national dispatch center to optimize system operation and allow electricity interchange with the Panama Canal Commission and other Central American countries.



Re-introduction of private capital into the sector followed the enactment in 1995 of legislation permitting private electricity generation. This was followed by the Public Services Regulatory Agency Law in January 1996 and the 1997 Electricity Law in February 1997. Modifications to the 1997 Electricity Law were made in February 1998 under Decree Law No. 10 of February 26, 1998, and ancillary regulations were introduced by presidential decree in the form of the Executive Decree No. 22 of June 19, 1998.

In 1998, the Panamanian Government divided IRHE's assets and operations, other than transmission, into four generation companies and three distribution companies for purposes of privatization. The 51% shareholdings in the distribution companies, including Elektra, were sold by the Panamanian Government in September 1998. This was followed in November 1998 by the sale of 49% shareholdings in the hydroelectric and thermal generation companies and a 51% shareholding in the main thermal generation company. Under the parameters established by the Panamanian Government, at least 25% of each bidding consortium had to be held, either directly or through an affiliate, by a company with the required level of generation or distribution experience. In the case of generation this included having an equity base of at least US\$500 million, over five years of generating experience and control of at least 500MW of generating capacity. In the case of distribution, it included a minimum equity base of US\$250 million, over three years of distribution experience and at least 350,000 distribution customers. In each case, the minimum equity base could include that of other consortium members in proportion to their shareholdings. The results of these privatizations were as follows:

### Privatization of IRHE's distribution and generation businesses

#### Distribution

Company	1997 unit sales (GWh)	1997 customers	% sold	Amount bid <sup>(a)</sup> (\$)	Buyer (principal investors)
Metro Oeste and EDE Chiriquí	1,993.0	260,066.0	51.0	212.0	Unión Fenosa
Elektra	1,282.0	166,375.0	51.0	89.0	Panama Distribution Group (Constellation)

(a) \$ in millions, excluding post bid adjustments.  
Source: Company information

#### Generation

Company	Type	Installed capacity (MW)	% sold	Amount bid <sup>(a)</sup> (\$)	Buyer (principal investors)
EGE Fortuna	Hydro	300.0	49.0	118.0	Americas Generation Group (Coastal/Hydro-Quebec)
EGE Bahía Las Minas	Thermal	253.0	51.0	92.0	Enron
EGE Chiriquí and EGE Bayano	Hydrothermal	283.0	49.0	92.0	AES

(a) \$ in millions.  
Source: Company information

Twelve months before the date of privatization, the Government reserved up to 10% of the shares of the privatized companies for sale to employees at a discount of 6% to the privatization price. Under the 1997 Electricity Law, the government can sell its remaining shares by public auction or through the stock exchange, subject in each case, to each purchaser being limited to acquiring no more than 5% of the company concerned.



## The ASEP

Established under the 1996 Public Services Regulatory Agency Law, the ASEP is an autonomous government agency with responsibility for regulating water, telecommunications, electricity and natural gas. Decree Law No. 10 of February 22, 2006 restructured and renamed the ASEP and, as of April 25, 2006, is now known as the National Authority of Public Service (ASEP). The ASEP has the same responsibilities and functions as was held by the ERSP but has one General Administrator and one Executive Director, each appointed by the President of Panama and ratified by the National Assembly, and has three National Directors under the Authority of the General Administrator: one for the electricity and water sector, one for the telecommunication sector and one for the customer service sector. National Directors are responsible for issuing resolutions relating to their respective industry, and appeals from these resolutions are taken to the General Administrator as the final stage of the administrative process.

ASEP's responsibilities include:

- Ensuring compliance with sectoral laws and regulations and applying sanctions;
- Issuing concessions and licenses;
- Monitoring quality of service standards;
- Verifying fulfillment of expansion and system improvement targets as required by law, regulation or under the terms of specific concessions or licenses;
- Promoting competition and investigating monopolistic or anti competitive practices;
- Determining efficiency criteria for evaluating the performance of regulated companies;
- Establishing the principles and methodologies for tariff regulation;
- Determining information to be provided by public service providers;
- Arbitrating conflicts between operators, government agencies, municipalities and consumers; and
- Authorizing land expropriation and rights of way for service expansion.

The ASEP is financed from various sources, including a fee payable by all providers of electricity services. This fee, which is payable monthly and is not recoverable from consumers, may not exceed on an annual basis 1% of gross sector revenues in the preceding year. On an individual company basis the applicable percentage is applied to revenues from regulated and non regulated customers less amounts paid by the company to other service providers to cover energy purchase and transmission costs. The fee for 2009, 2010 and 2011, was set at 0.49%, 0.47% and 0.59%, respectively. In 2012, this fee has been set at 0.73%.



## The 1997 electricity law

The 1997 electricity law was introduced to improve operation efficiencies, reach reliable quality of service, guarantee a good quality of supply through the promotion of competition and private sector participation and to keep the cost of the service at reasonable prices. Key provisions include:

- Establishing a ministerial Energy Policy Commission (Secretaria de Energia, previously named Comisión de Política Energética) with responsibility for the development of energy policy
- Defining the duties and obligations of electricity service providers including continuity of supply and provision of open access in transmission and distribution
- Dividing the generation, transmission and distribution operations of IRHE into separate companies and the establishment of requirements for management and accounting separation of generation, transmission and distribution activities
- Restricting participation by distribution companies in generation and in transmission and by generation companies in the control of distribution companies
- Establishing procedures for privatization of the sector other than ETESA, the company formed to hold IRHE's transmission assets, which was to remain wholly state owned
- Establishing procedures for the granting of concessions and licenses subject to limitations on the market shares of individual generators and distributors
- Defining the role of ETESA and procedures for management of central dispatch
- Providing for large customers with maximum demand of over 500 kW to purchase directly from generators and other suppliers. Since 2005, the regulating entity reduced this limit to 100 kW
- Establishing principles of tariff setting for price regulated services

The Secretary of Energy has no authority to amend the 1997 Electricity Law or to adopt additional laws or regulations relating to the electricity industry. However, the it does have the authority to initiate for the consideration of the Panama National Assembly, changes in existing legislation or the adoption of new legislation relating to the electricity industry. This initiation and support could lead the Panama National Assembly to amend the 1997 Electricity Law or adopt new legislation relating to the electricity industry. In addition, the Executive Branch can also promote legislative changes.

## Concessions and licenses

Under the 1997 Electricity Law, concessions are required for the construction and operation of hydroelectric or geothermal plants and for the provision of transmission or distribution services. Concessions are awarded by the ASEP and have the following time limits:

Hydroelectric and geothermal generation	50 years
Transmission	25 years
Distribution	15 years

When a distribution concession reaches the end of its term, the ASEP is required to conduct a competitive bid process for the sale of a minimum 51% shareholding in the company holding the existing concession, following which a new 15 year concession is granted. The owner of the shareholding can participate in the bidding and will



only be required to sell (and transfer control of the concession) if its price is below that of another bidder. In the absence of a higher bid the owner can retain the shares without making any payment. If outbid, the owner receives the proceeds and the successful bidder takes over control of the concession. Thermal generation plants must be licensed by the ASEP but do not require a concession.

Under its concession contract, each distributor has a defined concession zone within which it has exclusive rights both to install, own and operate a distribution network and the obligation to supply energy to end customers other than large customers who opt not to be served as regulated customers. Large customers are currently defined as those with peak demand on a site by site basis of over 100 kW, and can choose to buy energy directly from other sources including generators, other distributors or from the spot market (*mercado ocasional*).

Apart from certain sections of the border between Metro Oeste and Elektra in Panama City and the Canal Area, each distributor's concession zone extends for a distance of between 500 meters from its existing network and from any new lines under construction. Distributors are obliged to provide service to any end user within 100 meters of their existing lines on the basis of their standard connection tariffs. Anyone located further from the existing network can be required to make a contribution to cover the additional costs of connection based on amounts per meter subject to approval by the ASEP. In addition to the concession zone, each distributor is granted a zone of influence extending between up to 3 kilometers beyond its concession zone.

When new electrification projects arise outside the concession zone, the right to provide service is awarded on a competitive basis by the ASEP. Where this arises within the zone of influence, the competition is conducted on a basis granting preferential rights to the existing distributor. In the case of rural electrification projects supported with subsidies from the Office for Rural Electrification, or OER, the nearest distributor has a first option to provide service where this can be achieved at least cost through an extension of an existing line. Otherwise, projects are awarded by competitive tender to the bidder requiring the lowest subsidy.

Under their concession contracts distributors are required to comply with the standards and technical requirements established by the ASEP and the CND, in particular those relating to quality and reliability of supply and customer service parameters, customer metering and the operation of the national integrated system. In addition, distributors are required to provide public lighting within the concession area in accordance with standards defined by the ASEP. Under the 1997 Electricity Law, the cost of this service is recoverable from end customers in proportion to their consumption.

The concession contracts contain timetables for achieving improvements in quality of service, metering and public lighting. If required standards are not met, customers are entitled to tariff rebates at levels defined by the ASEP. Concession contracts may also impose obligations to extend continuity of supply within isolated systems and complete designated rural electrification projects.

No distributor or its shareholders may participate, directly or indirectly, in the control of generation assets with an aggregate capacity representing more than 15% of its total customer demand within its concession zone. Within this limit distributors may only engage in generation activities on condition that there is adequate management and accounting separation. Similar requirements apply to involvement in transmission.



## System operation

The Electricity Law provides for the operation of the system and administration of the wholesale market to be managed by the CND, a unit within ETESA with separate accounting records. The wholesale market consists of a bilateral contract market between operators for the provision of capacity and/or energy with competitive prices from bid processes; and a balancing spot market with hourly prices (mercado ocasional) for settling transfers of electricity for uncontracted capacity and energy.

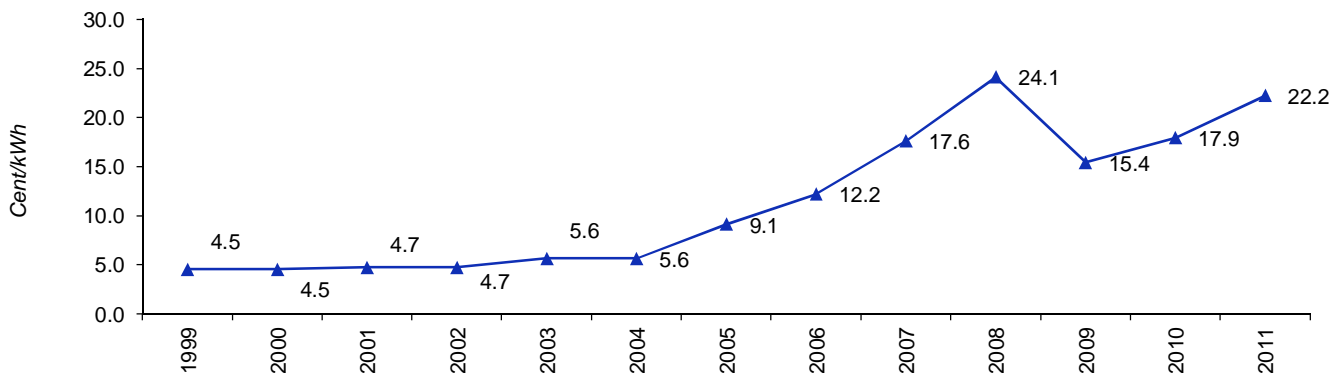
Distributors are required to obtain long term contracts to cover the capacity requirements of their regulated customer base and the associated energy. The amount of contract cover required is based on a month by month analysis submitted to the ASEP by the CND each year using forecasts supplied by the distributors (Informe Indicativo de Demanda). The amount of contract cover provided by an individual generator may not exceed its own firm capacity and any such capacity acquired from other generators under reserve contracts. For hydroelectric plants firm capacity is calculated by the CND based on the characteristics of the plant after taking account of hydrological risks.

The CND dispatches plants in merit order by reference to their variable costs subject to system security, operating constraints and the operational regulations approved by the ASEP (Reglamento de Operación), using a dispatch model incorporating stochastic dynamic programming to calculate the opportunity cost of water. The hourly spot price is based on the variable cost of the marginal plant dispatched. Transmission losses are valued with the respective average contracted price and charged separately to distributors based on loss factors applicable to their connection points on the ETESA grid.

Variances between a generator's actual dispatch and contracted energy volumes are settled through the spot market. Out of merit plants dispatched by CND to maintain real time system stability (generación obligada) receive an additional payment to cover the difference between their variable costs and the hourly spot price. The CND is also responsible for the coordination of auxiliary services (servicios auxiliares) and their remuneration through additional charges to the system.

Details of the average monthly spot price in the mercado ocasional since January 1999, excluding capacity costs, are set out below.

**Average spot price (energy only) – 1999 through 2011**



Source:



## Industry segments

### Generation

At present, installed generating capacity in Panama is 2,145 MW. Initially, the system was mostly thermal but became gradually more mixed with the commissioning of the hydro plants at Bayano, La Estrella, Los Valles, Fortuna between 1976 and 1984, Esti in November 2002 and Chang I in 2011. Panama has substantial undeveloped hydroelectric resources with potential projects already identified totaling approximately 2000 MW. The composition of its current generating capacity is set out below.

### Generating capacity on the interconnected system in Panama (December 2011)

Generating capacity				
Plant	Maximum effective capacity (MW)	Operation started	Date commissioned	Owner (principal investors)
Fortuna	300.0	1984/1993	09/18/1998	Enel
Bayano	260.0	1976	09/18/1998	AES Panama
La Estrella	47.2	1979	09/18/1998	AES Panama
Los Valles	54.8	1979	09/18/1998	AES Panama
Estí	120.0	2003	nov-98	AES Panama
Chan	212.8	2011		AES Changuinola
Mini Chan	9.7	2011		AES Changuinola
Antón	4.3		10/04/2002	Hidro Panama, SA
Others	72.5			
<b>Total Hydro</b>	<b>1,081.2</b>			
Bahía Las Minas				
BLM – 2	40.0	1968	12/14/1998	GDF Suez
BLM – 3	40.0	1970	12/14/1998	GDF Suez
BLM – 4	40.0	1973	12/14/1998	GDF Suez
Combined Cycle	160.0	1999	12/14/1998	GDF Suez
IDB	87.0	2008		GDF Suez
Pan Am	96.0	1998	07/19/1998	GENESUR y PERL
Petroeléctrica			04/24/1998	Petroeléctrica de Panama, SA
Copesa	44.0	1998	03/17/1998	Proquimsa
Tercaribe	50.4	2009		N/D
Gena	152.7	2009		
Pedregal	54.0	2003	09/28/2001	INKIA, BWSC, CARIBEAN FOUND
ACP	149.3			
Others	150.4			
<b>Total Thermal</b>	<b>1,063.8</b>			
<b>Total</b>	<b>2,145.0</b>			

Source: CND





The Panama Canal Authority, or PCA, formerly the Panama Canal Commission, capacity is primarily used to serve the needs of the Panama Canal, but in conditions of high hydrology surplus, energy may be available to supply the national system.

Under the 1997 Electricity Law, generation companies will not be granted new concessions if they would thereby account, directly or indirectly, for more than 25% of national electricity consumption. The percentage may be increased by the Government, subject to the opinion of the ASEP, where justified by competitive conditions. The percentage was increased to 40% as of November 2005. This provision does not apply to licenses for thermal generation.

The following table sets out the gross and net generation by type of generation in the Panamanian system for each year from 2008 to 2011.

**Generation by type (GWh)**

	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>Annual growth (2008 – 2011)</b>
<b>Hydroelectric</b>					
Gross generation	3,751	3,983	3,614	3,336	4.0%
<i>% of total</i>	50%	56%	55%	54%	
<b>Thermal</b>					
Gross generation	3,738	3,100	2,992	2,871	9.2%
<i>% of total</i>	50%	44%	45%	46%	
Gross generation	7,489	7,083	6,605	6,207	6.5%
Own consumption	15	17	8	7	27.0%
<b>Net generation</b>	<b>7,474</b>	<b>7,066</b>	<b>6,598</b>	<b>6,199</b>	<b>6.4%</b>

Source: *Centro Nacional de Despacho (CND)*

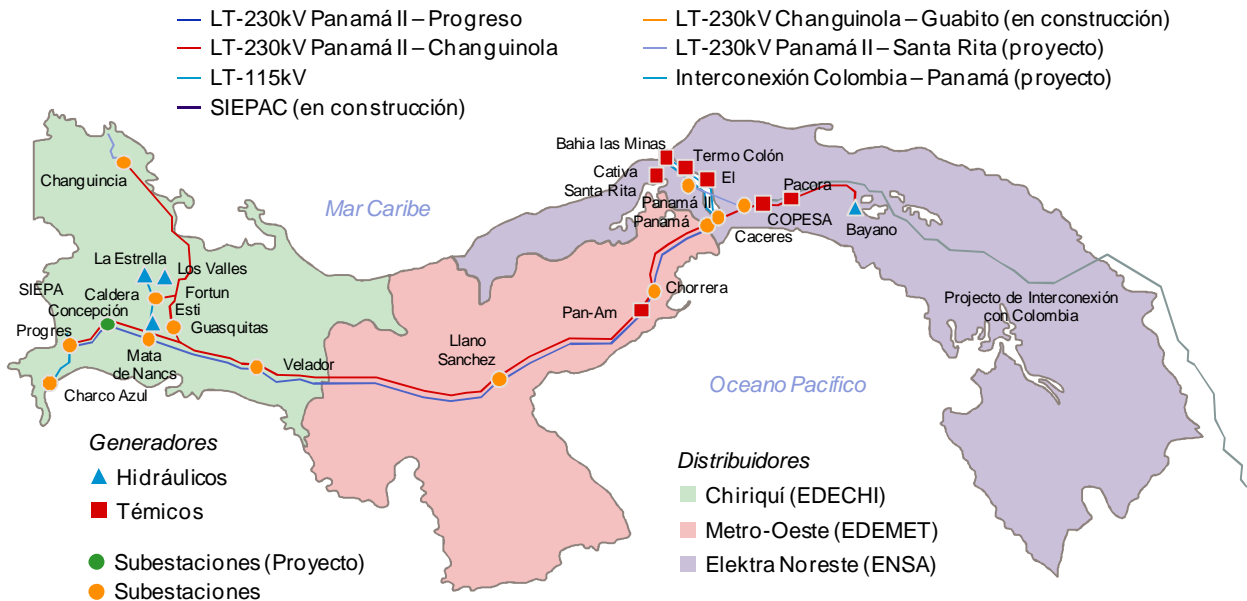


## Transmission

Set forth below is a map of ETESA's transmission system showing the location of the principal generating plants and substations.

In 2011, the transmission system in Panama, comprised approximately 1,083 kilometers of single and double circuit 230kV lines linking the main generation facilities to the system load center at Panama City, 174 kilometers of single and double circuit 115kV lines and a total of fourteen substations with a total capacity of 1,819 MVA.

### Transmission system



Source: ETESA

The system is owned and operated by ETESA. Under the 1997 Electricity Law, ETESA is responsible for producing an annual expansion plan for the interconnected system in line with quality and reliability standards and development objectives set by the Secretary of Energy. Plan is based on projections of expected growth in demand and energy consumption over the next 20 years, which market participants are required to submit by June 30 each year. The plan is mandatory for Transmission projects and an indicative purpose for Generation projects. ETESA is obliged to carry out all projects included in the Transmission Expansion Plan, as approved by the ASEP, and all related construction work must be contracted on the basis of competitive bidding. The network expansion must be financed by ETESA, however ETESA can choose whether or not to finance the connection of generators or distributors to the transmission network in return for a reimbursable contribution.



Average losses of energy in transmission over the period from 2008 to 2011 have been as follows:

**Average losses of energy in transmission**

<b>Year</b>	<b>Transmission Losses</b>
2009	1.90%
2010	2.00%
2011	2.54%

Source: CND

The cost of transmission losses is allocated directly to distribution companies on the basis of loss factors reflecting their location on the system. At present, almost 82% of transmission losses are charged to distribution companies taking delivery at Panama City and Colón substations.

The 1997 Electricity Law provides for open access to transmission subject to a regulated tariff for connection and use of system charges. The current tariff, which was approved by the ASEP is due to remain in force until June 30, 2013.

The transmission tariff is designed to cover the capital, administrative and operational costs of the system on an economically efficient basis so as to provide an expected rate of return before tax on net fixed assets that is within a 2% range above or below the average yield on the 30 year US Treasury Bond in the year preceding the setting of the tariff, plus a risk premium of 7%. For the initial tariff in 1998, the rate of return for transmission was set at 13.45% based on a 6.45% average for the 30 year US Treasury Bond. The rate of return for the second tariff period was set at 12.24%, 9.98% for the third period and the actual tariff period was set at 10.71%. Every year within the tariff period one third of the transmission charges are inflation adjusted and revised for compliance with authorized investment programs. Delays in such investment programs lead to a reduction in the transmission charges.

ETESA's charges for the use of the system are differentiated by zone and may be positive or negative for each zone depending on the extent to which the user is close to the system load center. Generation charges are calculated based on to their installed capacity for distribution companies, and large customer charges are determined by reference to their peak demand.

In addition, ETESA levies monthly charges to cover the cost of system operation, including central dispatch and hydro-meteorology. These are currently set at \$0.1681/kW for generators and \$0.2521/kW for distributors and large customers.



## Distribution

Following the privatization of the distribution operations of IRHE and subsequent corporate modifications, the Panamanian distribution network was split between Elektra (ENSA) and two other companies under common management, Metro Oeste and Empresa de Distribución Chiriquí S.A., or EDE Chiriquí. Metro Oeste serves the western side of Panama City and the central region of the country and EDE Chiriquí serves the area close to the Costa Rican border. Further details of their number of customers and business mix are contained in the following table.

2011 Generation by type (GWh)

Distributor	Customers at December 2011	Market Share	Unit Sales (GWh)	Consumption supplied		
				High Tension	Medium Tension	Low Tension
Metro Oeste	369,577	43.9	3,344	0.00%	24.48%	75.52%
EDE Chiriquí	111,352	13.2	540	0.40%	22.70%	76.89%
ENSA	360,481	42.8	2,716	9.54%	21.98%	68.48%
<b>Total</b>	<b>841,410</b>	<b>100.0</b>	<b>6,600</b>			

Note: Public lighting is included in Low Tension consumption; includes wheeling energy.  
Source: ASEP and CND

## Demand

Maximum peak demand in the Panamanian system in 2011 was 1,286 MW. In 2011, the average load factor for the system, inclusive of transmission losses, is estimated to have been approximately 66.5%. Set forth below is a table showing the development of annual maximum demand in the system from 2009 to 2011.

Demand (MW)

	2011	2010	2009
Maximum Demand (MW)	1,286	1,222	1,154
Annual Growth	5.24%	5.93%	8.43%

Source: ASEP and CND

## Consumption

Electricity sales to end consumers in Panama were 6,600 GWh for 2011, an increase of 5.9% over 2010. Over the last two years growth in sales has averaged 6.5% annually compared to an average of 7.3% annual growth in GDP. The most recent *Informe Indicativo de Demanda* issued by the CND contains a forecast of 4.9% average annual sales growth for the period 2012-2017

Electricity demand growth vs. GDP growth

	2011	2010	2009	Average anual growth
Consumption Growth	5.89%	8.62%	5.05%	6.51%
GDP Growth	10.60%	7.61%	3.86%	7.32%

Source: ASEP and CND



The table below shows electricity sales by customer category (GWh):

**Sales to end consumers by customer category (GWh)**

	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>Average anual growth</b>
Residential	2,084	1,974	1,802	8.16%
Commercial	2,804	2,614	2,470	4.32%
Industrial	470	471	525	0.01%
Government	769	750	732	3.36%
Public Lighting	136	132	129	2.85%
Block sales (wheeling)	337	292	81	83.85%
<b>Total</b>	<b>6,600</b>	<b>6,233</b>	<b>5,738</b>	<b>6.51%</b>

Source: Secretary of Energy

The table below shows the number of end consumers by customer category over the same period:

**Number of en consumers by customer category**

	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>Average anual growth</b>
Residential	751,034	724,976	704,869	3.34%
Commercial	78,693	74,889	71,685	3.18%
Industrial	1,614	1,614	1,595	2.82%
Government	10,069	9,730	9,191	5.13%
<b>Total</b>	<b>841,410</b>	<b>811,208</b>		<b>3.35%</b>

Source: Secretary of Energy

The table below summarizes the energy balance for the Panamanian electricity industry for the period from 2009-2011:

**Overview of energy supplied (GWh)**

<b>Year</b>	<b>Net Generation</b>	<b>Net International Exchange</b>		<b>Energy Supplied to Grid</b>	<b>Losses</b>		<b>Sales to End Customers</b>
		<b>Net International Exchange</b>	<b>Other Generation</b>		<b>Transmission</b>	<b>Distribution</b>	
2009	6,598	30	103	6,731	1.90%	13.13%	5,738
2010	7,066	-32	168	7,202	2.00%	11.74%	6,233
2011	7,474	-64	176	7,587	2.54%	10.79%	6,600



## International interconnections

Panama has agreements with electricity companies in Costa Rica (Instituto Costarricense de Electricidad), Nicaragua (Empresa Nicaragüense de Electricidad) and Honduras (Empresa Nacional de Energia Electrica) for the exchange of electricity using the existing 230 kV link between Progreso in Panama and Río Claro in Costa Rica. The following table summarizes import and export activity from 2009 to 2011.

**Energy imports and exports (GWh)**

Year	Net generation	Imports	% net Generation	Exports	% net Generation
2009	6,597.59	64.32	1.00%	94.48	1.40%
2010	7,066.20	70.74	1.00%	38.85	0.50%
2011	7,474.10	72.20	1.00%	8.13	1.00%

Generators may enter into import and export contracts with counterparts in other countries subject to appropriate disclosure of contract information to the CND and its equivalent in the country concerned.

## SIEPAC

The SIEPAC project, sponsored by the Governments of Panama, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador and Guatemala, envisages the gradual creation of a Central American regional electricity market. This is intended to promote the development and growth of the regional electricity industry, encourage greater private sector participation in the sector, improve interconnection between the national grids of the sponsor countries and establish a transparent and non-discriminatory regulatory framework for the operation of the regional market.

A framework treaty, providing for the establishment of a regulatory entity and operating structure for the regional network, was ratified by the participating countries in 1998. As currently defined, the project involves the establishment of initially a single circuit 230 kV transmission link on a double circuit structure from Panama (Veladero, Chiriqui) to Guatemala (1,800 kilometers) with 15 substations with a peak transfer capability, following reinforcement of the existing national networks, of 300 MW (240 MW from Costa Rica to Panama). The project is estimated to cost approximately US\$494.0 million and has a global progress to date of 94%. The project is funded by the Inter-American Development Bank (IDB), the Spanish Government's Quincentennial Fund and the Empresa Propietaria de la Red, the entity designated to be the owner and operator of the network by the six regional governments. The project was expected to be completed by mid 2013. Depending on the development of the market, regional transmission capacity could be increased to 600 MW.

*The interconnection project between Colombia and Panama.* This project will be developed and managed by a company owned in equal parts by ISA from Colombia and ETESA from Panama. The approximate distance is 600 kilometers, with a carrying capacity of 300 megawatts of energy in a first stage, with possible extension to 600 MW in a second phase. The project, which will require investments of US\$ 500.0 million, has the technical feasibility studies and environmental, developed within the framework for action set by the environmental authorities of the two countries. These studies were funded by the IDB, through regional technical cooperation grants.



## **Electric Energy Rationing**

The Commercial Rules provide that energy rationing should be simulated on a daily basis during the planning sessions utilizing Stochastic Dual Dynamic Programming (“SDDP”) and resource scheduling models. Programmed rationing is simulated as a demand of 5%, 10% and 30% of the total national demand. If emergency rationing occurs, the CND will determine the amount of energy to be rationed according to the characteristics and implications of the emergency. The Commercial Rules provide the methodology for calculating the amount of energy to be withheld in the case of programmed and emergency rationing, and set forth the parameters for the distribution of the rationed energy to consumers. While energy rationing is in effect, the spot market ceases to function and generators are only required to satisfy their contractual obligations, unless the Commercial Rules then in effect provide otherwise. Once emergency rationing ends, the spot market is reactivated and to the extent that certain contract provisions were temporarily suspended pursuant to the Commercial Rules they will be reinstated.

## **Environmental Regulation**

In July 1998, the Panamanian Government enacted Law 41, which created ANAM. Law 41 also sets out the legal framework for the protection of the environment through the sustainable use of natural resources. ANAM is responsible for implementing Panama’s environmental policy with the collaboration of other government entities created by, and which are under the supervision of, ANAM, such as the Consejo Nacional del Ambiente and the Comisión Consultativa Nacional del Ambiente, among others. ANAM has the ability to impose all applicable environmental sanctions and fines. Under Law 41, ANAM may impose fines of up to US\$10.0 million for any violation of Law 41, including the improper use of water concessions or water resources without having the applicable concession.

## **Tariff Structure**

Under the 1997 Electricity Law, the ASEP is required to establish tariff methodologies to regulate connection, use of system charges for distribution services and to approve tariff structures for the sale of energy to regulated customers. In general, the 1997 Electricity Law provides that tariffs should be set sufficiently high to cover the costs of providing the required level of service on the assumption that anticipated productivity gains are shared between energy distributors and their customers.

The 1997 Electricity Law states that distribution charges should be set at a level which, based on estimates at the start of the tariff period, should allow distributors to achieve revenues to cover its recognized costs of distribution or Valued Added Distribution (“VAD”). These are defined as the costs which an efficient distributors operating in that concession area would incur in terms of administration, operation and maintenance (including metering, billing and customer service), standard losses and depreciation plus a reasonable return on investment.



The allowed rate of return before tax for each distribution company is set by the ASEP, taking into account such factors as efficiency levels, quality of service and expected investment requirements. Under the 1997 Electricity Law, this rate of return must be within a 2% range of the average yield on the 30-year U.S. Treasury Bond in the year preceding the setting of the tariff, plus a risk premium of 8%. For purposes of the prevailing tariffs that were established in 2010 and that will remain in effect until June 30, 2014, the rate of return used was 10.44%. This rate of return is applied to the distributors' net fixed assets in operation during the tariff period based on historic accounting values at the start of the tariff period and the ASEP's estimate of the distributors' efficient investment requirements during the tariff period.

Under the 1997 Electricity Law, for the purpose of determining appropriate levels of efficiency, the ASEP is required to analyze each distributor's concession zone in terms of up to three representative areas according to density, based on the recent performance of actual companies in Panama or elsewhere operating in similar areas. The ASEP determines efficiency parameters by selecting comparable companies for each representative area.

The ASEP published its detailed tariff methodology for distribution and commercialization based on research performed by its external consultants on the performance of selected distribution companies in the U.S. This research identified separate companies operating in areas with different levels of consumption density and established target cost and standard loss parameters. These were then used to establish ideal performance parameters for the Panamanian distributors.

Based on these parameters, the Panamanian energy distribution companies' perceived cost structure and investment requirements, the ASEP calculated a maximum permitted income in net present value terms as a basis for the distribution and commercialization charges of each distributor. This was then used to calculate each distributor's distribution access and use of system charges and regulated customer tariffs, after incorporating expected costs of generation and transmission, together with an allowance for standard energy losses.

The current tariff structures, which we developed, include a simple low tension tariff based on kilowatt-hour metering only, limited to customers with estimated demand of 15 kW or below, together with demand-based and time-of-day tariffs for customers with demand metering. Once a customer selects a particular tariff option, it must give 30 days notice for any intended change and is subject to additional charges if changes more than twice within 12 months after selecting a particular tariff option. The distributors' energy cost is calculated based on the weighted average of its purchase costs under competitively awarded contracts and those of its spot market purchases. The VAD tariff structure remains in force for four years and the current tariff will expire on June 30, 2014

Currently, during each semester within the tariff period the capacity and energy cost components of the tariff are adjusted to account for variances in actual and expected energy costs, and only 45% of the distribution and commercial charges are adjusted for inflation based on the Panamanian CPI for the prior two semesters. Since January 1, 2000, customers with low levels of consumption (below 100 kWh) have a discount of 20% in their bills. This discount is charged to customers with consumption above 500 kWh. Approximately 67,000 of our customers received this benefit.





Retirees' first 600 kWh consumption are entitled to a 25% discount. Discounts of 5% and 50% also apply to farmers and the provincial offices of political parties, respectively. The 1997 Electricity Law and the Regulations set limits on the provision of tariff subsidies by the Government and require distributors to provide the Government with details of those customers meeting the Government's eligibility criteria. Retiree discounts were taken into account for the purposes of calculating the maximum income allowances underlying the current distribution use of system tariff.

Under the current tariff structure, all users of the distribution system and all regulated and unregulated customers pay a separate consumption based charge within the tariff to cover the capital and operational costs of public lighting. The energy costs associated with public lighting are recoverable as part of the overall generation costs passed through to regulated customers under the tariff.

From January 1, 2003 through December 31, 2011, increases in rates for customers of electricity distribution companies resulting from the semi-annual rate adjustment process required under the regulatory structure for the electricity industry were not fully passed through to customers in the form of tariff increases. Rather, the rate adjustment process during this period, as approved by the ASEP, resulted in a portion of the allowed rate increases being passed through directly to customers and the remaining amount being paid to the distribution companies in the form of subsidy payments from the Panamanian Government.

In the absence of acceptable credit references distribution companies are entitled to require customers to provide deposits equivalent to the amount of one monthly invoice. These deposits must be returned after one year provided that the customer has established a good payment record. During the term of the deposit they must pay interest every six months at the average rate of commercial fixed term deposits over the previous six months as documented by the Superintendence of Banks. Interest is chargeable at the same rate on customer invoices that remain unpaid 30 days or more after the invoice date.

Distribution companies are required to submit reports to the ASEP on a regular basis concerning outage levels and other aspects of technical service quality and customer service, including metering and public lighting. In addition, they must prepare and submit their financial accounts in accordance with the ASEP's regulatory accounting standards. These involve accounting separation within each company activity such as generation, distribution and commercialization and between regulated and unregulated customers.



## Section 11

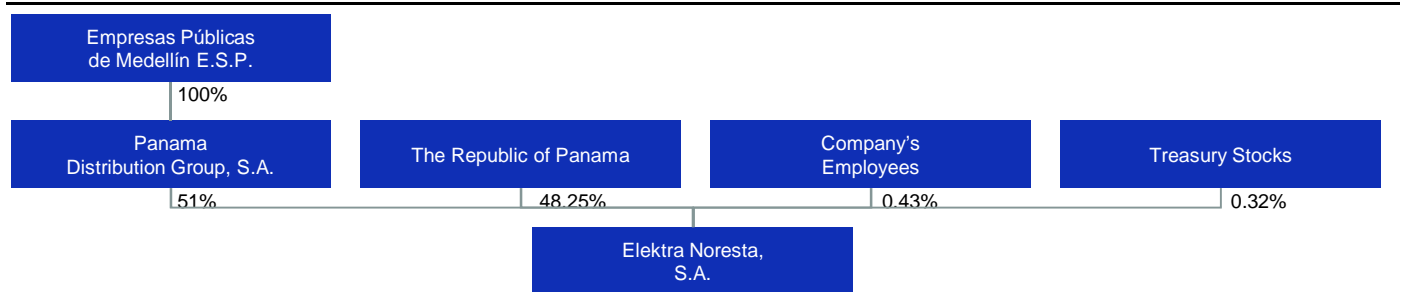
Management and corporate governance



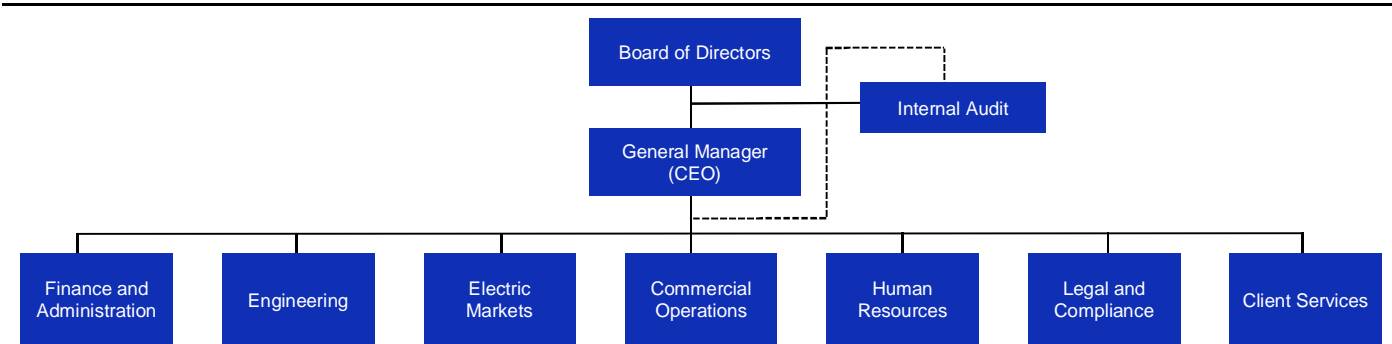
# Management

## Management organizational chart

ENSA organizational chart



Management team



Source: Company information

## Executive management team

The executive management team members supervise and coordinate the activities of the Company in their respective areas of expertise.



### Executive management

Name / Title	Age	Position	Citizen	Email	Telephone
Javier Pariente	56	Executive Vice President and General Manager	Panamanian	<a href="mailto:javier.pariente@ensa.com.pa">javier.pariente@ensa.com.pa</a>	(507) 340-4608
Eric Morales	54	Director of Finance and Administration	Panamanian	<a href="mailto:emorales@ensa.com.pa">emorales@ensa.com.pa</a>	(507) 340-4603
Jaime Lammie	59	Director of Wholesale Market Operations	Panamanian	<a href="mailto:jlammie@ensa.com.pa">jlammie@ensa.com.pa</a>	(507) 340-4670
Rafael Rios	45	Director of Distribution and Engineering	Panamanian	<a href="mailto:rrios@ensa.com.pa">rrios@ensa.com.pa</a>	(507) 290-9992
Luis Duarte	35	Director of Commercial Operations	Panamanian	<a href="mailto:lduarte@ensa.com.pa">lduarte@ensa.com.pa</a>	(507) 290-9841
Lorena Fabrega	41	Director of Customer Service and Corporate Communications	Panamanian	<a href="mailto:lfabrega@ensa.com.pa">lfabrega@ensa.com.pa</a>	(507) 340-4630
Mariel Jovane	35	Legal & Contracting Department Manager and Compliance Officer	Panamanian	<a href="mailto:mjovane@ensa.com.pa">mjovane@ensa.com.pa</a>	(507) 340-4683
Carlos Chang	34	Information Systems Manager	Panamanian	<a href="mailto:cchang@ensa.com.pa">cchang@ensa.com.pa</a>	(507) 340-4798
Margarita Aguilar	54	Quality Assurance Manager	Panamanian	<a href="mailto:maquilar@ensa.com.pa">maquilar@ensa.com.pa</a>	(507) 340-4654
Beryl Bartoli	50	Human Resources Manager	Panamanian	<a href="mailto:bbartoli@ensa.com.pa">bbartoli@ensa.com.pa</a>	(507) 340-4660

Source: Company information

**Javier Pariente (Executive Vice-President /General Manager).** Mr. Pariente joined the Company in October 1999 as Director of Finance and Administration and, in April 2002, was promoted to Deputy General Manager as part of a corporate restructuring. In December 2003, he was appointed as General Manager. Mr. Pariente is responsible for determining the appropriate strategies and tactics for the company with respect to the development and execution of its business plan, which covers the Company's corporate goals and its operating and investment budgets. A key role of Mr. Pariente is to foster the adequate environment for process improvement, controls and technology in order to guarantee efficiencies and profitability. Mr. Pariente facilitates team integration, advises senior management and evaluates on a regular basis the performance of his direct reports, as well as several other key executives.

Mr. Pariente is responsible for keeping EPM (ENSA's primary shareholder and operator) and the Board of Directors informed of significant matters, such as changes in laws and regulations that could impact ENSA's concession in the short or long term. He is also responsible for preparing and presenting quarterly reports to the Board of Directors. Mr. Pariente is the Company's representative before civic organizations, governmental authorities, the regulating entity (ASEP) and its banks.

Before joining ENSA, from June 1995 to October 1999, Mr. Pariente was the Executive Vice-President of Importadora Ricamar, S.A., a groceries importer, wholesaler and supermarket chain operator in Panamá. Mr. Pariente developed his strong financial background during his time working as the CFO of the largest poultry company in Panama, as well as from his time served as a credit analyst at Chase and credit manager at Citibank.

Mr. Pariente has participated in several civic organizations and has served as a director on various boards in Panama and abroad. In 2010, Mr. Pariente was appointed by the Executive branch of the National Government as Chairman of the Board of Agencia Panama Pacifico, a government agency responsible for the development of large real estate properties, generally comprised of land formerly utilized by the US Armed Forces. Mr. Pariente has a B.A. in Business Administration from Universidad Santa María La Antigua. He is a Panamanian citizen and his e-mail is: [javier.pariente@ensa.com.pa](mailto:javier.pariente@ensa.com.pa).



**Eric Morales (Director of Finance and Administration).** Mr. Morales has been Director of Finance and Administration since January 2003. He is responsible for the Finance-Controller, Treasury, I.T., Supply Chain & Logistics and Quality Assurance divisions. Prior to joining ENSA, Mr. Morales served as the Finance Manager for Maersk Panama, S.A., a shipping agent representing Maersk Line. Mr. Morales participated in the opening of new Maersk branches in Guatemala, Honduras, El Salvador and Costa Rica and, over the course of his ten years at Maersk, was able to serve in similar finance and accounting roles in Rio de Janeiro, Sao Paulo and Mexico City. While in Brazil and Mexico, Mr. Morales was directly responsible for expanding new business for Maersk related the custody, maintenance and repair of shipping containers.

Mr. Morales previously worked as Financial Manager for DHL Panama (1988) as well as National Finance Director for DHL in Caracas for a four year period with responsibilities in finance and administrative operations related to transportation in international and domestic freight, duty services and international aviation. His professional career began at KPMG in Panama where he held the position of Auditor for commercial and insurance companies. Mr. Morales has a B.Sc. in Accounting from Universidad de Panama. He is a Panamanian citizen and his e-mail is: emorales@ensa.com.pa.

**Jaime A. Lammie (Director of Electric Markets).** Mr. Lammie has been the Director of Electric Markets since November 1998 and is responsible for managing all of the company's contractual obligations in the wholesale energy market, as well as tariff related topics and several regulatory compliance aspects. Before joining us in 1998, he worked as an Industrial Engineer and Total Quality Advisor for the Engineering and Housing Division of the U.S. Armed Forces – Panama Canal. Mr. Lammie worked for 10 years with IRHE (former energy utility owned by the government) as Tariff Manager, Tariff Analyst and Chief of the Tariff Division. He has taught Finance and Project Evaluation for over 20 years in Universidad Tecnológica de Panamá and served as a consultant for Panama Distribution Group, S. A. during the privatization process of the energy sector in Panama. Mr. Lammie has a Masters degree in Industrial Engineering from Universidad Tecnológica de Panama. He is a Panamanian citizen and his e-mail is: jlammie@ensa.com.pa.

**Rafael Rios (Director of Engineering and Distribution)** Mr. Ríos joined ENSA in November 2003 as head of Substations, Protections and Communications for the Distribution and Engineering Division. Beginning in 2007, Mr. Rios served as Operations Manager with primary responsibility of the implementation of automated control center operations, the maintenance and protection of high voltage equipment and substation equipment, and the assurance and compliance with energy quality and reliability standards established by the ENSA's regulator. In May 2010, Mr. Ríos was promoted to Director of Distribution and Engineering and focused his responsibilities in the planning and execution of the Company's expansion plan, the maintenance and public safety of the energy distribution grid, and the execution of major capital expenditure projects related to substations and high voltage equipments.

Prior to joining ENSA, Mr. Ríos worked with Public Utilities of New Mexico (PNM) in Albuquerque, New Mexico as a Senior Auditor. He also undertook an internship during the summer of 2002 with Dominion Resources in Richmond, Virginia, as Financial Analyst. Previous to that, he worked at Bahía Las Minas Corp. in Panamá, between 1999 and 2001 as an Instrument Engineer and the Head of Electric Inspection during the construction of the Combined Cycle. He also served as Project Manager for the BLM generation plant. From 1995 to 1999 he was Protection Engineer at IRHE (former electric utility owned by the Panamanian Government). Mr. Ríos obtained a B.Sc. in Electromechanical Engineering from Universidad Tecnológica de Panamá in 1992, a Master of Science in Electric Power Engineering from the Rensselaer Polytechnic Institute in Troy, N.Y., in 1994, a Master of Business Administration from Darden Graduate School of Business Administration at the University of Virginia in 2003 and a Graduate Degree in Management Development from Universidad Santa María la Antigua in 2006. Mr. Ríos is "Senior Member" of IEEE. Mr. Ríos is a Panamanian citizen and his email is: rrios@ensa.com.pa.



**Luis Duarte (Director of Commercial Operations).** Mr. Duarte has worked with us since September 2002 in all matters related to field operations: connections and reconnections of customers, meter reading, energy losses recovery among others. In July 2012 he was promoted to Director of Commercial Operations where he is directly responsible for the following operating units: Energy Loss Control, Commercial & Technical Operations, Reading & Billing, Meter Laboratory and Commercial Special Services Unit. Prior to joining ENSA, Mr. Duarte was the Energy Section Chief in Universal Telecom and Energy Panama (2001) working on expansion projects and power cable sales. He also worked as a project engineer in Turbine Power, participating in the construction of rural electrification networks in Panama. Mr. Duarte has a Degree in Electromechanical Engineering from Universidad Tecnológica de Panamá. He is a Panamanian citizen and his e-mail is: [lduarte@ensa.com.pa](mailto:lduarte@ensa.com.pa)

**Lorena V. Fábrega (Customer Services Director).** Mrs. Fábrega has led the Customer Services unit since October 2009. She is responsible for all customer service points of contact including on-line services (call centers and web support), customer service office branches, VIP customer service and ENSA's claims department. The unit under her supervision closely interacts with Commercial Operations and Engineering in order to ensure and continually improve customer satisfaction. In addition to these responsibilities, Mrs. Fábrega continues to supervise various corporate affairs functions, including internal and external communications, crisis communications, corporate imaging, brand management, advertising, corporate social responsibility programs, donations and sponsorships. Mrs. Fábrega, in collaboration with many employees of the company founded Fundación *CONEXIÓN*, a non-profit organization comprised of employees and contractors who volunteer their time towards designing and executing programs that foster sustainable development through children's education. Mrs. Fábrega took a pause from working with ENSA from April to September of 2007, during which she served as Communications Director for Cervecería Nacional, S.A. (SABMiller) during a period of significant changes to its major brand communication strategies for Miller, Balboa, Pepsi and Atlas.

Before joining ENSA, from September 2000 to November 2002, Ms. Fábrega was the Administrative Manager of Airesistemas, S.A. Her previous work experience was at the Centro Latinoamericano de Periodismo - CELAP, as project coordinator and then Executive Director. CELAP is a non-profit organization that trains journalism professionals in the region. While working as its director she also co-hosted a weekly live educational television show "De Mujeres y de Todo". She obtained her B.S. in Journalism with a minor in Marketing from Texas A&M University. She is a Panamanian and a U.S. citizen and her e-mail is: [lfabrega@ensa.com.pa](mailto:lfabrega@ensa.com.pa)

**Mariel Jované (Legal Counsel and Compliance Officer).** Mrs. Jované has over 13 years experience in regulatory matters within the electric power sector. In 2002 she joined the Company as legal counsel and was promoted to head of ENSA's Legal Unit in October of 2004. Mrs. Jované is responsible for coordinating all legal and contractual matters and advises the Company on regulatory and compliance affairs. Mrs. Jovane provides legal support to the Human Resources department with respect to labor and union matters. Also she is responsible for overlooking all policies related to the Code of Conduct, anti-fraud policy and the Panamanian anti-corruption law. She directly investigates any potential violation of the norms related to ethics and antifraud.



Prior to joining ENSA, Mrs. Jované worked for 3 years as Legal Counsel in the National Electricity Department of the Ente Regulador de los Servicios Públicos (regulatory entity now named ASEP). Mrs. Jované is an attorney admitted to practice in Panama and has a B.A. in Law and Political Sciences from Universidad Latinoamericana de Ciencia y Tecnología (ULACIT), a Graduate Degree in Strategic Administration and a MBA in Finance from ULACIT. She obtained a diploma in Tax Law and Fiscal Management in Universidad Especializada del Contador Público Autorizado (UNESCPA) and is a member of the Colegio Nacional de Abogados de Panama (National Bar Association). She is a Panamanian citizen and her e-mail is: [mjovane@ensa.com.pa](mailto:mjovane@ensa.com.pa).

**Carlos Chang (Information Technology Senior Manager).** Mr. Chang has been the IT manager since July 2011, being responsible for the planning and execution of the necessary changes in the several technological systems utilized by the company and oversees that all necessary resources are supplied on a timely basis for the system to operate with no downtimes. Mr. Chang joined ENSA in 2002 as a Junior Information Manager in the SCADA segment of the engineering department where the energy distribution grid is operated remotely by a system comprised of a complex set of protocols. Later in 2007 he was appointed head of that unit. Mr. Chang was a professor of networking and communications at Universidad de Panamá during 2009, 2010 and 2011. Mr. Chang holds a BS degree in Electronic Engineering and Communications from Universidad de Panama. He has a Master in e-Business from Universidad de Cantabria, Spain, and a Master's in Development Management from Universidad Santa Maria la Antigua. Mr. Chang is a Panamanian citizen and his email is: [cchang@ensa.com.pa](mailto:cchang@ensa.com.pa)

**Margarita Aguilar (Quality Assurance Manager).** Mrs. Aguilar has been responsible for the Quality Assurance Unit since June 2000 and has been instrumental in the strengthening ENSA's overall processes and internal control environment. Her unit provides strong and consistent support to the Processes Improvement and I.T. Security departments, which are responsible for the implementation of operational improvements and process redesigns. The Quality Assurance Unit also participates in risk assessment and testing of internal controls on financial reports. Prior to June 2000, Mrs. Aguilar worked for the Autoridad de la Región Interoceánica (former government agency responsible for the administration of properties previously under use of the US armed forces) as Director of Organization and Information Systems. Mrs. Aguilar also worked for 13 years in IRHE in the following departments: Human Resources, Planning, I.T. and Administration and Development. She also served as a professor at the Universidad Tecnológica de Panamá, teaching in the Industrial Engineering and Information Systems Schools. Mrs. Aguilar has a B.Sc. in Industrial Engineering with a major in Production from Universidad Tecnológica de Panamá and a MBA in Organizational Communications from Universidad Santa María La Antigua. She is a member of the Instituto de Auditores Internos de Panamá (the National Institute of Internal Auditors). Ms. Aguilar is a Panamanian citizen and her e-mail is [maguilar@ensa.com.pa](mailto:maguilar@ensa.com.pa).

**Beryl Bartolí (Human Resources Manager).** Mrs. Bartolí has been the Human Resources Manager since July 2003, when she joined the Company. She is responsible for designing ENSA's recruiting and employee development programs as well as the development and implementation of any programs necessary to foster an adequate organizational culture across the Company. Included in these are the Company's retention of talent program, as well as its regularly updated succession plan. Mrs. Bartolí manages labor relations of the company as well as its relationship with the labor union (Sindicato de los Trabajadores de la Industria Eléctrica y Similares de Panamá-SITIESPA). Within the HR unit, Mrs. Bartolí supervises the Industrial Safety, Health and Environmental Department.



Before joining ENSA, Mrs. Bartolí held the position of HR manager for ten years at Franquicias Panameñas, S.A., a fast-food franchise company. She also worked as human resources officer for Administración de Seguros, a local, leading insurance company and had similar responsibilities in Cervecería Nacional, the largest local brewery. Mrs. Bartolí has a B.A. in Psychology from Universidad Santa María La Antigua and has been a professor at Universidad Latina. She is a Panamanian citizen and her e-mail is: [bbartoli@ensa.com.pa](mailto:bbartoli@ensa.com.pa).





## Corporate governance

Under ENSA's Articles of Incorporation, so long as it retains at least a 25% shareholding, the Republic of Panama has the right to (i) appoint two of the five board members and (ii) veto amendments to the Articles of Incorporation and by-laws, any merger, proposed merger, or dissolution, a change of domicile, the granting of security over the concession or any decision to engage in activities not strictly connected to the distribution or sale of electricity.

### Board of Directors

The Board of Directors is composed of five members. There are three representing the interests of the controlling shareholder, PDG, or 51% of the shares and two members representing the Panamanian Government, or 48.25% of the shares. The main function of the Board of Directors is to follow-up on ENSA's business performance, approve management's objectives and strategies driven to achieve goals, the company business plan, major projects and investments, sources of long-term financing and short-term funding. The Board is also involved in following up with respect to customer service matters, internal controls and regulatory performance. Executives from ENSA, EPM and the Panamanian Government are generally invited to participate in these meetings.

### Audit committee

The Audit Committee is composed of three members. There are two members representing the interests of the controlling shareholder, PDG, or 51% of the shares and one member representing the Panamanian Government, or 48.25% of the shares. The Audit Committee directly reports to the Board of Directors. The main functions of this committee are to follow-up on internal control matters managed by the ENSA audit department in conjunction with the EPM internal control department; follow-up on compliance of policies, procedures; changes on accounting policies and practices; compliance assurance in regulatory matters; and monitor the anticorruption and fraud program. Executives from ENSA, EPM, External Accountants and the Panamanian Government are generally invited to participate in these meetings.

### Executive committee

The Executive Committee is composed of the following: the Executive Vice President & General Manager, the Finance & Administration Director, the Wholesale Market Director, the Engineering and Distribution Director, the Commercial Operations Director, the Customer Service Director, the Legal & Contracting Manager and Compliance Officer, the Quality Assurance Manager, the IT Manager and the Human Resources Manager. The main functions of this committee are to comply with mandates from the Board of Director, achieve the goals and objective settled in the business plan, comply with regulatory obligations and industry best practices, and to foster open participation and communication within the operating and backoffice units.

### Environmental, safety & health committee

The Environmental & Security Committee is composed of all Operating and Administrative areas. The purpose of this committee is to comply with environmental matters and associated regulatory requirements. The committee is also tasked to assure, promote and follow-up regarding safety matters in order to preserve a safe work environment with respect to in-house employees and third party contractors.



### **Purchasing & contracting committee**

The Purchasing & Contracting Committee is composed of the executives in charge of the following areas: a) Finance & Administration b) Engineering & Distribution c) Wholesale Market d) Customer Service e) Quality Assurance f) Internal Audit and g) Legal & Contracting. The committee's main function is to analyze the contracting and purchasing proposals before the good or the service is hired. The committee reviews these special projects and purchases that are above the amount of US\$500,000. The recommendations of the committee are prepared with the objective of assisting the General Manager in the approval process. The final decisions taken from the committee are reported to the Board of Directors on an occurrence basis.

### **Information technology committee**

The IT Committee is composed of executives in charge of the following areas: a) Finance & Administration b) Engineering & Distribution c) Wholesale Market d) Customer Service and e) Quality Assurance. The main function of this committee is to follow up on IT plans, developments, and make sure that hardware/software needs are covered in order to ensure the Company's growth.

### **Compensation for members of the Board of Directors**

During 2011, each director received fixed fees of US\$750.00 for each Board of Directors meeting he attended, plus reimbursement for related expenses incurred (lodging expenses, airfare and food). Beginning in September 2011, the fees increased to US\$1,250.00. Directors of the Audit Committee have the same fixed fee of US\$1,250.00 for each meeting they participate in.

### **Compensation for the Executive Officers**

The consolidated compensation paid to the executive officers was US\$1.4 million in 2011. This compensation consists of a base salary of US\$1.1 million and an annual bonus for results and merits of US\$0.3 million. The annual bonus plan considers the performance of the Company, through the comparison with the established goals and the consolidated financial execution and individual performance.



## Board composition

ENSA's Board of Directors consists of five members: two elected by the Panamanian Government and three elected by PDG. If a vacancy occurs, a new director is elected, thereby preserving representation of each constituent shareholder. As of June 30, 2012, the directors, officers and executives listed below held the positions indicated opposite their names as of the date of this offering memorandum. The Company's executive officers are appointed by the Board of Directors and hold office at the discretion of the Board of Directors.

### ENSA Board of Directors

Name	Age	Date of birth	Elected or appointed by	Member of Board since	Citizenship	Email	Telephone
Gabriel Betancourt	52	3/31/1960	Director, President and Chairman	March, 2011	Colombian	Gabriel.betancourt@epm.com.co	(574) 340-4700
Nestor Encinales	52	9/28/1960	Director	March, 2011	Colombian	Nestor.encinales@epm.com.co	(574) 340-4700
Claudia Jimenez	44	9/30/1968	Director	March, 2011	Colombian	claudiajimenezjaramillo@gmail.com	(574) 313 5888
Jose Domingo Arias	49	10/ 26/1963	Director	June, 2011	Panamanian	jarias@miviot.gob.pa	(507) 579-9204
Virgilio Sosa	56	2/17/1956	Director and Treasurer	August, 2009	Panamanian	filipo@cwpanama.net	(507) 223-9844
Carlos Cordero	63	1/24/1949	Secretary	October, 1998	Panamanian	ccordero@alcogal.com	(507) 269-2620

Source: Company information

**Gabriel Betancourt Mesa (Director and Chairman).** Mr. Betancourt is Civil Engineer of the University of Medellín. He has realized studies of Specialization in Information systems in Escuela de Administración, Finanzas y Tecnologías, (EAFIT); Specialization in Management in Universidad Pontificia Bolivariana (UPB); Certified in Finance (EAFIT), Certified in Strategic Management in the Universidad de los Andes, Certified in Businesses Law in Universidad Externado de Colombia.

He has taken the following short courses abroad: Public Services in Instituto Costarricense de acueducto en San José (Costa Rica); The Quality and Safety in Operation of Power Systems in Mexico City; Seminar on Administrative, Finance and Strategic Affairs in Latin American Electricity Sector in Santiago, Chile; Energy Technology in Germany; International Electrical Interconnections and regulated aspects inherent in Rio de Janeiro (Brazil); Power Transmission and Distribution (USA): Power Systems in Sweden.

Mr. Mesa is currently the Director of International Growth for Empresas Públicas de Medellín E.S.P. While at EPM, he has occupied the following positions: General Manager in Charge, Distribution Energy Manager, Deputy Administration and Finance Manager and Unit Organizational Development Coordinator, Housing Habilitation Division Chief, Warehouse Head, Water and Sanitation Department Head with responsibilities for towns and sidewalks; Head of the Prehabilitation Department, Coordinator of Civil Works in the Environment Division, Planning and Control Engineer Riogrande II. He currently serves as a Member of the Board of Director of Electrificadora de Santander S.A. ESP - ESSA ESP.



**Néstor Encinales (Director).** Mr. Encinales is an Electrical Engineer from the Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín. He has achieved academic specializations in Corporate Finance and Capital Markets (UPB) as well as in Electric Power Distribution Systems (University of Trondheim).

He currently serves as Manager of Power Transmission and Distribution in Empresas Públicas de Medellín E.S.P. While at EPM he has had the following positions: Deputy Energy Regulatory Management, Strategic Planning Deputy Chief Distribution Energy, Key Accounts Coordinator of Energy Group, Energy Generation Planning Specialist, Assistant Engineer, Power Distribution Preventative Maintenance, Technical Planning in Power Generation and Auxiliary Engineer in Power Distribution.

Mr. Encinales is also a member of the Boards of: Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P – CENS y Electrificadora de Santander S.A. ESP - ESSA in Colombia and Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. – EEGSA y Distribuidora Eléctrica del Sur S.A. - DELSUR in Centroamérica.

**Claudia Jiménez (Director).** Ms. Jiménez graduated with a degree in Law and Political Science from the Universidad Pontificia Bolivariana in Medellín, Colombia, and later pursued a Doctorate of Law at the Université de Paris II (Panthéon-Assas) in France. In addition, Ms. Jiménez earned a Diplôme Supérieur Universitaire (Specialization in Administrative Law and Diplôme d'Etudes Approfondies) Master in Internal Public Law at the Université de Paris II (Panthéon-Assas), France and an International Diploma in Public Administration from the Ecole Nationale d'Administration (E.N.A.), Promotion "Victor Schoelcher" in Strasbourg, Paris - France.

She currently serves as Executive Director of Asociación del Sector de La Minería a Gran Escala in Colombia. She has served as General Manager of Jimenez & Associates S.A., Comprehensive Economic Consultancy in Colombia, Minister Counsellor of the Presidency in the Administrative Department of the Presidency in Bogotá - Colombia, Extraordinary Ambassador and Plenipotentiary of Colombia to the Governments of Switzerland and Liechtenstein, Legal Director of Jimenez & Associates S.A. in Medellín - Colombia, Programmatic Coordinator in Campaign 2006-2010 Colombia First of Dr. Alvaro Uribe in Bogotá Colombia, Director of the Presidential Public Service Renewal (PRAP) from National Planning Department in Bogotá - Colombia, responsible for functions of the General Director in absence of the Director of the National Planning Department in Bogotá - Colombia, Advisor of Superintendent Office of the Regulatory Office of Industry and Commerce Superintendent in Bogotá - Colombia, Consultant for "the Reform State (Act 489 of 1998)" Administrative Department of Civil Service in Bogotá - Colombia, Legal Advisor in Administrative, Tax and Commercial Law in Jimenez & Associates in Medellín - Colombia.

**José Domingo Arias (Director).** Mr. Arias studied at the Faculty of Economics in Universidad de Buenos Aires, Argentina, where he received a B.A. in Economics. He specialized in International Trade in Instituto de Comercio Exterior (ICEX) in Buenos Aires. Mr. Arias has assumed various leadership roles in the private sector, mainly in manufacturing area. His twenty two years of professional experience focused on brand development and the opening of export markets provided him insight into the challenges of a globalized economy. He served as Deputy Minister of Foreign Trade in July 2009 to September 2011 and remains a member of Sindicato de Industriales de Panamá (SIP). Mr. Arias currently serves as Minister of Housing and Land Management (MIVIOT).

**Virgilio Sosa (Director and Treasurer).** Mr. Sosa presides over the private capital company Master Builder, Inc. devoted to design, construction and real estate development. Mr. Sosa is also a private investor and is an architect graduated from the University of Notre Dame, in the United States.



**Carlos C. Cordero (Secretary).** Mr. Cordero is a founding partner of Alemán, Cordero, Galindo & Lee, our local Panamanian counsel, where he has been an acting member since 1985. Mr. Cordero currently serves as Secretary of the Board of Directors and has served in this capacity since October 1998. Mr. Cordero graduated from the Universidad de Panama with a B.A. in Law and Political Sciences. Mr. Cordero has been a member of the Board of Directors of Cable & Wireless Panamá, S.A., and member of the Boards of Directors of Alcolgal International Management, Inc., Alemán, Cordero, Galindo & Lee Trust (BVI) Limited, Alemán, Cordero, Galindo & Lee (Belice) Limited, Parkdale Investment Inc., Meridional Properties, S.A., and Lansburg International, S.A.



## Section 12

Principal shareholders



## Principal shareholders

At June 30, 2012, ENSA's authorized share capital consisted of 50,000,000 shares of common stock, without par value, having one vote per share.

The following table sets forth ENSA's shareholders, the respective number of shares owned by them and their percentage shareholdings as of June 30, 2012.

**ENSA shareholders**

<b>Title of class</b>	<b>Name of beneficial owner</b>	<b>Amount and nature of beneficial ownership</b>	<b>Percent of class</b>
Common Stock	Panama Distribution Group	25,500,000	51.00%
Common Stock	The Republic of Panama	24,127,549	48.25%
Common Stock	Elektra's Employees	212,420	00.43%
Common Stock	Treasury stock <sup>(a)</sup>	160,031	00.32%

(a) Shares held in treasury are shares that were initially purchased by ENSA employees, and subsequently repurchased by ENSA. The Company has no present intention to cancel or reissue these treasury shares.

Source: *Company information*

Under the Company's Articles of Incorporation (Pacto Social), PDG, as the majority shareholder, may not sell part of its shares while the Concession Contract remains in force and has no preferential rights of acquisition in relation to the Panamanian Government's remaining shares. PDG has the pre-emptive right to purchase its pro rata share of any newly issued shares.

The Company's majority shareholder, PDG, is owned by Empresas Publicas de Medellin ESP (EPM), rated BBB- by Fitch.



## Section 13

Related party transactions





## Related parties, ties and affiliations

B.G. Investment Co., Inc., a subsidiary of Banco General, S.A. (“Banco General”), is a shareholder of Latinex Holdings, Inc. (“Latinex”), the indirect parent company of the Bolsa de Valores de Panamá, S.A. (“Panama Stock Exchange”) and LatinClear. Ricardo Arango, director of Banco General and Latinex, and Rodrigo Cardoze, alternate director of Latinex, are partner and senior associate, respectively, of the law firm Arias, Fábrega & Fábrega, special Panamanian counsel for this Note offering. Arturo Gerbaud, alternate director of Latinex, is a partner of the law firm Alemán, Cordero, Galindo & Lee, local Panamanian counsel to the Company, and serves as the Company’s corporate Secretary.

ENSA’s independent auditor and legal advisor are not shareholders of, and are not and have never been employees of, ENSA or any of the participants of this Note offering

### Concession contract

ENSA’s distribution concession is governed by the Concession Contract dated October 22, 1998, between the Company and ASEP.

### Energy sales and purchases

As a result of the restructuring of the electricity sector in Panama, one transmission company, three distribution companies and four generation companies were created. The Panamanian Government retained approximately 51% of the share capital of the hydroelectric generation companies, 49% of the share capital of the thermoelectric generation companies and distribution companies, and 100% of the share capital of the transmission company.

In the normal course of business, the Company purchases electricity from the generation companies, sells energy to government institutions, and makes payments to the transmission company. These transactions are made under the terms and conditions of the power purchase agreements and agreed transmission fees, and are reported as related party transactions in the notes to the financial statements.

A summary of the balances and transactions resulting from the purchase and sale of energy with related parties is provided below:

#### Related party energy sales and purchases

	2011	2010
<b>Balance</b>		
Accounts receivable	\$ 8,539,087	\$ 7,662,017
Accounts payable	34,605,770	27,561,399
<b>Transactions</b>		
Revenues	51,453,599	51,372,466
Purchase of energy	197,492,883	150,514,628
Transmission costs	12,492,844	9,157,278

Source: Company information



## Section 14

Description of other indebtedness



## Other indebtedness

### Long-term notes payable

Long-term notes payable		
(\$ in millions)	2011	2010
<b>Long-term notes payable</b>		
Senior notes due 2021	\$ 100,000,000	\$ 100,000,000
Corporate bonds	20,000,000	20,000,000
Minus: senior notes discount	(652,606)	(697,846)
<b>Total long-term debt</b>	<b>\$ 119,347,394</b>	<b>\$ 119,302,154</b>

Source: Company information

ENSA has notes payable under a senior debt agreement ("Senior Notes") totaling US\$100,000,000, which is recorded at US\$99,347,394, net of US\$652,606 unamortized discount at December 31, 2011. The Notes have a fixed interest rate of 7.6%, payable semi-annually, and mature in 2021. Principal payment is due upon maturity. The Senior Notes maintain a senior credit position and are unsecured. ENSA may redeem the Senior Notes in whole or in part at any time prior to their maturity thereof upon complying with certain conditions including payment of a specified make-whole premium. The obligations include among other provisions a limitation on the incurrence of indebtedness triggered when the Company's indebtedness exceeds 3.25 times its EBITDA.

In a public offering on October 20, 2008, ENSA submitted a US\$40,000,000 aggregate principal amount of unsecured and unsubordinated corporate bonds due October 20, 2018. On this date, US\$20,000,000 of the corporate bond offering was subscribed and issued with Banco General, SA. The bonds rank pari passu with all other unsecured and unsubordinated obligations, bearing interest of LIBOR plus 2.375% annually.

### Short-Term Credit Facilities

Short-term credit facilities		
(US\$)	2011	2010
Banco Nacional de Panama	\$40,000,000	\$25,000,000
Banco General, S.A.	10,000,000	20,000,000
Bank of Nova Scotia	25,000,000	40,000,000
HSBC Bank (Panama), SA	15,000,000	10,000,000
Banco Panama, S.A.	10,000,000	\$ 7,500,000
<b>Total commitments</b>	<b>\$100,000,000</b>	<b>102,500,000</b>

Source: Company information

The Company has bilateral 1-year unsecured revolving credit facilities in place with total of \$100.0 million. ENSA uses its credit facilities to finance its working capital requirements, including the purchase of power supply in the spot market.



## Section 15

Description of the Notes



## Description of the Notes

*The following summary describes the material provisions of the Notes and the Indenture under which the Notes will be issued. This summary does not purport to be complete and is subject to, and qualified in its entirety by reference to, the provisions of the Indenture and the Notes. In this summary, all references to "the Company" refer to Elektra Noreste, S.A., except as otherwise provided. Certain capitalized terms used in the following summary are defined below in "— Certain Definitions." Capitalized terms not otherwise defined herein shall have the meanings ascribed to them in the Indenture.*

### General

The Company will issue US\$80,000,000 senior unsecured Notes due 2027 under an Indenture to be dated as of December 11, 2012 (the "Indenture") between the Company and The Bank of New York Mellon, as Trustee, Registrar, Paying Agent and Transfer Agent (the "Trustee").

The Notes will have the following basic terms:

- The Notes will be in an aggregate principal amount of up to US\$80,000,000. The principal amount of the Notes will be payable in full upon maturity unless the Notes are redeemed earlier pursuant to the terms of the Indenture.
- The Notes will bear interest from the Closing Date at the rate of 4.73% per annum (such rate, the "Note Rate") until the Maturity Date payable semiannually in arrears on each June 13 and December 13 commencing on June 13, 2013. All interest shall be paid by the Company to the Trustee and distributed by the Trustee to the Person in whose name a Note is registered at the close of business, New York City time, on the preceding Record Date (being the tenth calendar day preceding each such Interest Payment Date). Interest on the Notes will be computed on the basis of a 360 day year of twelve 30 day months. Default interest will accrue at a rate equal to the greater of (i) 1.0% per annum above the Note Rate or (ii) the Prime Rate.

### Ranking

The Notes will be the Company's direct unsecured unsubordinated obligations and will rank pari passu in right of payment with each other and with all other present and future unsecured and unsubordinated obligations of the Company that are not, by their terms, expressly subordinated in right of payment to the Notes, other than statutory preferred obligations.

### Listing

Application has been made to list the Notes on the Panamanian Stock Exchange (Bolsa de Valores de Panamá) (the "BVP"). The Company will not list the Notes on any other exchange outside of Panama.



## Further Issuances

The Indenture by its terms does not limit the aggregate principal amount of Notes that may be authenticated and delivered thereunder and permits the issuance, from time to time, of Additional Notes of the same series as is being offered hereby; provided, however, that: (i) no Default or Event of Default under the Indenture shall have occurred and then be continuing or shall occur as a result of such additional issuance (ii) such Additional Notes rank pari passu and have equivalent terms and benefits as the Notes offered in this Offering Memorandum and (iii) if the Notes are rated by any Rating Agency, the then current rating on the Notes is reconfirmed in writing by the applicable Rating Agencies after giving effect to such additional issuance of Notes. Any Additional Notes will be part of the same series as the Notes that the Company is offering hereby and Holders of such Additional Notes will vote on all matters relating to the Notes as a single class with the Holders offered hereby.

## Payments of Principal and Interest

Payment of the principal of the Notes at maturity, together with accrued and unpaid interest thereon at the Note Rate, or payment upon redemption prior to maturity, will be made only:

- With respect to payments of interest, to the Person in whose name the Note is registered as of the close of business, New York City time, on the Record Date.
- With respect to the payment of principal, to Holders of the Notes at the time of payment thereof.
- Payments of principal and interest shall be made by depositing immediately available funds in U.S. dollars with the Trustee.
- Payment of principal of and interest on the Notes shall be made at the Place of Payment or if such place is not in the City of New York, at either such office or the office to be maintained in such city.

The Notes will initially be represented by one or more Notes as described below under “— Global Notes.” Payments of principal and interest on the Global Notes will be made to DTC or its nominee, as the case may be, as registered Holder thereof.

If any date for a payment of principal or interest or redemption is not a Business Day in the city in which the relevant Paying Agent is located, the Company will make the payment on the next Business Day in the respective city. No interest on the Notes will accrue as a result of this delay in payment.

The Company has appointed the Trustee as Paying Agent to receive payment of the principal amount of and interest on the Notes. The Company will be required to deposit with the Trustee a sum in U.S. dollars sufficient to pay such principal and interest and other amounts on the Notes to the Paying Agent by 1:00 p.m. (New York City time) on the Business Day prior to the applicable Payment Date and otherwise in accordance with the terms of the Indenture.

Payments in respect of the Notes will be made in the coin or currency of the United States of America as at the time of payment shall be legal tender for the payment of public and private debts.

In the case of amounts not paid by the Company under the Notes when due, interest will continue to accrue on such amounts at a rate equal to the Default Rate (i.e., 1.0% in excess of the Note Rate), from the date when such amounts were due (without giving effect to any applicable grace period therefor), and through but excluding the date of payment by the Company.



Subject to Applicable Law, the Trustee and any Paying Agent will pay to the Company upon request any monies held by them for the payment of principal or interest on the Notes that remains unclaimed for two years. Thereafter, Holders entitled to these monies must seek payment from the Company.

### **Payment of Additional Amounts**

Except as provided below, the Company will make all payments of principal, redemption amount, and interest on the Notes without withholding or deducting any present or future taxes, duties, assessments or other governmental charges (including any interest or penalties with respect thereto) of any nature imposed by Panama or any political subdivision or Governmental Authority of the Republic of Panama and any jurisdiction through which payments are made by a Paying Agent (each a "Taxing Jurisdiction"). If the Company is required by Applicable Law to withhold or deduct any such taxes, duties, assessments or other governmental charges, except as provided below, the Company will pay the Holders any Additional Amounts necessary to ensure that they receive the same net amount as they would have received had no such withholding or deduction been required.

The Company will not, however, pay any Additional Amounts in connection with any tax, duty, assessment or other governmental charge solely to the extent that such tax, duty, assessment or other governmental charge is imposed due to any of the following:

- (i) the Holder or beneficial owner has some connection (present or former) with the Taxing Jurisdiction other than merely holding (or owning) the Notes, receiving principal or interest payments on the Notes or enforcing rights under the Notes (such as, without limitation, citizenship, nationality, residence, domicile, or existence of a business, a permanent establishment, a dependent agent, a place of business or a place of management present or deemed present within a Taxing Jurisdiction);
- (ii) the Holder or beneficial owner fails to comply with any certification, identification or other reporting requirements concerning its nationality, residence, identity or connection with the Taxing Jurisdiction, if (x) such compliance is required by Applicable Law, regulation, administrative practice or treaty as a precondition to exemption from all or a part of the tax, duty, assessment or other governmental charge, (y) at least 60 calendar days prior to the relevant payment date with respect to which such requirements under the Applicable Law, regulation, administrative practice or treaty shall apply, the Company has notified all Holders that they will be required to comply with such requirements (except that such 60 calendar day period shall be shortened to 30 calendar days where there is a change in a relevant certification, identification or other reporting requirement within the 60 calendar days prior to such relevant payment date), and (z) the completion of such forms is not materially onerous and does not require the disclosure of material confidential information;
- (iii) the Holder fails to present (where presentation is required) its Note within 30 calendar days after the Company has made available to the Holder a payment of principal or interest; provided, however, that the Company will pay Additional Amounts which such Holder would have been entitled to had the Note owned by such Holder been presented on any day (including the last day) within such 30 day period; or
- (iv) except as otherwise provided, any estate, inheritance, gift, use, transfer, sales, personal property or any similar taxes, assessments or other governmental charges.



The Company will also (i) make such withholding or deduction and (ii) remit the full amount withheld or deducted to the relevant taxing authority in accordance with Applicable Law. The Company will furnish to the Trustee, within 30 Business Days after the date of payment of any such taxes, certified copies of tax receipts or, if such receipts are not obtainable, documentation satisfactory to the Trustee evidencing such payment by the Company. Upon written request of the Holders to the Trustee, copies of such receipts or other documentation, as the case may be, will be made available to the Holders. At least 10 Business Days prior to each date on which any payment under or with respect to the Notes is due and payable, if the Company has actual knowledge that it is then obligated to pay Additional Amounts with respect to such payment, the Company will deliver to the Trustee an Officer's Certificate stating that Additional Amounts will be payable, the amounts so payable and setting forth such other information as the Trustee may reasonably require for tax purposes.

To give effect to the foregoing, the Company will, upon the written request of any Holder, indemnify, hold harmless and reimburse such Holder for the amount of any taxes, duties, assessments or other governmental charges of any nature imposed by any Taxing Jurisdiction (other than any such taxes, duties, assessments or other governmental charges for which the Holder would not have been entitled to receive Additional Amounts pursuant to any of the conditions described in the second paragraph of this section titled "Payment of Additional Amounts") so imposed on, and paid by, such Holder as a result of such payment of principal or interest on the Notes, so that the net amount received by such Holder after such reimbursement would not be less than the net amount the Holder would have received if such taxes, duties, assessments or other governmental charges had not been imposed or levied and so paid. Holders will be obligated to provide reasonable documentation and to cooperate with the Company in connection with the foregoing.

The Company will also pay any stamp, administrative, court, documentary, excise or similar taxes arising in a Taxing Jurisdiction in connection with the Notes and will indemnify the Holders for any such taxes paid by Holders. All references to principal, interest, or other amounts payable on the Notes shall be deemed to include any Additional Amounts payable by the Company under the Notes or the Indenture in respect thereof as and to the extent described above. The foregoing obligations shall survive any termination, defeasance or discharge of the Notes and the Indenture.

If the Company shall at any time be required to pay Additional Amounts to Holders pursuant to the terms of the Notes and the Indenture, the Company will use its reasonable endeavors to obtain an exemption from the payment of (or otherwise avoid the obligation to pay) the tax, duty, assessment or other governmental charge which has resulted in the requirement that the Company pay such Additional Amounts.

### **Certain Covenants**

For as long as any of the Notes are outstanding or any amount remains unpaid on such Notes and the Company has obligations under the Indenture and the Notes, the Company will, and (as applicable) will cause each of its Subsidiaries to, comply with the terms of the covenants, among others, set forth below:

#### Performance of Obligations Under the Notes and the Indenture

The Company shall duly and punctually pay all amounts owed by the Company, and comply with all of its other obligations, under the terms of the Notes and the Indenture.

#### Maintenance of Corporate Existence





The Company will, and will cause each of its Subsidiaries to, maintain in effect its and their respective corporate existence (subject to the Company's ability to consummate certain transactions as described below under "— Limitation on Consolidation, Merger, Sale or Conveyance") and all registrations necessary therefor and take all actions to maintain all rights, privileges, titles to property, franchises and the like necessary for or required in connection with the normal conduct of the Company's consolidated business, activities or operations; provided, however, that this covenant shall not require the Company or any of its Subsidiaries to maintain any such right, privilege, title to property, franchise or the like or require it to preserve the corporate existence of such Subsidiary, if it is reasonable to believe that, individually or in the aggregate, the failure to do so does not and will not have a material adverse effect on either (i) the Company's consolidated business, activities, operations, financial condition and results of operation, or (ii) the rights of the Holders in respect of the Notes and the Indenture (each, a "Material Adverse Effect").

#### Compliance with Laws

The Company will, and will cause its Subsidiaries to comply at all times with all Applicable Laws, rules, regulations, orders and directives of any government or government agency or authority having jurisdiction over the Company, its business or any of the transactions contemplated herein, except (i) when in the Company's reasonable belief the failure by the Company or such Subsidiary to comply would not have a Material Adverse Effect or (ii) where the necessity of compliance therewith is being contested by the Company in good faith by appropriate proceedings.

#### Maintenance of Government Approvals

The Company will use its reasonable best efforts, and will cause its Subsidiaries to use their respective reasonable best efforts, to obtain and maintain in full force and effect all Governmental Approvals, consents or licenses of any Governmental Authority or any third party under the laws of Panama or any other jurisdiction having jurisdiction over the Company or its Subsidiaries, in all cases which are necessary for the Company or any of its Subsidiaries to perform its obligations under the Notes and the Indenture (including, without limitation, any authorization required to obtain and transfer U.S. dollars or any other currency which at that time is legal tender in the United States out of Panama in connection with the Notes and the Indenture) or for the validity or enforceability thereof, except when in the Company's reasonable belief the failure to do so would not have a Material Adverse Effect.

#### Payments of Taxes and Other Claims

The Company will, and will cause its Subsidiaries to file income tax and similar tax returns and pay or discharge or cause to be paid or discharged, before the same shall become delinquent, (i) all taxes, assessments and governmental charges levied or imposed upon the Company or any Subsidiary, as the case may be, and (ii) all lawful claims for labor which, if unpaid, would by law become a Lien upon the Company's property or of any Subsidiary, as the case may be; provided, however, that neither the Company nor any Subsidiary will be required to pay or discharge or cause to be paid or discharged any such tax, assessment, charge or claim for which appropriate reserves as required by U.S. GAAP or IFRS have been made and whose amount, applicability or validity is being contested in good faith and, if appropriate, by appropriate legal proceedings or where the failure to pay or discharge or cause to be paid or discharge would not have a Material Adverse Effect.



### Maintenance of Insurance

The Company and each of its Subsidiaries will maintain, with financially sound and reputable insurers, insurance with respect to the Company's respective properties and businesses against such casualties and contingencies, of such types, on such terms and in such amounts (including deductibles, co-insurance and self-insurance, if adequate reserves are maintained with respect thereto) as is customary in the case of entities of established reputations engaged in the same or a similar business and similarly situated, except for any non-maintenance that would not reasonably be expected to have a Material Adverse Effect.

### Maintenance of Properties

The Company and each of its Subsidiaries will maintain and keep its respective properties in good repair, working order and condition (other than ordinary wear and tear), so that the business carried on in connection therewith may be properly conducted at all times, provided that this provision shall not prevent the Company or any Subsidiary from discontinuing the operation and maintenance of any properties if such discontinuance is desirable in the conduct of its business and the Company has concluded that such discontinuance would not, individually or in the aggregate, reasonably be expected to have a Material Adverse Effect.

### Independent Auditors

For so long as the Notes are Outstanding, the Company shall engage an internationally recognized independent accounting firm to audit the Consolidated Financial Statements of the Company and otherwise provide necessary accounting services to the Company in connection therewith.

### Maintenance of Books and Records

The Company shall maintain and cause its Subsidiaries to maintain books, accounts and records in relation to the Company's business and activities in conformity with: (i) U.S. GAAP or IFRS, as applicable, and (ii) all applicable requirements of any Governmental Authority having legal or regulatory jurisdiction over the Company or any or its Subsidiaries.

### Maintenance of Office or Agency

The Company shall maintain an office or agency in the Borough of Manhattan, the City of New York, where notices to and demands upon the Company in respect of the Indenture and the Notes may be served. Initially this office will be at CT Corporation System, and the Company will agree not to change the designation of such office without prior notice to the Trustee and designation of a replacement office in the Borough of Manhattan, the City of New York.

### Ranking

The Notes shall be direct, unsecured unsubordinated obligations of the Company and rank pari passu, in right of payment with each other and with all other present and future direct, unsecured and unsubordinated obligations of the Company (actual or contingent) that are not, by their terms, expressly subordinated in right of payment to the Notes other than statutory preferred obligations.



### Notice of Certain Events

The Company will promptly give notice to the Trustee upon its Authorized Representative becoming aware of the occurrence of any (i) Event of Default or an event which with the passage of time or giving of notice may become an Event of Default (a "Default"), accompanied by an Officer's Certificate of an Authorized Representative of the Company's setting forth the details of such Event of Default or Default and stating what action the Company propose to take with respect thereto, and (ii) any communication received by the Company from, or sent by the Company to, ASEP or any other applicable Panamanian governmental or regulatory authority in connection with any material noncompliance with the terms of the Concession Contract, or threatened early termination of the Concession Contract.

### Certificate of Compliance

At the time the Company provides the Trustee with the Company's annual financial statements, and in any event not later than 180 days after the end of the Company's fiscal year (or at any other time as reasonably requested by the Trustee), the Company will provide the Trustee with an Officer's Certificate in English certifying that up to a specified date no earlier than seven days prior to the date of such certificate, the Company has complied with its obligations under the Notes and the Indenture (or, if such is not the case, giving the details of the circumstances of such non-compliance) and that as of such date there did not exist nor had there existed at any time prior thereto since the date of delivery of the previous such certificate (or, in the case of the first such certificate, the date of the Indenture) any Default or Event of Default under the Notes or the Indenture.

### Limitation on Liens

So long as any Note remains Outstanding, the Company will not, and will not permit any Subsidiary to, directly or indirectly, create, assume, incur or suffer to exist any Lien on any of the Company's or its property or assets whether now owned or hereafter acquired whether arising in connection with the incurrence of any Indebtedness or otherwise ("Other Indebtedness"), unless at such time the Company contemporaneously creates or permits such Lien to secure equally and ratably the Indebtedness represented by the Notes until such time as the Other Indebtedness shall no longer be secured by any such Lien. Notwithstanding the foregoing, the Company and its subsidiaries may create, assume, incur or suffer to exist Permitted Liens.

### Limitation on Consolidation, Merger, Sale or Conveyance

The Company will not and will not permit any Subsidiary to, in one transaction or in a series of transactions, consolidate or amalgamate with or merge into any Person or convey, lease or transfer all or substantially all of its properties, assets or revenues to any Person (other than the Company's Subsidiary) or permit any Person (other than a Subsidiary of the Company) to merge with or into it unless:

- (i) either the Company is the continuing entity or the Person (the "Surviving Entity") formed by the consolidation or into which the Company is merged or that acquired or leased the property or assets of the Company will assume (jointly and severally with the Company unless the Company will have ceased to exist as a result of that merger, consolidation or amalgamation), by supplemental indenture, all of the Company's obligations under this Indenture and the Notes;
- (ii) the Surviving Entity (jointly and severally with the Company unless the Company will have ceased to exist as part of the merger, consolidation or amalgamation) agrees to indemnify each Holder against any tax, assessment or governmental charge thereafter imposed on the Holders solely as a



- consequence of the consolidation, merger, conveyance, transfer or lease with respect to the payment of principal of, or interest on, the Notes;
- (iii) immediately after giving effect to such transaction or series of transactions on a pro forma basis, no Default or Event of Default shall have occurred and be continuing;
  - (iv) immediately after giving effect to such transaction or series of transactions on a pro forma basis, including any Indebtedness incurred or anticipated to be incurred in connection with or in respect of the transaction or series of transactions either the surviving entity could incur at least US\$1.00 of indebtedness under “—Limitations on Indebtedness”;
  - (v) the Surviving Entity shall either be (a) an Affiliate of the Company domiciled under the laws of Panama or such jurisdiction as may be consented by the Majority of the Holders, or (b) a *sociedad anónima* organized under the laws of Panama; and
  - (vi) the Company or the Surviving Entity, as applicable, shall have delivered to the Trustee an Officer’s Certificate and an Opinion of Counsel, each stating that such merger, consolidation, sale, assignment, transfer or other conveyance or disposition complies with this covenant and the Indenture and that all conditions precedent herein provided for relating to such transaction have been complied with. Such Officer’s Certificate and Opinion of Counsel shall also provide that the material agreements relating to the transaction to which the Issuer is a party are valid and binding obligations of the Issuer.

Notwithstanding anything to the contrary in the foregoing, so long as no Default or Event of Default under this Indenture or the Notes will have occurred and be continuing at the time of the proposed transaction or would result from the transaction:

- (i) The Company may merge, amalgamate or consolidate with or into, or convey, transfer, lease or otherwise dispose of all or substantially all of its properties, assets or revenues in cases when the Company is the Surviving Entity in the transaction and the transaction would not have a Material Adverse Effect on the Company and its Subsidiaries taken as a whole, it being understood that if the Company is not the Surviving Entity, the Company will be required to comply with the requirements set forth in the previous paragraph; or
- (ii) Any of the Company’s Subsidiaries may merge or consolidate with or into, or convey, transfer, lease or otherwise dispose of assets to, any other Subsidiary; or
- (iii) Any Subsidiary may liquidate or dissolve if the Company determines in good faith that the liquidation or dissolution is in the Company’s best interest, and would not result in a Material Adverse Effect on the Company and its Subsidiaries taken as a whole and if the liquidation or dissolution is part of the Company’s corporate reorganization; or
- (iv) The Company may sell, lease, transfer or otherwise dispose of its assets if the proceeds of such sales are used to purchase other property of a similar nature of at least equivalent value within one year of such sale or the Company uses the sales proceeds to prepay Senior Indebtedness or the Company offers to repay a portion of the Notes at not less than par plus accrued interest with an amount of such proceeds used that is pro rata to the amount of all the Indebtedness of the Company being so redeemed or repaid.

Limitation on Incurrence of Indebtedness



The Company will not, and will not cause or permit any Subsidiary to, directly or indirectly, Incur any Indebtedness other than the Notes and Permitted Indebtedness. The Company and its Subsidiaries, as applicable, may Incur the following Indebtedness (“Permitted Indebtedness”):

- (i) Indebtedness of the Company and of its Subsidiaries outstanding on the Closing Date;
- (ii) Indebtedness of the Company, including Acquired Indebtedness, and Acquired Indebtedness Incurred by a Subsidiary not Incurred in connection with, or in anticipation or contemplation of, the relevant acquisition, merger or consolidation, if, at the time of and immediately after giving pro forma effect to the Incurrence thereof and the application of the proceeds therefrom the Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio does not exceed 3.50x, subject to the provisions set forth under “- Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio” below;
- (iii) Permitted Acquisition Indebtedness;
- (iv) Hedging Obligations entered into by the Company and its Subsidiaries in the ordinary course of business (including interest rate hedges against other Indebtedness) and not for speculative purposes;
- (v) intercompany Indebtedness between the Company and any Subsidiary or between any Subsidiaries; provided that:
  - (a) if the Company is the obligor on such Indebtedness, such Indebtedness must be expressly subordinated to the prior payment in full of all obligations under the Notes and the Indenture, and
  - (b) in the event that at any time any such Indebtedness ceases to be held by the Company or any Subsidiary, such Indebtedness shall be deemed to be Incurred and not permitted by this clause (v) at the time such event occurs;
- (vi) Indebtedness of the Company or Indebtedness of any Subsidiary arising from the honoring by a bank or other financial institution of a check, draft or similar instrument inadvertently (including daylight overdrafts paid in full by the close of business on the day such overdraft was Incurred) drawn against insufficient funds in the ordinary course of business; provided that such Indebtedness is extinguished within five Business Days of Incurrence;
- (vii) Indebtedness of the Company or Indebtedness of any Subsidiary represented by bid, surety or performance bonds or letters of credit for account of the Company or of any Subsidiary, as the case may be, issued in the ordinary course of business and not for financing purposes, and reimbursement obligations in respect thereof;
- (viii) Refinancing Indebtedness in respect of:
  - (a) Indebtedness (other than Indebtedness owed to the Company or any Subsidiary) Incurred pursuant to clause (ii) above (it being understood that no Indebtedness outstanding on the Closing Date is Incurred pursuant to clause (ii) above), or
  - (b) the Notes and Indebtedness Incurred pursuant to clauses (iii) and (iv) above and this clause (viii);
- (ix) Capitalized Lease Obligations and Purchase Money Indebtedness of the Company or of any Subsidiary, and Refinancing Indebtedness in respect thereof, in an aggregate principal amount at any one time outstanding, not to exceed the greater of (x) US\$10,000,000 and (y) 5% of the Consolidated Total Assets;



- (x) Indebtedness arising from agreements entered into by the Company or a Subsidiary providing for bona fide indemnification, adjustment of purchase price or similar obligations, or from customary guarantees or performance bonds securing any of obligations of the Company or of any Subsidiary pursuant to such agreements, in each case, Incurred or assumed in connection with the acquisition or disposition of any business, assets or Capital Stock of a Subsidiary, provided that, in the case of a disposition, the maximum aggregate liability in respect of such Indebtedness shall at no time exceed the gross proceeds actually (including non-cash proceeds based on their Fair Market Value at the time received) received by the Company and its Subsidiaries in connection with such disposition;
- (xi) any obligation of a Subsidiary for borrowed money Incurred in connection with a project financing or similar transaction in all cases relating to the construction, development, or acquisition of tangible assets or facilities (and any intangible assets necessary in connection with the operation thereof) used in the ordinary course of such Subsidiary's business so long as (A) the sole legal recourse for collection of principal and interest on such obligation is against the specific property identified in the instruments evidencing or securing such obligation, (B) there shall expressly be no recourse in respect of any such obligation to the Company or any other Subsidiary thereof (or any of their respective assets and properties), and (C) the Company and its other Subsidiaries shall expressly have no liability with respect thereto (any such obligation, "Project Finance Indebtedness"); and
- (xii) other Indebtedness of the Company or of its Subsidiaries Incurred in an aggregate amount not to exceed US\$5 million at any one time outstanding; and
- (xiii) customer deposits and advance payment received from customers for the sale, lease or license of goods and services in the ordinary course of business;
- (xiv) (a) The Company's Guarantees of Indebtedness of any Subsidiary permitted to be Incurred by such Subsidiary under this definition of Permitted Indebtedness; and Guarantees of any Subsidiary of Indebtedness of the Company or Indebtedness of another Subsidiary permitted to be Incurred under this definition of Permitted Indebtedness; and  
  
(b) Indebtedness constituting a Permitted Lien (1) Incurred by the Company in respect of Indebtedness of a Subsidiary permitted to be Incurred by such Subsidiary under this definition of Permitted Indebtedness and (2) Incurred by a Subsidiary in respect of the Indebtedness of the Company or of another Subsidiary permitted to be Incurred under this section by the Company or such Subsidiary (excluding Indebtedness of any such other Subsidiary permitted under clause (i) above), as the case may be, which Lien is granted in compliance with, if applicable, Limitation on Liens provision.

Notwithstanding the provisions of this section and under "-Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio" below, in no event may the aggregate amount of all Indebtedness for which any or all of the Subsidiaries is directly or contingently obligated exceed 10% of the Consolidated Total Assets of the Company and of all of its Subsidiaries taken as a whole; provided that for purposes hereof, such Indebtedness shall not include Project Finance Indebtedness.



For purposes of determining compliance with, and the outstanding principal amount of, any particular Indebtedness Incurred pursuant to and in compliance with this section, the amount of Indebtedness issued at a price that is less than the principal amount thereof will be equal to the amount of the liability in respect thereof determined in accordance with U.S. GAAP or IFRS. Accrual of interest, the accretion or amortization of original issue discount, the payment of regularly scheduled interest in the form of additional Indebtedness of the same instrument or the payment of regularly scheduled dividends on Disqualified Capital Stock in the form of additional Disqualified Capital Stock with the same terms will not be deemed to be an Incurrence of Indebtedness for purposes of this section; provided that any such outstanding additional Indebtedness or Disqualified Capital Stock paid in respect of Indebtedness Incurred pursuant to any provision of this section will be counted as Indebtedness outstanding thereunder for purposes of any future Incurrence under such provision.

In the event that Indebtedness meets the criteria of more than one of the types of Indebtedness described in this section, the Company, in its sole discretion, will be permitted to classify such item of Indebtedness on the date of its Incurrence, and will only be required to include the amount and type of such Indebtedness in one of such clauses although the Company may divide and classify an item of Indebtedness in one or more of the types of Indebtedness and may later re-divide or reclassify all or a portion of such item of Indebtedness in any manner that complies with this section. For the avoidance of doubt, Indebtedness permitted by clause (xiii) of the definition of Permitted Indebtedness will be without duplication for the underlying Indebtedness that is guaranteed or for which a Lien is granted in accordance with such clause (xiii).

For purposes of determining compliance with this section, the U.S. dollar-equivalent principal amount of Indebtedness denominated in foreign currency shall be calculated based on the relevant currency exchange rate in effect on the date such Indebtedness was Incurred in the case of term Indebtedness (or first committed in the case of revolving credit Indebtedness), provided that if such Indebtedness is Incurred to Refinance other Indebtedness denominated in foreign currency, and such refinancing would cause the applicable U.S. dollar-denominated restriction to be exceeded if calculated at the relevant currency exchange rate in effect on the date of such refinancing, such U.S. dollar-denominated restriction shall be deemed not to have been exceeded so long as the principal amount of such Refinancing Indebtedness does not exceed the principal amount of such Indebtedness being refinanced. Notwithstanding any other provision of this section, the maximum amount of Indebtedness Incurred to Refinance other Indebtedness, if Incurred in a different currency from the Indebtedness being Refinanced, shall be calculated based on the currency exchange rate applicable to the currencies in which such Refinancing Indebtedness is denominated that is in effect on the date of such refinancing. Notwithstanding any other provision of this section, the maximum amount of Indebtedness that the Company or any Subsidiary may Incur pursuant to this section shall not be deemed to be exceeded as a result solely of fluctuations in exchange rates or currency values.

#### Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio

The Company shall not permit the ratio of Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio for the then most recently ended four fiscal quarters to exceed 3.50x; provided, however, notwithstanding the provisions set forth under “- Limitation on Incurrence of Indebtedness” above, that the Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio may exceed 3.50x during an Eligible Acquisition or Capital Investment Period no more than two times during the term of the Notes, provided that during such period the Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio does not exceed 4.0x (such period, the “Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio Grace Period”). Interest shall accrue on the Notes at a rate equal to 1.0% per annum above the Note Rate during any Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio Grace Period.



## Transactions with Affiliates

(a) The Company will not, and will not permit any of its Subsidiaries to, directly or indirectly, enter into any transaction or series of related transactions (including, without limitation, the purchase, sale, lease or exchange of any property or the rendering of any service) with, or for the benefit of, any of the Company's Affiliates (each an "Affiliate Transaction"), unless:

- (i) such Affiliate Transaction is in the ordinary course and pursuant to the reasonable requirements of the Company's or such Subsidiary's business and upon fair and reasonable terms no less favorable to the Company or such Subsidiary than would be obtainable in a comparable arm's-length transaction with a Person that is not an Affiliate thereof;
- (ii) in the event that such Affiliate Transaction involves aggregate payments, or transfers of property or services with a Fair Market Value, in excess of US\$5.0 million, the terms of such Affiliate Transaction will be approved by a majority of the members of the Board of Directors of the Company (including a majority of the disinterested members thereof), the approval to be evidenced by a Board Resolution stating that the Board of Directors has determined that such transaction complies with the preceding provisions; and
- (iii) in the event that such Affiliate Transaction involves aggregate payments, or transfers of property or services with a Fair Market Value, in excess of US\$10.0 million, the Company will, prior to the consummation thereof, obtain a favorable opinion as to the fairness of such Affiliate Transaction to the Company and the relevant Subsidiary (if any) from a financial point of view from an Independent Financial Advisor and deliver the same to the Trustee.

(b) Part (a) above will not apply to:

- (i) Affiliate Transactions with or among the Company and its Subsidiaries or between or among its Subsidiaries;
- (ii) reasonable fees and compensation paid to, and any indemnity provided on behalf of, the Company's officers, directors, employees, consultants or agents or of any of its Subsidiaries as determined in good faith by the Board of Directors of the Company;
- (iii) Affiliate Transactions in existence on the Closing Date and described in the Offering Memorandum or any amendment, modification or replacement of such agreement (so long as such amendment, modification or replacement is not materially more disadvantageous to the Company and its Subsidiaries or the Holders, taken as a whole, than the original agreement as in effect on the Closing Date);
- (iv) any Restricted Payments made in compliance with "—Limitation on Restricted Payments" or any Permitted Investment;
- (v) loans and advances to the Company's officers, directors and employees or of its Subsidiaries made in the ordinary course of business related to the business activities of the Company and of its Subsidiaries, not exceeding US\$500,000 outstanding in the aggregate at any one time;
- (vi) any employment agreement, profit sharing, employee benefit plan, officer or director indemnification agreement or any similar arrangement entered into by the Company or any Subsidiary in the ordinary course of business or consistent with past practice and payments pursuant thereto; and





- (vii) transactions with customers, clients, suppliers or purchasers or sellers of goods or services, in each case in the ordinary course of business and otherwise in compliance with the terms of the Indenture, which are fair to the Company or its Subsidiaries (as applicable), or are on terms at least as favorable as might reasonably have been obtained at such time from an unaffiliated party.

#### Limitation on Restricted Payments

Upon the occurrence and continuation of an Event of Default, the Company will not, and will not cause or permit any Subsidiary to, directly or indirectly, make any Restricted Payment (as set forth in the definition thereof below), or incur any obligation (contingent or otherwise) to do so, except that (i) any Subsidiary may make a Restricted Payment to the Company or any other Subsidiary, and (ii) any Subsidiary that is not a wholly-owned Subsidiary may make distributions to the holders of its Capital Stock on a pro rata basis to the extent such Subsidiary is contractually obligated to make such distribution or such Subsidiary has a fiduciary obligation to make such distribution and such distribution is made in compliance with Applicable Law.

#### Provision of Financial Statements and Reports

The Company will provide or cause to be provided to the Trustee any financial statement which the Company may file with the SCM, with any other securities or regulatory authority in Panama or otherwise make available to the public in such language or form as such financial statements are prepared.

In addition to the foregoing (and without duplication), the Company will cause to be provided to the Trustee in English, or accompanied by an English translation thereof, (i) as soon as available and in any case within 90 calendar days after the end of each fiscal quarter, the information set forth in the form of quarterly report attached as Exhibit F of the Indenture, including its unaudited consolidated balance sheet, statement of income, statement of changes in stockholders' equity and statement of cash flows of the Company calculated in accordance with U.S. GAAP, or, to the extent not available, IFRS (provided however, that the Trustee will not be obligated to examine the quarterly report provided by the Company to determine whether or not it conforms with Exhibit F of the Indenture), and (ii) as soon as available and in any case within 120 calendar days after the end of each fiscal year, the audited and consolidated balance sheet, statement of income, statement of changes in stockholders' equity and statement of cash flows of the Company calculated in accordance with U.S. GAAP, or, to the extent not available, IFRS, accompanied by a report thereon by an independent public accountant of recognized international standing, each certified by an Authorized Representative of the Company.

The Company will provide the Trustee with an Officer's Certificate as to compliance with the Indenture (i) with respect to the unaudited consolidated balance sheet, statement of income, statement of changes in stockholders' equity and statement of cash flows of the Company corresponding to the second quarter of its fiscal year, at the time of the delivery thereof to the Trustee, and (ii) with respect to the audited and consolidated balance sheet, statement of income, statement of changes in stockholders' equity and statement of cash flows of the Company, within 120 days after the end of each fiscal year.

In the event the Company shall file any financial statements or reports with the SEC, or shall publish or otherwise make such statements or reports (other than the statements and reports referred to in the preceding paragraphs) publicly available in Panama, the United States or elsewhere, the Company will furnish a copy of such statements or reports to the Trustee within 30 calendar days of the date of filing or the date the information is published or otherwise made publicly available, as the case may be.



The Trustee will promptly deliver the materials set forth in this provision to the Holders and, in any case within 5 calendar days of the receipt thereof.

Concurrently with providing the Trustee with the information described above, the Company will post copies of such information on a web site maintained by the Company or provide substantially comparable public availability of such information.

#### Further Actions

The Company will, at its own cost and expense, satisfy any condition or take any action (including the obtaining or effecting of any necessary consent, approval, authorization, exemption, filing, license, order, recording or registration) at any time required, as may be necessary or as the Trustee may reasonably request, in accordance with Applicable Laws and/or regulations, to be taken, fulfilled or done in order to (i) enable the Company to lawfully enter into, exercise its rights and perform and comply with the obligations of the Company under the Notes and the Indenture, (ii) ensure that the obligations of the Company under the Notes and the Indenture are legally binding and enforceable, (iii) make the Notes and the Indenture admissible in evidence in the courts of the State of New York or Panama following an Event of Default, (iv) preserve the enforceability of, and maintain the Trustee's rights under, the Indenture and the Notes and (v) respond to any reasonable requests received from the Trustee to enable the Trustee to facilitate the Trustee's performance of its rights and obligations under the Notes and the Indenture, including exercising and enforcing its rights under and carrying out the terms, provisions and purposes of the Notes and the Indenture.

#### Visitation by Holders; Inspection Rights

The Company will permit, if no Default or Event of Default has occurred and is continuing, representatives of each Holder to visit the principal executive offices of the Company once per calendar year, upon reasonable notice, during normal business hours, at such Holder's own expense, to discuss the Company's affairs, finances and accounts and of its Subsidiaries with the respective officers, employees and independent public accountants of the Company (with the consent of the Company, which will not be unreasonably withheld), and to visit its other offices and properties and of its Subsidiaries as may be reasonably requested; and

The Company will permit, at all times when a Default or an Event of Default has occurred and is continuing, and otherwise, upon reasonable notice, during normal business hours, a representative of the Trustee to have access to the Company's books of account and records and shall permit representatives of the Trustee which may include Holders provided that the Trustee notifies the Company of the same, at the Company's expense, to visit and inspect any of the properties or offices of the Company, to examine and make abstracts from any of the books and records of the Company, to request copies of such books, accounts and/or records and to discuss its affairs, finances and accounts with the officers, employees and independent public accountants of the Company, if any, all at such reasonable times and as often as may be reasonably desired.

Notwithstanding the provisions of the paragraphs above, the Company shall not be required to provide projections or estimates or any other information that, in the sole discretion of the Company as a public Panamanian sociedad anónima, it concludes is not appropriate to be disclosed to Holders.

#### Appointment to Fill a Vacancy in the Office of the Trustee



The Company, whenever necessary to avoid or fill a vacancy in the office of the Trustee, will appoint in the manner set forth in the Indenture, a successor Trustee, so that there shall at all times be a Trustee with respect to the Notes.

### Listing

The Company will at all times use reasonable efforts to maintain the Notes registered with the SCM and listed on the Panama Stock Exchange or, if the Company is unable to do so having used all reasonable efforts or if the maintenance of such registration and listing is determined by the Company to be unduly burdensome or impractical, use reasonable efforts to obtain and maintain a quotation or listing of the Notes on such other stock exchange or exchanges or securities market or markets as the Company decides and will give notice of the identity of such other stock exchange or exchanges or securities market or markets to the Holders and the Trustee.

### **Redemption**

#### Mandatory Redemption at Maturity

Unless previously redeemed, or purchased and cancelled, the Notes shall be redeemed at their principal amount in U.S. dollars on the final Maturity Date. The redemption price payable at such time shall be the original principal amount of the Notes plus accrued and unpaid interest thereon at the Note Rate and all other amounts due and payable under the terms of the Notes and the Indenture.

#### Right to Cause Early Redemption for Taxation Reasons

The Company may redeem the Notes in whole, but not in part, upon giving notice no less than 30 calendar days and no more than 60 calendar days to the Holders before the date fixed for redemption in accordance with “—Notices” below if (i) the Company would otherwise become obligated to pay Additional Amounts based on any taxes assessed by a Taxing Jurisdiction as a result of any generally applicable change in or amendment to the laws or regulations of such Taxing Jurisdiction, or any generally applicable change in the official application or official interpretation of such laws or regulations (including a determination by a court of competent jurisdiction), in each case, which change or amendment becomes effective after the date of the original issuance of any of the Notes and (ii) the Company cannot avoid its obligations to pay such Additional Amounts by taking reasonable measures available to the Company (including, without limitation, the use of a different Paying Agent).

Prior to the giving of any notice of redemption described in this paragraph, the Company will deliver to the Trustee (A) an Opinion of Counsel of recognized standing stating that such Additional Amounts are payable due to a change in, or amendment to, the laws or regulations of the relevant Taxing Jurisdiction, and (B) an Officer’s Certificate stating that (i) the Company is entitled to redeem the Notes in accordance with the terms in the Indenture and stating the facts relating to such redemption, (ii) the Company has become obligated to pay such Additional Amounts as a result of a change or amendment described above, and (iii) the Company reasonably believes that it cannot avoid payment of such Additional Amounts by taking reasonable measures available to the Company and that all Governmental Approvals necessary for the Company to effect such redemption have been obtained and are in full force and effect or specifying any necessary approvals that have not been obtained.



In any such redemption, the Company shall specify in the notice the proposed date of redemption and the Company shall pay the Trustee (on behalf of the Holders) on the date fixed for redemption an amount in U.S. dollars equal to the sum of (i) 100% of the then outstanding principal amount of the Notes (including any Additional Amounts payable with respect thereto), (ii) all unpaid interest on the Notes accrued to the date fixed for redemption (including any Additional Amounts payable with respect thereto) and (iii) all other amounts owed to Holders under the terms of the Indenture or the Notes (collectively, the “Early Redemption for Taxation Reasons Price”), but the Company will not be obligated to pay any premium or other similar amount in connection therewith. The Notes shall not be deemed repaid and cancelled until the Trustee shall receive the Early Redemption for Taxation Reasons Price.

#### Right to Cause Optional Early Redemption

The Notes will be redeemable, in whole or in part, at the Company’s option, at any time and from time to time upon giving notice no less than 30 calendar days and no more than 60 calendar days to the Holders before the date fixed for redemption in accordance with “—Notices” below and shall pay a redemption price equal to the sum of (x) the greater of (i) 100% of the then outstanding principal amount of the Notes and (ii) the present values of the remaining scheduled payments on the Notes (not including interest accrued to the date of redemption) discounted to the redemption date on a semi annual basis at the Adjusted Treasury Rate (as defined below), plus 50 basis points plus, (y) all unpaid interest on the Notes accrued to the Optional Redemption Date and (z) all other amounts owed to the Holders and then due under the terms of the Indenture or the Notes (collectively, the “Optional Redemption Price”), as calculated by the Company and notified to the Trustee in writing upon which calculation the Trustee may conclusively rely, provided that such calculation shall not be deemed to prevent any Person from contesting whether it was accurately calculated in accordance with the foregoing formula.

If less than all of the Notes are to be redeemed, the Trustee shall select, pro rata or otherwise in accordance with the applicable procedures of the Depositary, if at such time the applicable procedures of the Depositary provide for pro rata redemption, the particular Notes to be redeemed or any portion thereof that is an integral multiple of US\$1,000. If the applicable procedures of the Depositary at such time do not provide for pro rata redemption, the Company shall use commercially reasonable efforts to purchase the Notes pursuant to the redemption provisions of section “Purchases of Notes by the Company.” No Notes of less than US\$100,000 will be redeemed in part.

If any Note is to be redeemed in part only, the notice of redemption that relates to that Note will state the outstanding principal amount thereof to be redeemed. Adjustment to the amount and beneficial interests in a Global Note will be made, as appropriate to reflect such partial redemption. Upon surrender of a Physical Note that is redeemed in part, the Company shall issue and the Trustee shall authenticate a new Physical Note equal in principal amount to the unredeemed portion of the Notes surrendered upon cancellation of the original Notes.



## Purchases of Notes by the Company

The Company will not and will not permit any Subsidiary or Affiliate to purchase, redeem or otherwise acquire, directly or indirectly, any of the Notes outstanding subsequent to the sale of initial Notes to the purchasers pursuant to the Purchase Agreement except (i) upon the payment or redemption of the Notes in accordance with the terms of the Indenture and the Notes or (ii) pursuant to an offer to purchase made by the Company, a Subsidiary or an Affiliate pro rata to the Holders of all Notes at the time outstanding (A) upon the terms and conditions to be specified, provided that such terms and conditions are the same to all holders of the notes, or (B) if at any time during which the applicable procedures of the Depositary do not provide for a prorata redemption in the event the Company desires to redeem less than all of the Notes in accordance with the stated above at the Optional Early Redemption Price. Any such offer shall provide each Holder with sufficient information to enable it to make an informed decision with respect to such offer, and shall remain open for at least 15 Business Days. If the Majority of the Holders accept such offer, the Company shall promptly notify the remaining Holders of such fact and the expiration date for the acceptance by the Holders of such offer shall be extended by the number of days necessary to give each such remaining Holder at least five Business Days from its receipt of such notice to accept such offer. Any such offer made pursuant to the above shall be accompanied by a statement from the Company that it is being made in accordance with the stated above at the Optional redemption Price. The Company agrees to use its commercially reasonable efforts to redeem the Notes of the Holders and any subsequent transfers thereof on a pro rata basis to the extent the Depositary is unwilling or unable to do so. Each of the Holders of the Notes and any subsequent Transferees thereof by their acceptance of any Note shall be deemed to have agreed that they will sell such Notes at the price and in the amount so stated. The Company will promptly deliver to the trustee for cancellation all Notes acquired by it or any Subsidiary or Affiliate pursuant to any payment, redemption or purchase of Notes pursuant to any provision of the Indenture and no Notes may be issued in substitution or exchange for any such Notes.

## Events of Default

The following events will each be an “Event of Default” under the terms of the Notes and the Indenture:

- (i) The Company shall fail to make any principal payment on any of the Notes when due in accordance with the terms of the Notes and the Indenture, whether on the Maturity Date, upon redemption or otherwise;
- (ii) The Company shall fail to make any interest payment or other amounts due on or with respect to the Notes (including Additional Amounts) in accordance with the terms of the Notes and the Indenture, and this non-payment continues for 30 calendar days from its scheduled due date;
- (iii) The Company fails to perform or observe any of the covenants set forth under “—Certain Covenants— Limitation on Consolidation, Merger, Sale or Conveyance” and “—Certain Covenants—Limitation of Incurrence of Indebtedness,” not otherwise expressly included as an Event of Default;
- (iv) The Company shall fail to perform, or breach, any term, covenant, agreement or obligation contained in the Indenture (other than the covenants listed in (iii) above) and such failure (other than any failure to make any payment contemplated in clauses (i) and (ii) above) is either incapable of remedy or continues for a period of 45 calendar days (inclusive of any time frame contained in any such term, covenant, agreement or obligation for compliance thereunder) after written notice of such failure has been received by the Company from the Trustee;
- (v) The Company or any Material Subsidiary defaults under any mortgage, indenture or instrument under which there may be issued or by which there may be secured or evidenced any Indebtedness



- for money borrowed by the Company or any Material Subsidiary (or the payment of which is guaranteed by the Company or any Material Subsidiary) whether such Indebtedness now exists, or is created after the date of the Indenture, which default (a) is caused by failure to pay principal of or premium, if any, or interest with a payment amount on or in excess of US\$1,000,000 (or its equivalent in the relevant currency of payment) on such Indebtedness after giving effect to any grace period provided in such Indebtedness on the date of such default (a "Payment Default") or (b) results in the acceleration of such Indebtedness prior to its express maturity and, in each case, the principal amount of any such Indebtedness, together with the principal amount of any other such Indebtedness under which there has been a Payment Default or the maturity of which has been so accelerated, totals US\$20,000,000 (or the equivalent thereof in the relevant currency of payment) or more in the aggregate;
- (vi) One or more final non-appealable judgments or decrees for the payment of money of US\$10,000,000 (or the equivalent thereof at the time of determination) or more in the aggregate are rendered against the Company or any Material Subsidiary and are not paid (whether in full or in installments in accordance with the terms of the judgment) or otherwise irrevocably discharged through insurance or payments by a third party;
  - (vii) Any of (a) the Concession Contract is suspended, revoked, terminated or amended in a manner that reasonably can be expected to have a Material Adverse Effect or ceases to be in full force and effect in any material respect, (b) the Company receives written notice from the ASEP or any other applicable government or regulatory authority of Panama, that the Concession Contract will be suspended, revoked, terminated or amended in a manner that reasonably can be expected to have a Material Adverse Effect (each, a "Concession Action") and, with respect to (b), the Company has not, within a period of 60 days thereafter, obtained a waiver, stay or injunction against of any such Concession Action, but only for as long as such waiver stay or injunction shall remain in effect;
  - (viii) Any Governmental Authority (i) shall have condemned, nationalized, seized, or otherwise expropriated all or any substantial portion of the consolidated assets or property of the Company (including that of any Material Subsidiary) or the share capital of the Company (including the share capital of any Material Subsidiary), or (ii) shall have assumed custody or control of such consolidated assets or property or of the Company's business or operations or its share capital, or (iii) shall have taken any action that would prevent the Company or its officers (or those of any Material Subsidiary) from carrying on a substantial portion of the Company's business or operations or those of any Material Subsidiary for a period of longer than 30 consecutive days;
  - (ix) Any Panamanian government or Governmental Authority thereof shall declare and made effective a general suspension of payment or a moratorium on the payment of the Indebtedness of the Company (which does not expressly exclude the Notes);
  - (x) An attachment, execution, seizure before judgment or other legal process is levied or enforced upon any part of the property of the Company or that of any Material Subsidiary that reasonably can be expected to have a Material Adverse Effect and (i) such attachment, execution, seizure before judgment or other legal process shall not have been discharged within 30 days thereof or (ii) if such attachment, execution, seizure before judgment or other legal process shall not have been discharged within said 30-day period, the Company or any Material Subsidiary, as the case may be, shall not have within said 30-day period contested such attachment, execution, seizure before judgment or other legal process in good faith by appropriate proceedings upon stay of execution of the enforcement thereof or upon posting a bond in connection therewith; provided, however, that in no event shall the grace period provided by item (ii) of this subparagraph extend beyond the 180th day after the initiation of such proceedings;



- (xi) A resolution is passed or adopted by the Board of Directors or stockholders of the Company or by any Panamanian governmental or regulatory authority or a judgment of a court of competent jurisdiction is made, that the Company or any of the Material Subsidiaries of the Company be wound up or dissolved otherwise than for the purposes of, or pursuant to, or in connection with a merger, consolidation or amalgamation (within the meaning of these words under the laws of Panama) and any winding up, dissolution or liquidation proceedings resulting from the taking of such corporate action remains undismissed for 60 days;
- (xii) The Company or any of the Material Subsidiaries shall generally not pay its debts as such debts become due, or shall admit in writing the Company's inability to pay its debts generally, or shall make a general assignment for the benefit of creditors; a resolution by any Panamanian governmental or regulatory authority shall have declared and made effective an intervention or any similar action against the Company and the same shall have continued undischarged for a period of 60 days;
- (xiii) Any proceeding shall be instituted by or against the Company or any of the Material Subsidiaries seeking to adjudicate the Company or any of the Material Subsidiaries bankrupt or insolvent, or seeking liquidation (other than for the purposes of or pursuant to a merger, consolidation or amalgamation, within the meaning of such terms under the laws of Panama), winding up, reorganization, arrangement, adjustment, protection, relief or composition of any Indebtedness under any law relating to bankruptcy, insolvency or reorganization or relief of debtors, or seeking the entry of an order for relief or the appointment of a receiver, Trustee, or other similar official for the Company or for any substantial part of the property of the Company or that of any of the Material Subsidiaries and, in the case of any of the foregoing actions instituted against the Company or any of the Material Subsidiaries, such proceeding or action shall not have been dismissed or discharged and shall remain in effect for 90 days; or the Company shall take corporate action to authorize any of the actions set forth above in this subsection;
- (xiv) Any material provision of the Notes or the Indenture (a) shall cease to be in full force and effect or binding and enforceable against the Company (which has not been replaced by alternative provisions satisfactory to the Trustee within (or otherwise if such default continues for) a period of 30 days after the Trustee shall have given written notice thereof to the Company except for such provision, the invalidity, illegality or unenforceability of which could not, individually or in the aggregate, have a Material Adverse Effect), or (b) shall cease to be admissible in evidence in the courts of Panama, or it becomes unlawful for the Company to perform any material obligation under any of the Notes or the Indenture or the Company shall contest the enforceability of the Notes or the Indenture or the Company denies that it has liability under any of the Notes or the Indenture; or
- (xv) The occurrence of certain events including, but not limited to, fires, floods, earthquakes, storms, hurricanes or other natural disasters, wars, rebellions or acts of terrorism that result in irreparable damage or destruction to the electrical distribution facilities that the Company operates and maintains and that is not fully covered by insurance, resulting in Material Adverse Effect.

#### **Remedies upon Occurrence of an Event of Default**

Upon the occurrence of an Event of Default, the Trustee shall, upon the request of Holders holding not less than 25% in principal amount of the Notes then outstanding, by written notice to the Company and provided that such Event of Default is continuing, declare all of the Notes immediately due and payable; provided, however, that in the case of any of the Events of Default described in paragraphs (xi),(xii), (xiii) or (xiv) above, all of the Notes shall, without any notice to the Company, or any other act by the Trustee or any Holder, become immediately due and payable.



Upon the Notes becoming immediately due and payable in accordance with an Event of Default described in the preceding paragraph above, the Company shall pay to the Trustee an amount equal to the sum of the principal amount of the Notes Outstanding, all accrued interest thereon, any Additional Amounts and the Make-Whole Amount (the “Event of Default Redemption Amount”) as calculated by the Company and notified to the Trustee in writing.

The Majority of the Holders may rescind and annul a declaration of acceleration made with respect of the Notes and before a judgment or decree has been duly obtained by the Trustee, by written notice to the Company and to the Trustee if:

- (i) any amount has been paid to or deposited with the Trustee sufficient to pay: (a) all overdue installments of interest on the Notes; (b) the principal on any Notes that have become due other than by such declaration of acceleration and interest thereon at the Default Rate; (c) to the extent that payment of such interest is lawful, interest on overdue interest and overdue principal and premium, if any, and Additional Amounts, if any, at the Default Rate; and (d) all sums paid or advanced by the Trustee under the Indenture and the reasonable compensation, expenses, disbursements, and advances of the Trustee, its agents and counsel; and
- (ii) all Events of Default, other than the nonpayment of the principal of the Notes that has become due solely by such acceleration, have been cured or waived.

The Majority of the Holders shall have the right to direct the time, method and place of conducting any proceeding for any remedy available to the Trustee or exercising any trust or power conferred on the Trustee, subject to the limitations specified in the Indenture. The Trustee shall be under no obligation to exercise any of its rights and powers under the Indenture unless it has been offered an indemnity to its reasonable satisfaction against the costs, expenses and liabilities it may reasonably incur.

The Majority of the Holders may waive any past Default under the Indenture by notice to the Trustee except an uncured Default in the payment of principal of or interest on the Notes or an uncured Default relating to a covenant or provision of the Indenture that cannot be modified or amended without the consent of each affected Holder.





### Knowledge of Default

If a Default or Event of Default occurs and is continuing, and if a responsible officer of the Trustee has actual knowledge thereof, as determined in accordance with the Indenture the Trustee shall transmit to each Holder notice of the Default or Event of Default within 30 days after the Trustee has knowledge of such Default or Event of Default. Except in the case of a Default or Event of Default in payment of principal, interest or other amounts due on any Note, the Trustee may withhold the notice if and so long as its Board of Directors in good faith determines that withholding the notice is in the interest of the Holders. Notwithstanding the foregoing, the Company shall provide written notice to each Holder of the occurrence of a Default or Event of Default within 10 business days after the Company has knowledge of such Default or Event of Default.

### Limitation on Suits

No Holder will have any right to institute any proceeding with respect to the Indenture or the Notes or for any remedy thereunder unless: (i) the Holder has previously given written notice to the Trustee of a continuing Event of Default under the Notes; (ii) the Holders of not less than 25% in aggregate principal amount of the Outstanding Notes have made a written request to the Trustee to institute proceedings in respect of the Event of Default or breach in its own name as Trustee; (iii) the Holders have offered to the Trustee indemnity satisfactory to it, (iv) the Trustee for 60 days thereafter has failed to institute any such proceeding; and (v) no direction inconsistent with that request has been given to the Trustee during that 60 day period by the Majority of the Holders. However, the right of any Holder to institute a suit for the enforcement of the payment of principal or interest on the due date therefor may not be impaired without its consent.

### Modification of the Indenture

The Company and the Trustee may, without the consent of the Holders, amend, waive or supplement the Indenture for certain specific purposes, including, among other things, curing ambiguities, defects or inconsistencies, or making any other provisions with respect to matters or questions arising under the Indenture or the Notes or making any other change that will not adversely affect the interest of any Holder in any material respect.

In addition, with certain exceptions, the Indenture may be modified by the Company and the Trustee with the written consent of a Majority of the Holders. Any amendment, waiver or supplement to the Indenture, with or without the consent of a Majority of the Holders, may be subject to prior approval or filing requirements of SCM pursuant to agreement, or Acuerdo, 4-2003. However, no modification may, without the consent of the Holder of each Outstanding Note:

- (i) change the maturity of any payment of principal of or any installment of interest on any Note whether at maturity or earlier redemption or otherwise;
- (ii) reduce the principal amount or the rate of interest, or change the method of computing the amount of principal or interest payable on any date;
- (iii) change any place of payment where the principal of or interest on Notes is payable;
- (iv) impair the right of the Holders to institute suit for the enforcement of any payment on or after the date due;



- (v) reduce the percentage in aggregate principal amount of the Outstanding Notes, the consent of whose Holders is required for any modification or the consent of whose Holders is required for any waiver of compliance with certain provisions of the Indenture or certain Defaults under the Indenture and their consequences provided for in the Indenture; or
- (vi) modify any of the provisions of certain sections of the Indenture, including the provisions summarized in “— Modification of the Indenture,” except to increase any percentage or to provide that certain other provisions of the Indenture cannot be modified or waived without the consent of each Holder.

### Defeasance and Covenant Defeasance

The Company may, at its option, elect to be discharged from its obligations with respect to the Notes. In general, upon a defeasance, the Company will be deemed to have paid and discharged the entire indebtedness represented by the Notes and to have satisfied all of its obligations under the Notes and the Indenture except for (i) the rights of the Holders to receive payments in respect of the principal of and interest and Additional Amounts, if any, on the Notes when the payments are due, (ii) certain provisions of the Indenture relating to execution, ownership, registration, transfer and payment of the Notes, (iii) the rights, powers, trusts, duties and immunities of the Trustee, and its obligation to pay the Trustee and Trustee’s right to have a Lien.

In addition, the Company may, at its option, and at any time, elect to be released with respect to the Notes from the covenants described above. The Company refers to this as “Covenant Defeasance.” Following such Covenant Defeasance, the occurrence of a breach or violation of any such covenant with respect to the Notes (except any payment obligations contained therein) will not constitute an Event of Default under the Indenture, and certain other events (not including, among other things, non-payment of principal or interest on the Notes, dissolution or intervention by any Governmental Authority, inability to pay the Company’s debts or bankruptcy and insolvency events) described under “— Events of Default” also will not constitute event of default.

In order to exercise either Defeasance or Covenant Defeasance, the Company will be required to satisfy, among other conditions, the following requirements:

- (i) the Company shall irrevocably deposit with the Trustee, in trust, for the benefit of the Holders, cash in U.S. dollars or U.S. government obligations, or a combination thereof, in amounts sufficient, in the opinion of an internationally recognized firm of independent public accountants, to pay and discharge the principal of and each installment of interest on the Notes on the stated maturity of such principal or installment of interest in accordance with the terms of the Indenture and the Notes;
- (ii) in the case of an election of Defeasance of the Notes, the Company must deliver to the Trustee an Opinion of Counsel stating that (i) the Company has received from, or there has been published by, the U.S. Internal Revenue Service a ruling or (ii) since the date of the Indenture there has been a change in the applicable U.S. federal income tax law or the interpretation thereof, in either case to the effect that, and based thereon, the Opinion of Counsel shall confirm that, the Holders will not recognize gain or loss for U.S. federal income tax purposes as a result of such deposit, defeasance and discharge and will be subject to U.S. federal income tax on the same amount, in the same manner and at the same time as would have been the case if such deposit, defeasance and discharge had not occurred;
- (iii) in the case of a Covenant Defeasance, the Company must deliver to the Trustee an Opinion of Counsel to the effect that the Holders will not recognize gain or loss for U.S. federal income tax purposes as a result of such deposit and Covenant Defeasance and will be subject to U.S. federal



- income tax on the same amount, in the same manner and at the same time as would have been the case if such deposit and Covenant Defeasance had not occurred;
- (iv) no Default or Event of Default, or event or condition that with the giving of notice, the lapse of time or failure to satisfy certain specified conditions, or any combination thereof, would become an Event of Default, including, with respect to certain events of bankruptcy or insolvency, has occurred and is continuing with respect to the Notes, at any time during the period ending on the 121st day after the date of such deposit (it being understood that this condition shall not be deemed satisfied until the expiration of such period);
  - (v) the Company shall deliver to the Trustee an Opinion of Counsel to the effect that payment of amounts deposited in trust with the Trustee will not be subject to future taxes, duties, fines, penalties, assessments or other governmental charges imposed by a Taxing Jurisdiction, except to the extent that Additional Amounts in respect thereof shall have been deposited in trust with the Trustee;
  - (vi) the Company shall deliver to the Trustee an Opinion of Counsel to the effect that such Defeasance or Covenant Defeasance shall not result in a breach or violation of, or constitutes a default under, any other agreement or instrument to which the Company is a party or by which it is bound;
  - (vii) the Company shall have delivered to the Trustee an Officer's Certificate and an Opinion of Counsel each stating that all conditions precedent provided for relating to either the Defeasance or the Covenant Defeasance, as the case may be, have been complied with; and
  - (viii) such Defeasance or Covenant Defeasance shall not result in the trust arising from such deposit constituting an Investment company as defined under the Investment Company Act of 1940, as amended.

### **The Trustee**

The Bank of New York Mellon is the Trustee under the Indenture and has been appointed by the Company as Registrar and Paying Agent with respect to the Notes. The Company may have normal banking relationships with The Bank of New York Mellon in the ordinary course of business. The address of the Trustee is 101 Barclay Street, Floor 4 East, New York, New York 10286, Attn: Corporate Trust Department - Global Finance Unit.

### **Paying Agents; Transfer Agents; Registrar**

The Company has initially appointed the Trustee as Paying Agent, Registrar and Transfer Agent. The Company may at any time appoint new Paying Agents, Transfer Agents and Registrars. However, the Company will at all times maintain a Paying Agent in New York City until the Notes are paid.

### **Notices**



The Company will mail notices to the registered address of the Holders as provided in the Note Register. So long as the Depository, or its nominees, are the registered Holder of the Global Notes, as defined below, each Person owning a beneficial interest in a Global Note, as defined below, must rely on the procedures of the Depository to receive notices provided to the Depository. Each Person owning a beneficial interest in a Global Note who is not a participant in the Depository must rely on the procedures of the participant (including Euroclear, Clearstream or LatinClear) through which the Person owns its interest in the Global Note to receive notices provided to the Depository.

### **Governing Law**

The Indenture and the Notes are governed in all respects by the laws of the State of New York.

### **Jurisdiction**

The Company has consented to the non exclusive jurisdiction of the United States District Court for the Southern District of New York or any New York State Court (in either case sitting in New York County, New York), and any appellate court from any thereof. The Company has appointed CT Corporation System as its authorized agent upon which service of process may be served in any action or proceeding brought in any court of the State of New York or any United States Federal Court sitting, in each case in New York County, New York in connection with the Indenture or the Notes.

### **Waiver of Immunities**

To the extent that the Company may in any jurisdiction claim for itself or its assets immunity from a suit, execution, attachment, whether in aid of execution, before judgment or otherwise, or other legal process in connection with the Indenture and the Notes and to the extent that in any jurisdiction there may be immunity attributed to the Company or its assets, whether or not claimed, the Company has irrevocably agreed not to claim, and irrevocably waives, the immunity to the full extent permitted by law.

### **Currency Rate Indemnity**

The Company has agreed that, it will indemnify the Trustee and the Holders and keep them indemnified against:

- (i) in the case the Company does not pay of any amount due to the Trustee, or any Holder, under the Indenture, any loss or damage incurred by any of them arising by reason of any variation between the rates of exchange used for the purposes of calculating the amount due under a judgment or order in respect thereof and those prevailing at the date of actual payment by the us; and
- (ii) any deficiency arising or resulting from any variation in rates of exchange between (i) the date as of which the local currency equivalent of the amounts due or contingently due under the Indenture or in respect of the Notes is calculated for the purposes of the bankruptcy, insolvency or liquidation of the Company, and (ii) the final date for ascertaining the amount of claims in such bankruptcy, insolvency or liquidation. The amount of such deficiency shall be deemed not to be increased or reduced by any variation in rates of exchange occurring between the said final date and the date of any bankruptcy, insolvency or liquidation or any distribution of assets in connection therewith.



The Company also has agreed that if a judgment or order made by any court for the payment of any amount in respect of any Notes is expressed in a currency (the “Judgment Currency”) other than U.S. dollars (the “Denomination Currency”), the Company will indemnify the Trustee and the relevant Holder against any deficiency arising from any variation in rates of exchange between the date as of which the Denomination Currency is notionally converted into the Judgment Currency for the purposes of the judgment or order and the date of actual payment. These indemnities will constitute separate and independent obligations from its other obligations under the Indenture, will give rise to a separate and independent cause of action, will apply irrespective of any indulgence granted from time to time and will continue in full force and effect notwithstanding any judgment or order for a liquidated sum or sums in respect of amounts due under the Indenture or the Notes.

### **Form, Denomination and Registration**

The Notes initially offered and sold in reliance upon the exemption from registration requirement of the Securities Act provided by Section 4(a)(2) thereof will be initially represented by one or more Global Notes, in definitive, fully registered book entry form without interest coupons (the “Restricted Global Note”) which will be registered in the name of a nominee of the Depositary and deposited on behalf of the purchasers of the Notes.

Notes offered and sold in reliance on Regulation S will be represented by one or more Global Notes without interest coupons in definitive, fully registered book-entry form (the “Regulation S Global Note” together with the Restricted Global Note, the “Global Notes”) which will be registered in the name of a nominee of the Depositary, for the respective accounts at the Depositary of Euroclear, and Clearstream and deposited on behalf of the purchasers of the Notes represented thereby with a custodian for Depositary. Beneficial interests in the Regulation S Global Note will be represented through book-entry accounts of financial institutions acting on behalf of owners as direct and indirect participants in Euroclear or Clearstream for credit to the respective accounts of such purchasers (or to such other accounts as they may direct) at Euroclear or Clearstream.

The Notes may be issued in the form of (a) physical Notes (referred to as “Physical Notes”) under the circumstances described in this section or (b) one or more Global Notes. Physical Notes shall be registered in the name or names of such Persons and for the principal amounts as the Company may request. The Company initially appoints the Depositary to act as depositary for the Restricted Global Note and the Regulation S Global Note. Notes issued in the form of a Global Note shall be registered in the name of the Depositary or its nominee. The Trustee, as custodian for the Depositary (“Custodian”), will act as custodian of each Global Note for the Depositary or appoint a sub custodian to act in such capacity. So long as the Depositary or its respective nominees are the registered owner of a Global Note, it shall be considered the Holder of the Notes represented thereby for all purposes under the Indenture and under a Global Note. None of the Company, the Trustee or any Authorized Agent shall have any responsibility or liability for any aspect of the records relating to or payments made by the Depositary or its nominees, on account of beneficial interests in a Global Note, or for maintaining, supervising or reviewing any records relating to such beneficial ownership interests representing any Notes held by the Depositary or its nominees. Interests in the Global Notes shall be transferred on DTC’s book entry settlement system.

In either case the Notes shall be issued in the form of beneficial interests in one or more Global Notes in minimum denominations of US\$100,000 and integral multiples of US\$1,000 in excess thereof. Any Physical Notes shall not be permitted to be traded through the facilities of DTC, Euroclear or Clearstream, except in connection with a transfer of a Physical Note to a transferee that takes delivery in the form of beneficial interests in a Global Note pursuant to an exemption from the registration requirements of the Securities Act.



Beneficial interests in the Regulation S Global Note may be held in Panama through Central Latinoamericana de Valores, S.A. ("LatinClear"). LatinClear is a participant in Clearstream. Subject to the transfer restrictions discussed below, transfers of beneficial interests in the Regulation S Global Note may be made (i) among LatinClear participants or (ii) from a LatinClear participant to a non LatinClear participant through Clearstream.

The Company has agreed to maintain a Paying Agent, Registrar and Transfer Agent in the City of New York. The Company has initially appointed the Trustee at its corporate trust office as Paying Agent. The Registrar, acting as Transfer Agent, will keep a register, subject to such reasonable regulations as the Company may prescribe.



## Global Notes

The Company expects that pursuant to procedures established by the Depositary (a) upon deposit of the Global Notes, the Depositary or its nominees will credit on its internal system portions of the Global Notes to the respective accounts of Persons who have accounts therewith and (b) ownership of the Notes will be shown on, and the transfer of ownership thereof will be effected only through, records maintained by the Depositary and its nominees (with respect to interests of participants as defined below) and the records of participants (with respect to interests of Persons other than participants). Except as otherwise described herein, investors may hold their interests in a Global Note directly through the Depositary only if they are participants in such system, or indirectly through organizations which are participants in such system.

Investors may hold their interests in the Regulation S Global Note directly through the Depositary if they are participants in such system, or indirectly through organizations, which are participants in such system. So long as the Depositary or its nominees are the registered owner of any Global Notes, it shall be considered the Holder represented by the Global Notes for all purposes under the Indenture and the Notes. No beneficial owner of an interest in any Note will be able to transfer such interest except through the book-entry system maintained by the Depositary in compliance with the applicable procedures of the Depositary and its direct or indirect participants (including Euroclear, Clearstream or LatinClear”), in addition to those provided for under the Indenture (the “Applicable Procedures”).

Payments of principal of and interest (including Additional Amounts) on the Global Notes will be made to the Depositary or its nominees, as the case may be, as the registered owner thereof. None of the Company, the Trustee or any Authorized Agent under the Indenture will have any responsibility or liability for any aspect of the records relating to, or payments made on account of, beneficial ownership interests in the Global Notes, or for maintaining, supervising or reviewing any records relating to such beneficial ownership interests representing any Notes held by the Depositary or its nominees.

The Company expects that the Depositary or its nominee, upon receipt of any payment of principal of or premium and interest (including Additional Amounts) on a Global Note, will credit participants’ accounts with payments in amounts proportionate to their respective beneficial interests in the principal amount of such Global Note as shown on the records of the Depositary or its nominee.

Payment to owners of beneficial interests in a Global Note held through such participant will be governed by standing instructions and customary practice, as is now the case with securities held for the accounts of customers registered in the names of nominees for such customers. Such payments will be the responsibility of such participants.

Transfers between participants of the Depositary will be effected in the ordinary way in accordance with the Depositary rules and will be settled in same day funds. Transfers between participants in, Euroclear, Clearstream or LatinClear will be effected in the ordinary way in accordance with their respective rules and operating procedures.

Transfers by an owner of a beneficial interest in the Restricted Global Note to a transferee who takes delivery of such interest through the Regulation S Global Note will be made in accordance with Applicable Procedures and only upon receipt by the Trustee of a certification to the effect that such transfer is being made in accordance with Regulation S.



Transfers by an owner of a beneficial interest in the Regulation S Global Note to a transferee who takes delivery of such interest through the Restricted Global Note will be made in accordance with Applicable Procedures.

Transfers of Restricted Notes that are Physical Notes to a Person who will hold a beneficial interest in the form of a Regulation S Global Note will be made only in accordance with the Applicable Procedures and upon receipt by the Trustee of a written certification in the form provided in the Indenture to the effect that such transfer is being made in accordance with Regulation S. Transfers of Restricted Notes that are Physical Notes to a Person who will hold a beneficial interest in the form of a Restricted Global Note will be made only in accordance with the Applicable Procedures and upon receipt by the Trustee of a written certification in the form provided in the Indenture to the effect that such transfer is being made to a “qualified institutional buyer” within the meaning of Rule 144A of the Securities Act.

Any beneficial interest in a Global Note that is transferred to a Person who takes delivery in the form of an interest in the other Global Note will, upon transfer, cease to have an interest in the first Global Note and become an interest in the other Global Note and, accordingly, will thereafter be subject to all transfer restrictions, if any, and other procedures applicable to beneficial interests in such other Global Note.

The Company expects that the Depository and its nominees, will take any action permitted to be taken by a Holder (including the presentation of Notes for exchange) only at the direction of a participant to whom interests in the applicable Global Notes are credited and only in respect of the aggregate principal amount of Notes as to which such participant has given such direction. However, if there is an Event of Default under the Indenture and Holders representing more than 50% of the aggregate principal amount of the Outstanding Notes have made a written request to the Depository, the Depository and its nominees will exchange the applicable Global Note for Physical Notes (as defined below), which it will distribute to participants and which will be legended to the extent set forth under the Indenture.

Although the Depository and its nominees are expected to follow the foregoing procedures in order to facilitate transfers of interests in the Global Notes among the participants of the Depository they are under no obligation to perform such procedures, and such procedures may be discontinued or modified at any time. None of the Company, the Trustee or any Authorized Agent will have any responsibility for the performance by the Depository or its nominees, the participants or indirect participants of their respective obligations under the rules and procedures governing their operations.

### **Physical Notes**

Interests in the Global Notes will be exchangeable or transferable, as the case may be, for Physical Notes if (i) the Depository notifies the Company that it is unwilling or unable to continue as Depository for the Global Notes and the Company is unable to appoint a qualified successor, or the Depository ceases to be a clearing agency registered under the Exchange Act, (ii) the Company, at its option, elects to terminate the book entry system through a Depository or (iii) after the occurrence and continuance of an Event of Default, Holders representing more than 50% of the aggregate principal amount of the Outstanding Notes advise the Trustee through the Depository in writing that the continuation of the book-entry system through the Depository is no longer in such owner’s best interest.

### **Replacement, Exchange and Transfer of Notes**





If a Note becomes mutilated, destroyed, lost or stolen, and is rendered to the Trustee, the Company may issue, and the Trustee will authenticate and deliver, a substitute Note in replacement. In each case, the affected Holder will be required to furnish to the Company, the Trustee and certain other specified parties an indemnity under which it will agree to pay the Company, the Trustee and certain other specified parties for any losses they may suffer relating to the Note that was mutilated, destroyed, lost or stolen. The Company and the Trustee may also require that the affected Holder present other documents or proof. The affected Holder will be required to pay all expenses and reasonable charges associated with the replacement of the mutilated, destroyed, lost or stolen Note.

Under certain limited circumstances, beneficial interests in the Global Note may be exchanged for Physical Notes. If the Company issues Physical Notes, a Holder of such Physical Note may present its Notes for exchange with Notes of a different authorized denomination, together with a written request for an exchange, at the Company's office or agency designated for such purpose in the City of New York.

The Company would issue the Physical Notes for such beneficial interests in the Global Note in initial denominations of US\$100,000 or integral multiples of \$1,000 in excess thereof, and would issue them in registered form only, without interest coupons. Any Physical Note issued in exchange for an interest in the Global Note will bear the legend restricting transfer that is borne by such Global Note. In connection with any such exchange, an appropriate adjustment will be made in the records of the Registrar to reflect a decrease in the principal amount of the relevant Global Note. The procedures for payment and registration of transfer applicable to any Physical Note that may be issued in the future are set forth in the Indenture.

In addition, the Holder of any Physical Note may transfer such Physical Note, in whole or in part, by surrendering it at any such office or agency together with an executed instrument of assignment. Each new Physical Note issued in connection with a transfer of one or more Physical Notes will be available for delivery from the Trustee within five Business Days after receipt by the Trustee of the relevant original Physical Note or Physical Notes and the relevant executed instrument of assignment. Transfers of the Physical Notes will be effected without charge by or on behalf of the Company, the Trustee or any Authorized Agent, but only upon payment (or the giving of such indemnity as the Company, the Trustee or any Authorized Agent, as applicable, may require in respect) of any tax or other governmental charges, which may be imposed in relation thereto.

The Company will not charge the Holders for the costs and expenses associated with the exchange, transfer or registration of transfer of the Notes. The Company may, however, charge the Holders for any tax or other governmental charges. The Company may reject any request for an exchange or registration of transfer of any Note (i) made within 15 calendar days of the giving of a notice of redemption of Notes or (ii) made between any regular record date and the next interest payment date.

### **Certain Definitions**

"Acquired Indebtedness" means Indebtedness of a Person or any of its Subsidiaries existing at the time such Person becomes a Subsidiary or at the time it merges or consolidates with the Company or any Subsidiary or is assumed in connection with the acquisition of assets from such Person, in each case not Incurred in contemplation of such transaction. Such Indebtedness will be deemed to have been Incurred at the time such Person becomes a Subsidiary or at the time it merges or consolidates with the Company or a Subsidiary or at the time such Indebtedness is assumed in connection with the acquisition of assets from such Person.



“Adjusted Treasury Rate” means, with respect to any redemption date, the rate per annum equal to the semi-annual equivalent yield to maturity or interpolated (on a day count basis) of the Comparable Treasury Issue, assuming a price for the Comparable Treasury Issue (expressed as a percentage of its principal amount) equal to the Comparable Treasury Price for that redemption date.

“Asset Acquisition” means:

- (i) Investment of the Company or of any Subsidiary in any other Person pursuant to which such Person will become a Subsidiary, or will be merged with or into the Company or any Subsidiary; or
- (ii) acquisition by the Company or of any Subsidiary of the assets of any Person (other than one of its Subsidiaries) which constitute all or substantially all of the assets of such Person or comprises any division or line of business of such Person or any other properties or assets of such Person other than in the ordinary course of business.

“Asset Sale” means any direct or indirect sale, disposition, issuance, conveyance, lease, assignment or other transfer, including a Sale and Leaseback Transaction (each, a “disposition”) made by the Company or any Subsidiary of:

- (i) any Capital Stock of any Subsidiary; or
- (ii) any of the property or assets of the Company (other than cash, Cash Equivalents or Capital Stock other than the Company's Capital Stock) or of any Subsidiary;

Notwithstanding the preceding, the following items will not be deemed to be Asset Sales:

- (i) a disposition of assets (including obsolete or worn-out equipment) in the ordinary course of business (including the disposition of current assets (as determined in accordance with U.S. GAAP or IFRS) received in exchange for services provided);
- (ii) dispositions in any of the Company's fiscal years, in a single or series of related transactions, of assets with a Fair Market Value not to exceed US\$10.0 million in the aggregate;
- (iii) a disposition or transfer of assets between or among the Company and its Subsidiaries, including a Person that is or will become a Subsidiary immediately after the disposition;
- (iv) an issuance or sale of Capital Stock by any Subsidiary to the Company or to any other Subsidiary;
- (v) a disposition of accounts receivable in connection with a Receivables Transaction;
- (vi) any sale of assets received by the Company or any Subsidiary upon the foreclosure on a Lien in favor of the Company or of any Subsidiary;
- (vii) the creation of a Lien not prohibited by the Indenture (but not the sale of property subject to a Lien);



- (viii) the surrender or waiver of contract rights or settlement, release or surrender of contract, tort or other claims or statutory rights in connection with a settlement, as determined in good faith by the Board of Directors of the Company; and
- (ix) grants of licenses or sublicenses in the ordinary course of business to use the patents, copyright and other intellectual property of the Company or of any of the Subsidiaries to the extent such license does not interfere with the business of the Company or any Subsidiary.

“Asset Sale Transaction” means any Asset Sale and, whether or not constituting an Asset Sale, any sale or other disposition of Capital Stock.

“Authorized Representative” of the Company or any other Person means the person or persons authorized to act on behalf of such entity by its chief executive officer, president, chief operating officer, chief financial officer or any vice president or its Board of Directors or any other governing body of such entity.

“Board of Directors” when used with respect to a corporation, means either the board of directors of such corporation or any duly authorized committee thereof to act for it, and when used with respect to a limited liability company, partnership or other entity other than a corporation, any Person or body authorized by the organizational documents or by the voting equity owners of such entity to act for them, including, in the case of a Panamanian corporation (*sociedad anónima*), such corporation’s *junta directiva*.

“Business Day” means any day except a Saturday, a Sunday or a legal holiday or a day on which banking institutions (including, without limitation, the members of the Federal Reserve System) are authorized or required by law, regulation or executive order to close in the City of New York or Panama City, Panama.

“Capitalized Lease Obligations” means, as to any Person, the obligations of such Person under a lease that are required to be classified and accounted for as capital lease obligations under U.S. GAAP or IFRS. For purposes of this definition, the amount of such obligations at any date will be the capitalized amount of such obligations at such date, determined in accordance with U.S. GAAP or IFRS.

“Capital Stock” means:

- (i) with respect to any Person that is a corporation, any and all shares, interests, participations or other equivalents (however designated and whether or not voting) of corporate stock, including each class of Common Stock and Preferred Stock of such Person;
- (ii) with respect to any Person that is not a corporation, any and all partnership or other equity or ownership interests of such Person; and
- (iii) any warrants, rights or options to purchase any of the instruments or interests referred to in clause (i) or (ii) above.

“Cash Equivalents” means: (i) currency issued by any authority (including, for the avoidance of doubt, any obligation issued by an authority that is legal tender for the payment of debts, or circulates like, and is generally accepted as, currency, and demand deposits with financial institutions), and (ii) all instruments (including, for the avoidance of doubt, money market investments, marketable securities, and checks) by whomever issued, which shall be convertible into currency within seven days of issuance.



“Clearstream” means Clearstream Banking, société anonyme, and any successor thereto.

“Commodity Agreement” means any commodity or raw material futures contract, commodity or raw materials option, or any other agreement designed to protect against or manage exposure to fluctuations in commodity or raw materials prices, including but not limited to natural gas prices.

“Common Stock” of any Person means any and all shares, interests or other participations in, and other equivalents (however designated and whether voting or non-voting) of such Person’s common equity interests, whether outstanding on the Closing Date or issued after the Closing Date, and includes, without limitation, all series and classes of such common equity interests.

“Comparable Treasury Issue” means the United States Treasury security selected by the Independent Investment Banker as having an actual or interpolated maturity comparable to the remaining term of the Notes to be redeemed that would be utilized, at the time of selection and in accordance with customary financial practice, in pricing new issues of corporate debt securities of comparable maturity to the remaining term of the Notes.

“Comparable Treasury Price” means the average of the Reference Treasury Dealer Quotations for such redemption date, after excluding the highest and the lowest of such Reference Treasury Dealer Quotations.

“Concession Contract” means the agreement executed between the Company and the ASEP (formerly the ERSP), on October 22, 1998, as amended, which governs the Company’s electricity distribution business.

“Consolidated” shall refer to the consolidated accounts of the Company and those of the Subsidiaries in accordance with U.S. GAAP or IFRS consistently applied.

“Consolidated EBITDA” means, for any Person for any period, Consolidated Net Income for such Person for such period, plus the following, without duplication, to the extent deducted or added in calculating such Consolidated Net Income:

- (i) Consolidated Income Tax Expense for such Person for such period;
- (ii) Consolidated Interest Expense for such Person for such period;
- (iii) Consolidated Non-cash Charges for such Person for such period;
- (iv) net after-tax losses from Asset Sale Transactions or abandonment or reserves relating thereto for such period;
- (v) any income or loss from extraordinary transactions;
- (vi) the portion of the net income of any Subsidiary of such Person which was deducted in calculating Consolidated Net Income for such period as a result of minority interests in such Subsidiary;



- (vii) the portion of the net income of any Subsidiary of such Person that was excluded pursuant to clause (iv) of the definition of Consolidated Net Income due to customary corporate law requirements in connection with the payment of dividends or distributions;
- (viii) all fees, costs and expenses incurred in connection with the offering of the Notes; and
- (ix) any income or loss from discontinued operations.

less (x) all other non-cash credits and gains increasing Consolidated Net Income for such Person for such period, other than any items which represent the reversal in such period of any accrual of, or cash reserve for, anticipated charges in any prior period where such accrual or reserve is no longer required under U.S. GAAP or IFRS; and (y) all cash payments made by such Person and its Subsidiaries during such period relating to non-cash charges that were added back in determining Consolidated EBITDA in any prior period.

“Consolidated Fixed Charge Coverage Ratio” means, for any Person as of any date of determination, the ratio of the aggregate amount of Consolidated EBITDA of such Person for the Four Quarter Period to Consolidated Fixed Charges for such Person for the Four Quarter Period. For purposes of this definition, “Consolidated EBITDA” and “Consolidated Fixed Charges” will be calculated after giving effect on a pro forma basis as determined in the good faith judgment of the chief financial officer of the Company, for the period of such calculation to:

- (i) the Incurrence or repayment or redemption of any Indebtedness (including Acquired Indebtedness) of such Person or any of its Subsidiaries, and the application of the proceeds thereof, including the Incurrence of any Indebtedness (including Acquired Indebtedness), and the application of the proceeds thereof, giving rise to the need to make such determination, occurring during such Four Quarter Period or at any time subsequent to the last day of such Four Quarter Period and on or prior to such date of determination, to the extent, in the case of an Incurrence, such Indebtedness is outstanding on the date of determination, as if such Incurrence and the application of the proceeds thereof, repayment or redemption occurred on the first day of such Four Quarter Period;
- (ii) any Asset Sale Transaction or Asset Acquisition by such Person or any of its Subsidiaries, including any Asset Sale Transaction or Asset Acquisition giving rise to the need to make such determination occurring during the Four Quarter Period or at any time subsequent to the last day of the Four Quarter Period and on or prior to such date of determination, as if such Asset Sale Transaction or Asset Acquisition occurred on the first day of the Four Quarter Period including any pro forma expense and cost reductions, synergies and other operating improvements that have occurred or are reasonably expected to occur and are reasonably the basis of pro forma adjustment (regardless of whether such cost savings, synergies or operating improvements could then be reflected in pro forma financial statements in accordance with Regulation S-X under the Securities Act);
- (iii) the Consolidated EBITDA attributable to discontinued operations, as determined in accordance with U.S. GAAP or IFRS, and operations or businesses (and ownership interests therein) disposed of prior to the date of determination, will be excluded;
- (iv) the Consolidated Fixed Charges attributable to discontinued operations, as determined in accordance with U.S. GAAP or IFRS, and operations or businesses (and ownership interests therein) disposed of prior to the date of determination, will be excluded, but only to the extent that the obligations giving rise to such Consolidated Fixed Charges will not be obligations of the specified Person or any of its Subsidiaries following the date of determination;



- (v) any Person that is a Subsidiary on the date of determination or that becomes a Subsidiary on the date of determination will be deemed to have been a Subsidiary at all times during such four fiscal quarters; and
- (vi) any Person that is not a Subsidiary on the date of determination or would cease to be a Subsidiary on the date of determination will be deemed not to have been a Subsidiary at any time during such four fiscal quarters.

Furthermore, in calculating “Consolidated Fixed Charges” for purposes of determining the denominator (but not the numerator) of this “Consolidated Fixed Charge Coverage Ratio,”

- (a) interest on outstanding Indebtedness determined on a fluctuating basis as of the date of determination and which will continue to be so determined thereafter will be deemed to have accrued at a fixed rate per annum equal to the rate of interest on such Indebtedness in effect on such date of determination; provided that any interest on Indebtedness determined on a fluctuating basis, to the extent such interest is covered by Hedging Obligations, will be deemed to accrue at the rate per annum resulting after giving effect to the operation of such agreements; and
- (b) if interest on any Indebtedness actually Incurred on such date of determination may optionally be determined at an interest rate based upon a factor of a prime or similar rate, a eurocurrency interbank offered rate, or other rates, then the interest rate in effect on such date of determination will be deemed to have been in effect during the Four Quarter Period.

“Consolidated Fixed Charges” means for any Person for any period, the sum, without duplication of:

- (i) Consolidated Interest Expense for such Person for such period, plus
- (ii) the amount of all cash and non-cash dividend payments on any series of Preferred Stock of such Person or any Subsidiary of such Person paid, accrued or scheduled to be paid or accrued during such period, excluding dividend payments on Preferred Stock paid, accrued or scheduled to be paid to such Person or another Subsidiary.

“Consolidated Income Tax Expense” means, with respect to any Person for any period, the provision for all applicable federal, state and local income taxes payable by such Person and its Subsidiaries for such period as determined on a consolidated basis in accordance with U.S. GAAP or IFRS.

“Consolidated Interest Expense” means, for any Person for any period, the sum of, without duplication, determined on a consolidated basis in accordance with U.S. GAAP or IFRS:

- (i) the aggregate of cash and non-cash interest expense of such Person and its Subsidiaries for such period determined on a consolidated basis in accordance with U.S. GAAP or IFRS, including, without limitation (whether or not interest expense in accordance with U.S. GAAP or IFRS):
  - (a) any amortization or accretion of debt discount or any interest paid on Indebtedness of such Person and its Subsidiaries in the form of additional Indebtedness (but excluding any amortization of deferred financing and debt issuance costs),
  - (b) the net costs under Hedging Obligations (but excluding amortization of fees),
  - (c) all capitalized comprehensive result of financing,



- (d) commissions, discounts and other fees and charges Incurred in respect of letters of credit or bankers' acceptances, and
- (e) any interest expense paid in respect of Indebtedness of another Person pursuant to a Guarantee by such Person or one of its Subsidiaries or secured by a Lien on the assets of such Person or one of its Subsidiaries; and
- (ii) the interest component of Capitalized Lease Obligations paid, accrued and/or scheduled to be paid or accrued by such Person and its Subsidiaries during such period.

"Consolidated Net Income" means, with respect to any Person for any period, the aggregate net income (or loss) of such Person and its Subsidiaries (after deducting (or adding) the portion of such net income (or loss) attributable to minority interests in Subsidiaries of such Person) for such period on a consolidated basis, determined in accordance with U.S. GAAP or IFRS; provided that there shall be excluded therefrom to the extent reflected in such aggregate net income (loss):

- (i) net after-tax gains from non-ordinary course Asset Sale Transactions or abandonments or reserves relating thereto;
- (ii) net after-tax items classified as extraordinary gains or losses;
- (iii) the net income (or loss) of any Person, other than such Person and any Subsidiary of such Person; except that the net income (but not loss) of any Person that is accounted for by the equity method of accounting shall be included only to the extent of the amount of dividends or distributions actually paid in cash to the Company or any Subsidiary;
- (iv) the net income (but not loss) of any Subsidiary of such Person to the extent that a corresponding amount could not be distributed to such Person at the date of determination as a result of any restriction pursuant to the constituent documents of such Subsidiary or any law, regulation, agreement or judgment applicable to any such distribution;
- (v) any restoration to income of any contingency reserve, except to the extent that provision for such reserve was made out of Consolidated Net Income accrued at any time following the Closing Date; and
- (vi) any gain (or loss) from foreign exchange translation or change in net monetary position.

"Consolidated Net Worth" of any Person means the consolidated stockholders' equity of such Person, determined on a consolidated basis in accordance with U.S. GAAP or IFRS, less (without duplication) amounts attributable to Disqualified Capital Stock of such Person.

"Consolidated Non-cash Charges" means, for any Person for any period, the aggregate depreciation, amortization and other non-cash expenses or losses of such Person and its Subsidiaries for such period, determined on a consolidated basis in accordance with U.S. GAAP or IFRS (excluding any such charge which constitutes an accrual of or a reserve for cash charges for any future period or the amortization of a prepaid cash expense that is a current asset paid in a prior period).



“Consolidated Total Assets” means, at any time, the total assets of the Company and its consolidated Subsidiaries appearing on its most recent annual Consolidated Financial Statements or its most recent quarterly Consolidated Financial Statements if prepared as at a date subsequent thereto.

“Consolidated Total Indebtedness” means, as of any date and with respect to the Company, its Consolidated Indebtedness as of such date and of its Subsidiaries; provided, however, that Indebtedness for purposes of this definition shall not include any Indebtedness described in clauses (iv), (v) (to the extent such Indebtedness is either between Subsidiaries or between the Company and a Subsidiary where the Subsidiary is the obligor), (vi), (vii), (x), (xi) (xiii) and (xiv) (to the extent relating to any Indebtedness in clauses (iv), (vi), (vii) (x) and (xiii)) of the definition of Permitted Indebtedness.

“Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio” means, for any Person as of any date of determination, the ratio of Consolidated Total Indebtedness as of such date to Consolidated EBITDA for the Four Quarter Period, provided, that:

- (i) if the Company or any Subsidiary has:
  - (a) Incurred any Indebtedness during the Four Quarter Period that remains outstanding on the date of the transaction giving rise to the need to calculate the Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio or if the transaction giving rise to the need to calculate the Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio is an Incurrence of Indebtedness, Consolidated EBITDA and Consolidated Total Indebtedness for such Four Quarter Period shall be calculated on a pro forma basis as if such Indebtedness had been Incurred on the first day of such Four Quarter Period (except that in making such computation, the amount of Indebtedness under any revolving credit facility outstanding on the day of such calculation will be deemed to be: (a) the average daily balance of such Indebtedness during such Four Quarter Period or such shorter period for which such facility was outstanding, or (b) if such facility was created after the end of such Four Quarter Period, the average daily balance of such Indebtedness during the period from the date of creation of such facility to the date of such calculation); or
  - (b) repaid, repurchased, defeased or otherwise discharged any Indebtedness since the beginning of such Four Quarter Period or if any Indebtedness is to be repaid, repurchased, defeased or otherwise discharged (in each case, other than Indebtedness Incurred under any revolving credit facility unless such Indebtedness has been permanently repaid and has not been replaced) on the date of the transaction giving rise to the need to calculate the Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio, Consolidated EBITDA for such Four Quarter Period shall be calculated on a pro forma basis as if such discharge had occurred on the first day of such Four Quarter Period and as if the Company or such Subsidiary had not earned the interest income actually earned during such Four Quarter Period in respect of cash or Cash Equivalents used to repay, repurchase, defease or otherwise discharge such Indebtedness.
- (ii) if since the beginning of such Four Quarter Period the Company or any Subsidiary shall have made any Asset Sale, then giving pro forma effect to such disposition during such Four Quarter Period on the Consolidated EBITDA;
- (iii) if since the beginning of such Four Quarter Period, the Company or any Subsidiary (by merger or otherwise) shall have made an Investment in any Person that is merged with or into the Company or any of its Subsidiaries (or any Person that becomes a Subsidiary) or an acquisition of assets, including any acquisition of assets occurring in connection with a transaction causing a calculation to be made hereunder, which constitutes all or substantially all of an operating unit of a business,





then giving pro forma effect to such Investment or acquisition on the Consolidated EBITDA for such Four Quarter Period, any such pro forma calculation may include adjustments appropriate to reflect, without duplication, any such acquisition to the extent such adjustments may be reflected in the preparation of pro forma financial information in accordance with the requirements of U.S. GAAP or IFRS and Article XI of Regulation S-X under the Exchange Act;

*provided* that such adjustments are set forth in an Officer's Certificate that states (i) the amount of such adjustment or adjustments, (ii) that such adjustment or adjustments are based on the reasonable good faith beliefs of the officer executing such Officer's Certificate at the time of such execution and (iii) that any related Incurrence of Indebtedness is permitted pursuant to the Indenture; and

- (iv) if since the beginning of such Four Quarter Period, any Person (that subsequently became a Subsidiary or was merged with or into the Company or any Subsidiary since the beginning of such Four Quarter Period) shall have made any Asset Sale or any Investment or acquisition of assets that would have required an adjustment pursuant to clause (ii) or (iii) above if made by the Company or a Subsidiary during such Four Quarter Period, Consolidated EBITDA for such period shall be calculated after giving pro forma effect thereto as if such Asset Sale, Investment or acquisition of assets occurred on the first day of such Four Quarter Period.

For purposes of this definition, whenever pro forma effect is to be given to an acquisition of assets and the amount of income or earnings relating thereto, the pro forma calculations shall be determined in good faith by a responsible financial or accounting officer of the Company. If any Indebtedness bears a floating rate of interest and is being given pro forma effect, the interest expense on such Indebtedness shall be calculated as if the rate in effect on the date of determination had been the applicable rate for the entire Four Quarter Period (taking into account any Interest Rate Agreement applicable to such Indebtedness if such Interest Rate Agreement has a remaining term as at the date of determination in excess of twelve months).

"Currency Agreement" means, in respect of any Person, any foreign exchange contract, currency swap agreement or other similar agreement as to which such Person is a party designed to hedge foreign currency risk of such Person.

"Depository" means the depository of each Global Note, which initially will be DTC, a nominee of DTC or such other depository as may be designated with respect to the Notes issuable or issued in whole or in part in the form of one or more Global Notes, and, if at any time there is more than one depository, "Depository" as used with respect to the Notes shall mean the Depository with respect to the Global Notes.

"Disqualified Capital Stock" means that portion of any Capital Stock which, by its terms (or by the terms of any security into which it is convertible or for which it is exchangeable at the option of the holder thereof), or upon the happening of any event, matures or is mandatorily redeemable, pursuant to a sinking fund obligation or otherwise, or is redeemable at the sole option of the holder thereof, in any case, on or prior to the final maturity date of the Notes; *provided*, however, that any Capital Stock that would not constitute Disqualified Capital Stock but for provisions thereof giving holders thereof the right to require such Person to purchase or redeem such Capital Stock upon the occurrence of an "asset sale" or "change of control" occurring prior to the final maturity of the Notes shall not constitute Disqualified Capital Stock if any such requirement only becomes operative after compliance with such terms applicable to the Notes, including the purchase of any Notes tendered pursuant thereto.



The amount of any Disqualified Capital Stock shall be equal to the greater of its voluntary or involuntary liquidation preference and its maximum fixed repurchase price, but excluding accrued dividends, if any. The amount of any Disqualified Capital Stock that does not have a fixed redemption, repayment or repurchase price will be calculated in accordance with the terms of such Disqualified Capital Stock as if such Disqualified Capital Stock were redeemed, repaid or repurchased on any date on which the amount of such Disqualified Capital Stock is to be determined pursuant to the Indenture; provided, however, that if such Disqualified Capital Stock could not be required to be redeemed, repaid or repurchased at the time of such determination, the redemption, repayment or repurchase price will be the book value of such Disqualified Capital Stock as reflected in the most recent financial statements of such Person.

“Eligible Acquisition or Capital Investment Period” means a period of Four Fiscal Quarters during which the Company or any Subsidiary engages in the acquisition of assets that the Company reasonably believes are in furtherance of its business or businesses conducted by its Subsidiaries and the strategic growth thereof during which the Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio may exceed 3.50x (but not 4.0x), subject to the provisions set forth under “- Consolidated Total Indebtedness to Consolidated EBITDA Ratio.”

“Euroclear” means Euroclear Bank S.A./N.V., as operator of the Euroclear System, and any successor thereto.

“Fair Market Value” means, with respect to any property or asset, the price, which could be negotiated in an arm's-length free market transaction, for cash, between a willing seller and a willing buyer, neither of whom is under undue pressure or compulsion to complete the transaction. Fair Market Value will be determined, except as otherwise provided, (a) if such property or asset has a Fair Market Value of less than US\$10.0 million, by any of the officers of the Company or (b) if such property or asset has a Fair Market Value in excess of US\$10.0 million, by a majority of the Board of Directors of the Company and evidenced by a resolution of the Board of Directors of the Company, dated within 30 days of the relevant transaction, delivered to the Trustee; provided that, if such property or asset has a Fair Market Value equal to or greater than US\$25.0 million and the seller or buyer of such property or asset is an Affiliate of the Company, the Fair Market Value of such property or asset will be determined by a majority of the directors on the board of the Company who are not representatives of such Affiliate (so long as there must be at least one such director) in their reasonable good-faith judgment based on full disclosure of all relevant facts and circumstances.

“Four Quarter Period” means the four most recent full fiscal quarters for which financial statements are available ending prior to the date of such determination.



“Guarantee” means as to any Person, (a) any obligation, contingent or otherwise, of such Person guaranteeing or having the economic effect of guaranteeing any indebtedness or other obligation payable or performable by a Primary Obligor in any manner, whether directly or indirectly, and including any obligation of such Person, direct or indirect, (i) to purchase or pay (or advance or supply funds for the purchase or payment of) such indebtedness or other obligation, (ii) to purchase or lease property, securities or services for the purpose of assuring the obligee in respect of such Indebtedness or other obligation of the payment or performance of such Indebtedness or other obligation, (iii) to maintain working capital, equity capital or any other financial statement condition or liquidity level or income or cash flow of the Primary Obligor so as to enable the Primary Obligor to pay such Indebtedness or other obligation, or (iv) entered into for the purpose of assuring any other manner the obligee in respect of such Indebtedness or other obligation of the payment or performance thereof or to protect such obligee loss in respect thereof (in whole or in part), it being understood that in no event shall a Guarantee include (x) the obligation of the Company under Applicable Law to return to any customer amounts deposited by such customer with the Company as security for payment for its purchases of electricity or other services provided by the Company or (y) the contingent reimbursement or indemnity obligation of the Company in respect of any payments made by third parties pursuant to any performance bond or similar instrument arranged for by the Company in connection with the operation of its business, (b) Lien on any asset of such person securing any Indebtedness or other obligation of any other person whether or not such Indebtedness or other obligation is assumed by such person (or any right contingent or otherwise, of any holder of such Indebtedness to obtain any such Lien) and (c) the amount of any Guarantee shall be deemed to be an amount equal to the stated or determinable amount of the related primary obligation, or portion thereof, in respect of which such Guarantee is made or, if not stated or determinable, the maximum reasonably anticipated liability in respect thereof as determined by the guaranteeing Person in good faith.

“Hedging Obligations” means the obligations of any Person pursuant to any Interest Rate Agreement, Currency Agreement or Commodity Agreement.

“IFRS” means the International Financial Reporting Standards promulgated from time to time by the International Accounting Standards Board or any successor institution (“IASB”) (which includes standards and interpretations approved by the IASB and International Accounting Standards issued under its previous constitutions), together with its pronouncements thereon from time to time.

“Incur” means, with respect to any Indebtedness or other obligation of any Person, to create, issue, incur (including by conversion, exchange or otherwise), assume, guarantee or otherwise become liable in respect of such Indebtedness or other obligation on the balance sheet of such Person (and “Incurrence,” “Incurred” and “Incurring” will have meanings correlative to the preceding).

“Indebtedness” means, with respect to any Person, without duplication:

- (i) the principal amount (or, if less, the accreted value) of all obligations of such Person for borrowed money;
- (ii) the principal amount (or, if less, the accreted value) of all obligations of such Person evidenced by bonds, debentures, notes or other similar instruments;
- (iii) all Capitalized Lease Obligations of such Person;
- (iv) all obligations of such Person issued or assumed as the deferred purchase price of property, all conditional sale obligations and all payment obligations under any title retention agreement (but



- excluding trade accounts payable and other accrued liabilities accounted for as current liabilities (in accordance with U.S. GAAP or IFRS) arising in the ordinary course of business that are not overdue by 180 days or more or are being contested in good faith);
- (v) all obligations of such Person in respect of letters of credit, banker's acceptances or similar credit transactions, including reimbursement obligations in respect thereof;
  - (vi) Guarantees and other contingent obligations of such Person in respect of Indebtedness referred to in clauses (i) through (v) above and clauses (vii) through (x) below;
  - (vii) all Indebtedness of any other Person of the type referred to in clauses (i) through (vi) above which is secured by any Lien on any property or asset of the first Person, the amount of such Indebtedness being deemed to be the lesser of the Fair Market Value of such property or asset or the amount of the Indebtedness so secured;
  - (viii) all obligations under Hedging Obligations of such Person;
  - (ix) to the extent not otherwise included in this definition, the Receivables Transaction Amount outstanding relating to any Receivables Transaction; and
  - (x) all Disqualified Capital Stock issued by such Person with the amount of Indebtedness represented by such Disqualified Capital Stock being equal to the greater of its voluntary or involuntary liquidation preference and its maximum fixed repurchase price, but excluding accrued dividends, if any.

"Independent Financial Advisor" means an accounting firm, appraisal firm, investment banking firm or consultant of internationally recognized standing that is, in the judgment of the Board of Directors of the Company, qualified to perform the task for which it has been engaged and which is independent in connection with the relevant transaction.

"Independent Investment Banker" means the Reference Treasury Dealer appointed by the Company or if such firm is unwilling or unable to select the Comparable Treasury Issue, an independent investment banking institution of national standing in the United States appointed by the Company.

"Intercompany Lien" means any Liens securing intercompany Indebtedness between the Company or any Subsidiary or any person or entity that, directly or indirectly (including beneficially) controls more than 51% of any class of outstanding equity securities of the Company or securities entitled to the payment of dividends or similar distributions provided that all such Indebtedness is expressly subordinated to the liability of the Company in respect of the Notes for so long as the Notes shall be outstanding.

"Interest Rate Agreement" of any Person means any interest rate protection agreement (including, without limitation, interest rate swaps, caps, floors, futures, options, collars, derivative instruments and similar agreements) and/or other types of hedging agreements designed to hedge interest rate risk of such Person.

"Investment" means, with respect to any Person, any:



- (i) direct or indirect loan, advance (other than advances to customers or suppliers in the ordinary course of business that are recorded as accounts receivable, pre-paid expenses or deposits on such Person's balance sheet) or other extension of credit (including, without limitation, a Guarantee) to any other Person;
- (ii) capital contribution (by means of any transfer of cash or other property to others or any payment for property or services for the account or use of others) to any other Person; or
- (iii) any purchase or acquisition by such Person of any Capital Stock, bonds, notes, debentures or other securities or evidences of Indebtedness issued by, any other Person.

"Invest," "Investing" and "Invested" will have corresponding meanings.

"Lien" means any mortgage, deed of trust, lien (statutory or otherwise), pledge, assignment (including any assignment of rights to receive payments of money other than in connection with the sale of such rights), adverse claim charge, security interest or charge or encumbrance of any kind (including any conditional sale or other title retention agreement or capital lease having substantially the same economic effect), and any agreement to give any of the foregoing.

"Majority of the Holders" means, if, in connection with any Act of the Holders, there are delivered to the Trustee certifications from one or more Participants in the Depository, which (i) are dated as of the relevant record date, (ii) collectively confirm that at least two Purchasers beneficially own interests in the Notes, (iii) confirm that each such Purchaser (together with any of its respective Affiliates) beneficially owns no less than 43.75% of the Notes then Outstanding, (iv) set forth the relevant instructions to the Trustee, and (v) are in a form reasonably satisfactory to the Trustee, both Purchasers (each together with any of its respective Affiliates) acting unanimously through the instructions and certifications delivered by the respective Participants. The Trustee shall disregard any instructions delivered to it by the Depository in the event it receives the certifications and instructions from one or more Participants in accordance with the foregoing. The Trustee may conclusively rely on any such certifications and instructions so delivered as evidence that the "Majority of the Holders" means both Purchasers (each together with any of its respective Affiliates) acting unanimously through the instructions and certifications delivered by the respective Participants. In the event the Trustee receives an instruction from the Depository and has not received the certifications and instructions from one or more Participants in accordance with the foregoing within three Business Days of such instruction from the Depository, then the "Majority of the Holders" shall mean Holders of more than 50% in aggregate principal amount of the Notes then Outstanding. The Trustee shall have no obligation to verify any information contained or referenced in any such certifications or to make any determination or calculation with respect to what percentage of Holders constitutes the Majority of the Holders and shall have no liability in respect of any action or failure to act in reliance on such certification or any Participant's failure to deliver any such certification in accordance with the foregoing, provided, however, that in the event the notes are in form of Physical Notes, the references to "Participants in the Depository shall be deemed to refer to "Purchasers who are Holders" of such Physical notes.

"Make-Whole Amount" means the difference between (i) the sum of (a) the present value of the expected future principal and interest cash flows from the Notes (minus any accrued interest) discounted at a per annum rate equal to the then-current Treasury Note Yield corresponding closest to the remaining weighted average life on the Notes calculated at the time of the payment of the Event of Default Redemption Amount and (B) 0.50% per annum, and (ii) the principal amount of the Notes Outstanding.



“Material Subsidiary” means any of the subsidiaries of the Company, which, on any given date of determination, accounts for more than 5% of the Consolidated Total Assets of the Company, as such Consolidated Total Assets are set forth on, its most recent Consolidated Financial Statements prepared in accordance with the Indenture.

“Note Rate” is the rate of interest to be paid on the Notes as provided for in the authenticated form thereof.

“Participant” means a broker, dealer, bank or other financial institution or other Person for whom from time to time the Depository effects book-entry transfers of Notes deposited with the Depository.

“Permitted Acquisition Indebtedness” means the Indebtedness of the Company or of any of its Subsidiaries to the extent that such Indebtedness was (i) Indebtedness of a Subsidiary prior to the date on which such Subsidiary became a Subsidiary of the Company, (ii) Indebtedness of a Person that was merged, consolidated or amalgamated into the Company or a Subsidiary, or (iii) assumed in connection with the acquisition of assets from a Person; provided that on the date such Subsidiary became a Subsidiary of the Company or the date such Person was merged, consolidated or amalgamated into the Company or a Subsidiary or the Indebtedness was assumed in connection with an Asset Acquisition, as applicable, after giving pro forma effect thereto, (a) the Consolidated Net Worth of the Company and its Subsidiaries would be greater than the Consolidated Net Worth immediately prior to such transaction, (b) the Company, would be permitted to incur at least US\$1.00 of additional indebtedness pursuant to “—Limitation on Incurrence of Indebtedness” or (c) the Consolidated Fixed Charge Coverage Ratio of the Company would be equal to or better than its Consolidated Fixed Charge Coverage Ratio immediately prior to such transaction.

“Permitted Investments” means:

- (i) Investments by the Company or any Subsidiary in any Person that is, or that result in any Person becoming, immediately after such Investment, a Subsidiary or constituting a merger or consolidation of such Person into the Company or with or into a Subsidiary;
- (ii) Investments by any Subsidiary in us;
- (iii) Investments in cash and Cash Equivalents;
- (iv) any extension, modification or renewal of any Investments existing as of the Closing Date (but not Investments involving additional advances, contributions or other investments of cash or property or other increases thereof, other than as a result of the accrual or accretion of interest or original issue discount or payment-in-kind pursuant to the terms of such Investment as of the Closing Date);
- (v) Investments received as a result of the bankruptcy or reorganization of any Person or a foreclosure, or taken in settlement of or other resolution of claims or disputes, and, in each case, extensions, modifications and renewals thereof;
- (vi) Investments in the form of Hedging Obligations permitted under “—Limitation on Incurrence of Indebtedness”;
- (vii) prepayments and credits or advances to customers or suppliers in the ordinary course of business accounted for as current assets in accordance with U.S. GAAP or IFRS;
- (viii) Investments in any Person to the extent such Investments consist of prepaid expenses, negotiable instruments held for collection and lease, utility and workers’ compensation, performance and other similar deposits made in the ordinary course of business by the Company or any Subsidiary;



- (ix) receivables owing to the Company or any Subsidiary if created or acquired in the ordinary course of business and payable or dischargeable in accordance with customary trade terms; and
- (x) Investments in connection with a Receivables Transaction; provided that such Investment in any such Person is in the form of any equity interest or interests in receivables and related assets generated by the Company or any Subsidiary and transferred to such Person in connection with a Receivables Transaction; provided that with respect to any Investment, the Company may, in its sole discretion, allocate all or any portion of any Investment and later reallocate all or any portion of any Investment to, one or more of the above clauses (i) through (x) so that the entire Investment would be a Permitted Investment.

“Permitted Lien” means:

- (i) Liens existing at the time of issuance of the Notes;
- (ii) any Lien securing taxes, assessments and other governmental charges or levies, the payment of which is not yet due or payable, to the extent that nonpayment thereof shall be permitted, or is being contested in good faith by appropriate proceedings promptly initiated and diligently conducted and for which such reserves or other appropriate provision, if any, as is required by U.S. GAAP or IFRS, as applicable, shall have been made;
- (iii) any Lien created by or resulting from any litigation or legal proceeding which is currently being contested in good faith by appropriate proceedings promptly initiated and diligently conducted and for which such reserves or other appropriate provision, if any, as is required by U.S. GAAP or IFRS, as applicable, shall have been made;
- (iv) any statutory Lien or Lien of a carrier, warehouseman, mechanic, materialman incurred in the ordinary course of business for a sum not yet due or the payment of which is being contested in good faith by appropriate proceedings promptly initiated and diligently conducted and for which such reserves or other appropriate provision, if any, as is required by U.S. GAAP or IFRS, as applicable, shall have been made or any easements, rights of use or way, restrictions, irregularities and other imperfections of title that do not, individually or in the aggregate, render title on the related property or asset unusable for the intended purpose of such property or asset;
- (v) Liens securing performance of bids, tenders, leases and contracts in the ordinary course of business, statutory or regulatory obligations, surety or appeal bonds, performance bonds and other obligations of like nature incurred in the ordinary course of business and not securing Indebtedness for borrowed money;
- (vi) leases, subleases, easements, rights-of-way, restrictions and other similar charges or encumbrances incidental to the Company’s ownership of property or assets or its ordinary conduct of the business or a Subsidiary, and Liens incidental to minor survey exceptions and the like, provided that the aggregate of such Liens do not materially detract from the value of such property;
- (vii) Intercompany Liens;



- (viii) (a) any Lien on property or on rights relating thereto created to secure any rights granted with respect to such property in connection with the provision of all or a part of the purchase price or cost of the construction of such property created contemporaneously with, or within 180 days after, such acquisition or the completion of such construction, or (b) any Lien on property existing on such property at the time of the acquisition thereof for Indebtedness secured thereby not assumed by the Company or any of its Subsidiaries;
- (ix) pledges or deposits by the Company or its Subsidiaries required of the Company under workers' compensation laws, unemployment insurance law or similar legislation, or leases to which the Company or any Subsidiary is a party, or deposits the Company is required to pledge to secure the public or statutory obligations of the Company, or deposits for the payment of rent, in each case incurred in the ordinary course of business;
- (x) Liens securing Acquired Indebtedness Incurred in accordance with "—Limitation on Incurrence of Indebtedness" not Incurred in connection with, or in anticipation or contemplation of, the relevant acquisition, merger or consolidation; provided that
  - (a) such Liens secured such Acquired Indebtedness at the time of and prior to the Incurrence of such Acquired Indebtedness by the Company or a Subsidiary and were not granted in connection with, or in anticipation of the Incurrence of such Acquired Indebtedness by the Company or a Subsidiary;
  - (b) such Liens do not extend to or cover any of the property of the Company or of any Subsidiary other than the property that secured the Acquired Indebtedness prior to the time such Indebtedness became the Acquired Indebtedness of the Company or of a Subsidiary and are no more favorable to the lienholders than the Liens securing the Acquired Indebtedness prior to the Incurrence of such Acquired Indebtedness by the Company or a Subsidiary; and
  - (c) such Liens either individually or in the aggregate, shall not secure indebtedness having an aggregate principal amount in excess of 100% of the Fair Market Value of the related property;
- (xi) Liens securing Hedging Obligations that relate to Indebtedness that is Incurred in accordance with "—Limitation on Incurrence of Indebtedness" and that are secured by the same assets as secure such Hedging Obligations;
- (xii) Liens upon specific items of inventory or other goods and proceeds of any Person securing such Person's obligations in respect of bankers' acceptances issued or created for the account of such Person to facilitate the purchase, shipment or storage of such inventory or other goods;
- (xiii) Liens securing reimbursement obligations with respect to commercial letters of credit which encumber documents and other property relating to such letters of credit and products and proceeds thereof;
- (xiv) any Lien that replaces, renews or extends one or more Liens in clauses (i) through (xiii) above, so long as such replacement Lien (a) must be created within 120 days after the earliest expiration of the Lien or Liens being replaced, renewed or extended, (b) must not secure Indebtedness in an amount exceeding the amount of Indebtedness secured by the Lien or Liens being replaced,





renewed or extended and (c) must not attach to property or assets other than those to which the Lien or Liens being replaced, renewed or extended is or are attached; and

- (xv) Liens not otherwise permitted by clauses (i) through (xiv) above, provided that, immediately after giving effect thereto, (a) such Liens encumber property having an aggregate Fair Market Value not in excess of 10% of the Consolidated Net Worth, as determined based on the consolidated balance sheet of the Company as of the end of the most recent fiscal quarter ending at least 45 days prior to the date any such Lien shall be incurred, or (b) if the Company or any Subsidiary creates any Lien upon any of its property or assets, or any Subsidiary provides a Guarantee or otherwise becomes an obligor, in each case in favor of the lenders or other creditors who are a party to the its primary bank facilities and credit lines of any amount in excess of an aggregate amount outstanding on such bank facilities lines of \$20,000,000, the Company will make or cause to be made effective a provision whereby the Notes will be secured by such a Lien equally and ratably with any and all other Indebtedness thereby secured or if a Subsidiary has provided a Guarantee or has otherwise become an obligor under such debt, such Subsidiary shall provide a Guarantee to the Holders pursuant to documentation in form and substance acceptable to such Holders, provided that with respect to (b) such obligation shall be limited to amounts in excess of the aggregate amount of \$20,000,000.

“Person” means an individual, partnership, corporation, limited liability company, business trust, joint stock company, trust, unincorporated association, joint venture or any nation or government, any state, province or other political subdivision thereof, any central bank (or similar monetary or regulatory authority) thereof, and any entity exercising executive, legislative, judicial, regulatory or administrative functions of or pertaining to government.

“Preferred Stock” of any Person means any Capital Stock of such Person that has preferential rights over any other Capital Stock of such Person with respect to dividends, distributions or redemptions or upon liquidation.

“Prime Rate” means the rate of interest per annum publicly announced from time to time by Deutsche Bank Securities Inc. as its prime rate in effect at its principal office in New York, New York. If Deutsche Bank Securities Inc. ceases to exist or to establish a prime rate from which the Prime Rate is determined, the Prime Rate shall instead be the prime rate reported in *The Wall Street Journal* (or the average prime rate if a high and a low prime rate are therein reported).

“Project Finance Indebtedness” means any obligation of a Subsidiary for borrowed money Incurred in connection with a project financing or similar transaction in all cases relating to the construction, development, or acquisition of tangible assets or facilities (and any intangible assets necessary in connection with the operation thereof) used in the ordinary course of such Subsidiary’s business so long as (A) the sole legal recourse for collection of principal and interest on such obligation is against the specific property identified in the instruments evidencing or securing such obligation, (B) there shall expressly be no recourse in respect of any such obligation to the Company or any other Subsidiary thereof (or any of their respective assets and properties), and (C) the Company and its other Subsidiaries shall expressly have no liability with respect thereto.

“Purchase Money Indebtedness” means Indebtedness Incurred for the purpose of financing all or any part of the purchase price, or other cost of construction or improvement, including related development costs, of any property (other than Capital Stock); provided, that the aggregate principal amount of such Indebtedness does not exceed the lesser of the Fair Market Value of such property or such purchase price or cost, including any Refinancing of such Indebtedness that does not increase the aggregate principal amount (or accreted amount, if less) thereof as of the date of Refinancing.



“Qualified Capital Stock” means any Capital Stock that is not Disqualified Capital Stock and any warrants, rights or options to purchase or acquire Capital Stock that is not Disqualified Capital Stock that are not convertible into or exchangeable into Disqualified Capital Stock.

“Receivables Transaction” means any securitization, factoring, discounting or similar financing transaction or series of transactions that may be entered into by the Company or any Subsidiary in the ordinary course of business pursuant to which the Company or any Subsidiary may sell, convey or otherwise transfer to any Person, or may grant a security interest in, any or receivables of the Company (whether now existing or arising in the future) or of any Subsidiary, and any assets related thereto, including all collateral securing such receivables, all contracts and all guarantees or other obligations in respect of such receivables, the proceeds of such receivables and other assets which are customarily transferred, or in respect of which security interests are customarily granted, in connection with securitization, factoring or discounting involving receivables.

“Receivables Transaction Amount” means the amount of obligations outstanding under the legal documents entered into as part of a Receivables Transaction on any date of determination that would be characterized as principal if such Receivables Transaction were structured as a secured lending transaction rather than a purchase.

“Reference Treasury Dealer” means Deutsche Bank Securities Inc. or its Affiliates which are primary U.S. government securities dealers, and their respective successors, and two other Primary Treasury Dealers; provided, however, that if any of the foregoing ceases to be a Primary Treasury Dealer the Company will substitute for it another Primary Treasury Dealer.

“Reference Treasury Dealer Quotations” means, with respect to each Reference Treasury Dealer and any redemption date, the average, as determined by the Reference Treasury Dealer, of the bid and asked prices for the Comparable Treasury Issue (expressed in each case as a percentage of its principal amount) quoted by the Reference Treasury Dealer at 3:30 p.m. (New York time) on the third business day preceding the redemption date.

“Refinance” means, in respect of any Indebtedness, to issue any Indebtedness in exchange for or to refinance, replace, defease or refund such Indebtedness in whole or in part. “Refinanced” and “Refinancing” will have correlative meanings.

“Refinancing Indebtedness” means the Indebtedness of the Company or of any Subsidiary issued to Refinance any of the other Indebtedness of the Company or of any Subsidiary so long as:

- (i) the aggregate principal amount (or initial accreted value, if applicable) of such new Indebtedness as of the date of such proposed Refinancing does not exceed the aggregate principal amount (or initial accreted value, if applicable) of the Indebtedness being Refinanced (plus the amount of any premium required to be paid under the terms of the instrument governing such Indebtedness and the amount of reasonable expenses incurred by the Company in connection with such Refinancing);
- (ii) such new Indebtedness has:
  - (a) a Weighted Average Life to Maturity that is equal to or greater than the Weighted Average Life to Maturity of the Indebtedness being Refinanced, and
  - (b) a final maturity that is equal to or later than the final maturity of the Indebtedness being Refinanced; and
- (iii) if the Indebtedness being Refinanced is:



- (a) Indebtedness of the Company, then such Refinancing Indebtedness will be its Indebtedness, or
- (b) Subordinated Indebtedness, then such Refinancing Indebtedness shall be subordinate to the Notes at least to the same extent and in the same manner as the Indebtedness being Refinanced.

“Restricted Payment” means

- (i) any dividend, return on capital or distribution on or in respect of shares of Capital Stock of the Company or of any Subsidiary to holders of such Capital Stock, other than:
  - (a) dividends or distributions payable in the Qualified Capital Stock of the Company,
  - (b) dividends or distributions payable to the Company and/or a Subsidiary, or
  - (c) dividends, distributions or returns of capital made on a pro rata basis to the Company and its Subsidiaries, on the one hand, and the other holders of Capital Stock of a Subsidiary, on the other hand (or on a less than pro rata basis to any other holder);
- (ii) the purchase, redemption or acquisition of Capital Stock of the Company or Capital Stock of a Subsidiary held by any of the Company’s Affiliates, except for:
  - (a) Capital Stock held by the Company or a Subsidiary, or
  - (b) purchases, redemptions, acquisitions or retirements for value of Capital Stock on a pro rata basis from the Company and/or any Subsidiaries, on the one hand, and other holders of Capital Stock of a Subsidiary, on the other hand, according to their respective percentage ownership of the Capital Stock of such Subsidiary; or
- (iii) any principal payment on, purchase, redemption, defeasance, repayment or scheduled sinking payment with respect to any Subordinated Indebtedness, other than:
  - (a) any inter-company Indebtedness between or among the Company and or any Subsidiary, or
  - (b) the purchase, repurchase, redemption, defeasance or other acquisition of Subordinated Indebtedness purchased in anticipation of satisfying a sinking fund obligation, principal installment or final maturity, in each case due within one year of the date of such purchase, repurchase, redemption, defeasance or other acquisition.

“Sale and Leaseback Transaction” means any direct or indirect arrangement with any Person or to which any such Person (other than to the extent such arrangement is between Subsidiaries or between the Company and a Subsidiary where the Subsidiary is the payment obligor) is a party providing for the leasing to the Company or a Subsidiary of any property, whether owned by the Company or any Subsidiary at the Closing Date or later acquired, which has been or is to be sold or transferred by the Company or such Subsidiary to such Person or to any other Person by whom funds have been or are to be advanced on the security of such Property.

“SEC” means the United States Securities and Exchange Commission.

“Senior Indebtedness” means the Notes and any other Indebtedness of the Company that ranks equal in right of payment with the Notes.

“Subordinated Indebtedness” means, with respect to the Company or any Subsidiary, any Indebtedness of the Company or of such Subsidiary, as the case may be, which is expressly subordinated in right of payment to any Senior Indebtedness.



“Subsidiary” means, with respect to any Person, any other Person of which such Person owns, directly or indirectly:

- (i) more than 50% of the voting power of the other Person’s outstanding Voting Stock, or
- (ii) at least 50% of the voting power of the other Person’s Voting Stock as long as such other Person is required by IFRS to be consolidated with such Person for purposes of general financial reporting.

Unless otherwise specified, all references to a “Subsidiary” or to “Subsidiaries” in this Agreement shall refer to a Subsidiary or Subsidiaries of the Company.

“U.S. GAAP” means generally accepted accounting principles in effect in the United States applied on a basis consistent with the principles, methods, procedures and practices employed in the preparation of financial statements, including, without limitation, those set forth in the opinions and pronouncements of the Accounting Principles Board of the American Institute of Certified Public Accountants and statements and pronouncements of the Financial Accounting Standards Board or in such other statements by such other entity as approved by a significant segment of the accounting profession.

“Voting Stock” with respect to any Person, means securities of any class of Capital Stock of such Person entitling the holders thereof (whether at all times or only so long as no senior class of stock has voting power by reason of any contingency) to vote in the election of members of the Board of Directors (or equivalent governing body) of such Person.

“Weighted Average Life to Maturity” means, when applied to any Indebtedness at any date, the number of years (calculated by the Company to the nearest one-twelfth) obtained by dividing:

- (i) the then outstanding aggregate principal amount or liquidation preference, as the case may be, of such Indebtedness into
- (ii) the sum of the products obtained by multiplying:
  - (a) the amount of each then remaining installment, sinking fund, serial maturity or other required payment of principal or liquidation preference, as the case may be, including payment at final maturity, in respect thereof, by
  - (b) the number of years (calculated to the nearest one-twelfth) which will elapse between such date and the making of such payment.



## Section 16

Taxation – Panama



# Taxation – Panama

## Taxation of Interest

Interest payable on the Notes will be exempt from income tax or withholding requirements in Panama, provided that the Notes are registered with the Superintendencia del Mercado de Valores, or SMV, and are initially placed on an exchange or through an organized market. A filing has been made to register the Notes with the SMV and to list the Notes on the Panama Stock Exchange. Accordingly, interest payments made on the Notes will be exempt from income tax or withholding requirements in Panama; provided, however, that there can be no assurance that these tax benefits will not be changed or revoked by the Government in the future. Should the Notes not be initially placed on the Panama Stock Exchange, interest payments will be subject to a 5% income tax, which would have to be withheld by ENSA.

## Taxation of Dispositions

Upon registration of the Notes with the SMV, any capital gains realized by a Noteholder on the sale or other disposition of Notes will be exempt from income tax in Panama, provided that the sale or disposition of the Notes is made through an exchange or other organized market in Panama or outside of Panama. The listing and negotiation of the Notes has been authorized by the Panama Stock Exchange. Thus, any gains realized on the sale of the Notes on this exchange will be exempt from income tax in Panama. In addition, any capital gains realized by a Noteholder who is not resident in Panama on the sale or other disposition of Notes that is executed and effected outside of Panama, and which payment thereof is made outside of Panama, by a purchaser who is not resident in Panama, will not be deemed Panama source income and therefore will not be subject to income tax in Panama. Losses recognized on the sale or disposition of Notes will likewise be disallowed as a deduction for income tax purposes in Panama.

## Stamp and Other Taxes

Upon registration of the Notes with the SMV, the Notes will not be subject to stamp, registration or similar taxes. There are no sales, transfer or inheritance taxes applicable to the sale or disposition of the Notes.

## Foreign Investors

A person domiciled outside of Panama is not required to file a tax return in Panama, solely by reason of his or her investment in the Notes, provided that gains realized on the sale and disposition of the Notes are exempt from income tax as indicated above.



## Section 17

Plan of distribution



## Plan of distribution

Under the terms and subject to the conditions set forth in a purchase agreement dated [●], 2012 (the “Note Purchase Agreement”) among the Company and the investors indicated on Schedule I therein (the “Purchasers”), the Company has offered directly to the Purchasers and each of the Purchasers, severally and not jointly, may agree to purchase, the respective principal amounts of Notes set forth on Schedule I thereto. Deutsche Bank Securities Inc. (the “Placement Agent”) has agreed to assist the Company in obtaining commitments by Purchasers in connection with the initial sale of the Notes. The Placement Agent will act on a best efforts basis with no underwriting commitment.

**Placement Agent:**

Deutsche Bank Securities Inc.  
60 Wall Street, Second Floor  
New York, New York 10005  
Contact: Rafael Kuhn  
Telephone: 212-250-6109  
Facsimile: 646-863-9317

The Placement Agent has advised that it will propose initially to solicit offers for the Notes (or beneficial interests therein) at a price listed on the [cover page] of this Offering Memorandum. After such initial solicitation, the price payable by any such Purchaser may be changed.

The Company has agreed to indemnify the Placement Agent against certain liabilities, including liabilities under the Securities Act of 1933, as amended (the “Securities Act”), and will contribute to payments the Placement Agent may be required to make in respect thereof.

The Placement Agent is placing the Notes (or beneficial interests therein) on behalf of the Company, subject to approval of legal matters by their counsels, including the validity of the Notes, and other conditions contained in the Note Purchase Agreement. The Placement Agent reserves the right to withdraw, cancel or modify their offers to Purchasers and the Notes.

The offer of the Notes to the Purchasers will be made without registration of the Notes under the Securities Act and may not be offered or sold in the United States or to U.S. persons unless the Notes are registered under the Securities Act or pursuant to an available exemption from registration thereunder. The Placement Agent proposes to solicit offers for the Notes in reliance upon either (i) the exemption from the registration requirements of the Securities Act provided in Section 4(a)(2) thereof, or (ii) the exemption from the registration requirements provided by Regulation S, as follows:

To persons the Placement Agent reasonable believes to be a qualified institutional buyer; or

Pursuant to offers and sales to non-U.S. persons that occur outside the United States within the meaning of Regulation S.

The Company does not intend to list the Notes, or to have the Notes authorized for trading, on any exchange other than the Panamanian Stock Exchange. The Company applied for listing of the Notes on the Panamanian Stock Exchange on [ ], and the application was approved on [ ].

Purchasers may be required to pay stamp taxes and other charges in accordance with the laws and practices of the country of purchase in addition to the offering price of the Notes (or beneficial interests therein) so purchased.





The Placement Agent is not obligated to make a market or otherwise facilitate trading in the Notes (or beneficial interests therein) and any such activities, if commenced, may be discontinued at any time, for any reason, without notice. If the Placement Agent does not facilitate trading in the Notes (or beneficial interests therein) for any reason, there can be no assurance that another firm or person will be able to do so.

In the ordinary course of their businesses, the Placement Agent and its Affiliates in the future may engage in commercial and investment banking or other business with the Company and its Affiliates, including the extension of credit facilities.



## Section 18

Legal matters



## Legal matters

Certain matters of Panamanian law will be passed upon by Arias, Fabrega & Fabrega, special Panamanian counsel to both the issuer and investors. The validity of the Notes offered and sold pursuant to this offering and certain other matters will be passed upon by Jones Day acting as Issuer's counsel, and by Hogan Lovells US LLP, acting as investor's counsel.

Alemán, Cordero, Galindo & Lee serves as the Company's external corporate counsel in Panama.



## Section 19

Independent accountants



## Independent accountants

ENSA is audited annually by international independent accounting firms. The Company's audited financial statements and the accompanying notes are on file with the Superintendency of Capital Markets ([www.supervalores.gob.pa](http://www.supervalores.gob.pa)), the Panama Stock Exchange ([www.panabolsa.com](http://www.panabolsa.com)) and are publicly available on the Company's website ([www.ensa.com.pa](http://www.ensa.com.pa)).



# Elektra Noreste, S.A.

# ENSA

**\$80,000,000 de Bonos Corporativos con Prelación no asegurados a vencer el 13 de Diciembre de 2027**

Prospecto impreso al 24 de diciembre de 2012

Elektra Noreste, S.A. ("Elektra Noreste" "ENSA" la "Compañía" o el "Emisor") es una *sociedad anónima* organizada conforme a las leyes de la República de Panamá ("Panamá"), con escritura pública número 143 del 19 de enero de 1998 de la Notaría Pública Segunda del Circuito de Panamá, con domicilio en la República de Panamá, registrada en la microficha 340439, rollo 57983, imagen 56 de la Sección Mercantil del Registro Público, desde el 22 de enero de 1998. ENSA emitirá \$80,000,000 de bonos corporativos senior no garantizados, que vencerán el 13 de diciembre de 2027 (los "Bonos"). El Emisor pagará una tasa de interés sobre los Bonos de 4.73%, pagaderos semestralmente por período vencido, cada 13 de diciembre y 13 de junio, comenzando el 13 de junio de 2013, calculado sobre la base de un año de 360 días de doce meses de 30 días. Los Bonos no estarán garantizados. Los Bonos estarán en igualdad de rango (*pari passu*) con todas las demás deudas no aseguradas de la Compañía.

El presente Prospecto se le proporciona de manera confidencial para su uso exclusivo en relación con su consideración de invertir en los títulos valores (los "Títulos") a ser emitido por ENSA. El presente Prospecto no tiene la intención de proporcionar la base principal para cualquier decisión acerca de, o evaluación de, los Títulos y no deben considerarse una recomendación para que usted participe en la transacción propuesta. La información contenida en este documento ha sido preparada para ayudar a las partes interesadas a realizar su propia evaluación de la Compañía y no pretende contener toda la información que puede necesitar un posible comprador.

La cotización y la venta de los Bonos han sido autorizadas por la *Bolsa de Valores de Panamá, S.A.* La presente autorización no implica ninguna recomendación ni opinión con respecto a los Bonos o a la Compañía.

LA OFERTA PÚBLICA DE ESTOS VALORES HA SIDO AUTORIZADA POR LA *SUPERINTENDENCIA DEL MERCADO DE VALORES DE PANAMA* MEDIANTE RESOLUCIÓN SMV NO. 432-12 DEL 20 DE DICIEMBRE DE 2012. ESTA AUTORIZACIÓN NO IMPLICA QUE LA *SUPERINTENDENCIA* RECOMIENDA LA INVERSIÓN EN TALES VALORES NI REPRESENTA OPINIÓN FAVORABLE O DESFAVORABLE SOBRE LA PERSPECTIVA DEL NEGOCIO. LA *SUPERINTENDENCIA DEL MERCADO DE VALORES* NO SERÁ RESPONSABLE POR LA VERACIDAD DE LA INFORMACIÓN PRESENTADA EN ESTE PROSPECTO O DE LAS DECLARACIONES EN LAS SOLICITUDES DE REGISTRO.

SI SE OFRECERAN, LOS TÍTULOS NO SE REGISTRARÁN CONFORME A LA LEY DE VALORES DE 1933, CON SUS MODIFICACIONES (LA "LEY DE VALORES"), LAS LEYES DE VALORES DE CUALQUIER ESTADO DE LOS ESTADOS UNIDOS O LAS LEYES DE TÍTULOS VALORES DE OTRA JURISDICCIÓN Y NO PODRÁN SER OFRECIDOS, VENDIDOS NI DE OTRA MANERA TRANSFERIDOS A MENOS QUE ESTÉ DISPONIBLE UNA EXENCIÓN DE REGISTRO CONFORME A LA LEY DE VALORES Y LAS LEYES DE TÍTULOS VALORES ESTATALES APLICABLES.

La Comisión de Bolsa y Valores de los Estados Unidos ni autoridad regulatoria de títulos estatal ha comunicado la exactitud ni la adecuación de este Prospecto. Cualquier declaración en contrario es ilegal. Los compradores deben correr el riesgo asociado con el mantenimiento de la inversión durante un período indefinido de tiempo ya que los Títulos no se han registrado conforme a la Ley de Valores ni ninguna ley de títulos estatales y no podrán transferirse ni revenderse excepto que esté permitido conforme al registro o exención conforme a la Ley de Valores y las leyes de títulos estatales aplicables. No habrá compromiso para registrar los Títulos en virtud de lo establecido en el presente y la Compañía no ha acordado ofrecer derechos de registro a ningún comprador.

La inversión en los Bonos involucra ciertos riesgos. Para una discusión de estos riesgos, vea "Factores de Riesgo"

**CONFIRMACIÓN DE SU DECLARACIÓN:** En los Estados Unidos, para ser elegible para ver el presente Prospecto o tomar una decisión sobre invertir en Títulos, usted debe ser (1) un "inversor calificado" institucional dentro del significado de la Norma 501(a)(1),(2),(3) y (7) conforme a la Ley de Valores de los Estados Unidos que desee y tenga la capacidad de realizar una investigación independiente sobre los riesgos de la tenencia de los Títulos y a quien se le solicitará declarar que dicho inversor adquiere los Títulos como inversión o (2) fuera de los Estados Unidos y que no sea un ciudadano estadounidense de acuerdo con la Regulación S conforme a la Ley de Valores, siempre que todo comprador de los Títulos sea un "inversor calificado" dentro del significado de la Norma 501(a)(1),(2),(3) o (7) de la Ley de Valores. Al aceptar este Prospecto, se considerará que usted nos ha declarado que cumple con los requerimientos anteriormente mencionados. Se le recuerda que el presente Prospecto le ha sido entregado a usted sobre la base de que usted es una persona en cuya posesión el presente documento será entregado conforme a las leyes de la jurisdicción en la que usted se encuentra y usted no podrá ni tampoco estará autorizado(a) a entregar este Prospecto a ninguna otra persona. Los materiales relacionados con la oferta no constituyen y no se podrán utilizar en relación a una oferta o solicitud en ningún lugar donde las ofertas o solicitudes no están permitidas por ley.



### Resumen de los Títulos

	Cálculo de la tasa de interés	Fechas de pago de interés	Precio para los inversores	Gastos (a)	Importes netos para la Compañía	Capital pagado del Emisor (b)
Bonos de 4.73% que vencen en 2027	Rendimiento de 1.58% del Bono de 10 años de la Tesorería de los Estados Unidos mas 3.15%	Diciembre 13, Junio 13	\$80,000,000	Aproximadamente \$635,000	\$79,365,000	<del>\$80,000,000</del> \$106,090,875 o 75.4%
	Información por unidad (c)		\$100,000	\$794	\$99,206	

- (a) Consulte "Uso de los Importes" para obtener detalles sobre los gastos  
(b) Representa las acciones comunes autorizadas y emitidas el 30 de junio de 2012.  
(c) Denominación mínima de \$100,000

FECHA DE LA OFERTA: 27 DE DICIEMBRE DE 2012 – FECHA DE IMPRESIÓN: 24 DE DICIEMBRE DE 2012



#### EL EMISOR

Mr. Javier Pariente  
Elektra Noreste, S.A.  
Costa del Este, Business Park  
Torre Oeste, Piso 3  
Plaza Panama 08330202  
Panama City, Republic of Panama  
Teléfono: + 507 340-4608  
Fax: + 507 340-4785  
Correo electrónico: javier.pariente@ensa.com.pa

#### AGENTE DE COLOCACIÓN

Deutsche Bank Securities Inc.  
60 Wall Street, Second Floor  
New York, New York 10005  
Teléfono: +1 212-250-6109  
Fax: +1 646-863-9317  
Contacto: Mr. Rafael Kuhn / Email: rafael.kuhn@db.com

#### CORREDOR LOCAL

B.G. INVESTMENT CO, INC.  
Calle Aquilino de la Guardia y Roberto Arango, BG Valores, Piso 3  
Teléfono: + 507 205-1764  
Fax: + 507 205-8164  
Contacto: Ms. Mitzi Alfaro / Email: malfaro@bgeneral.com

#### FIDUCIARIO, REGISTRADOR, AGENTE DE PAGO Y DE TRANSFERENCIA

The Bank of New York Mellon  
Corporate Trust Department – Global Finance Unit  
101 Barclay St, Floor 4E  
New York, NY 10286  
Tel: +1 212 815 5734 Fax: +1 212 815 5366  
Contacto: Catherine F. Donohue / Email: catherine.donohue@bnymellon.com

#### ASESORES LEGALES

##### Asesoramiento al Emisor

Jones Day  
222 East 41st Street  
New York, New York 10017  
United States of America  
Tel: +1 212-326-3437 / Fax: +1 212-755-7306  
Contacto: Mr. Richard Kosnik  
Correo electrónico: rkosnik@jonesday.com

##### Asesoramiento a los Inversores

Hogan Lovells US LLP  
875 Third Avenue  
New York, NY 10022  
United States of America  
Tel: +1 212 918 3000 / Fax: +1 212 918 3100  
Contacto: Mr. Emil Arca  
Correo electrónico:  
emil.arca@hoganlovells.com

##### Asesoramiento local especial

ARIAS, FÁBREGA & FÁBREGA  
Edificio Plaza 2000, Calle 50  
Apartado 0816-01098  
Ciudad de Panamá, República de Panamá  
Tel: + 507 205-7000 / Fax: + 507 205-7002  
Contacto: Mr. Ricardo M. Arango  
Correo electrónico: rarango@arifa.com

#### Superintendencia del Mercado de Valores

Entidad de Registro  
Edificio Bay Mall - Piso 2 - Oficina 206, Av. Balboa  
Apartado Postal 0832-2281 W.T.C.  
Ciudad de Panamá, República de Panamá  
Tel: + 507 265 2514 / Fax + 507 269 8842, Contacto: Alejandro Abood, Email: [aabood@supervalores.gob.pa](mailto:aabood@supervalores.gob.pa)

#### BOLSA DE VALORES DE PANAMÁ

BOLSA DE VALORES DE PANAMÁ, S.A.  
Listado de Valores  
Edificio Bolsa de Valores, Avenida Federico Boyd y Calle 49, Apartado 87-0878  
Ciudad de Panamá, República de Panamá  
Tel: + 507 269-1966 / Fax: + 507 269-2457, Contacto: Roberto Brenes, Email: [rbrenesp@panabolsa.com](mailto:rbrenesp@panabolsa.com)





# Índice

## Sección

1	Aviso del Agente de Colocación	1
2	Resumen	5
3	Resumen de la información financiera histórica	35
4	Factores de riesgo	37
5	Uso de los importes	45
6	Capitalización	47
7	Datos financieros históricos seleccionados	49
8	Discusión y análisis de la condición financiera y los resultados de las operaciones	53
9	Descripción del negocio	83
10	Descripción general de la industria de electricidad panameña	132
11	Administración y gestión corporativa	152
12	Capital accionario	164
13	Transacciones con partes relacionadas	166
14	Descripción de otros endeudamientos	168
15	Descripción de los Bonos	170
16	Fijación de impuestos – Panamá	221
17	Plan de distribución	223
18	Asuntos legales	226
19	Contables independientes	228



# Section 1

Aviso del Agente de Colocación



## Aviso del Agente de Colocación

A los fines del presente Prospecto los términos “ENSA” y la “Compañía” se refieren a Elektra Noreste, S.A. y/o sus subsidiarias según convenga.

El presente Prospecto Informativo (“Prospecto”) se le proporciona a usted confidencialmente para su uso exclusivo en relación con su consideración sobre la adquisición de los bonos corporativos no asegurados (los “Bonos”) de ENSA. El presente Prospecto no tiene la intención de proporcionar la base principal de cualquier decisión sobre, o evaluación de, los Bonos (incluida la evaluación de la aptitud crediticia de ENSA) y no deben considerarse como una recomendación para que participe en la transacción propuesta.

Deutsche Bank Securities Inc. (“DBSI”), que actúa como el Agente de Colocación, se le ha solicitado que asista en la preparación del presente Prospecto. La información contenida y que acompaña al presente Prospecto se ha obtenido de parte de la Compañía y de otras fuentes identificadas en este documento, pero no ha sido verificada por el Agente de Colocación. Ninguna declaración ni garantía, expresa o implícita, se realiza sobre la exactitud o integridad de dicha información o sobre cualquier otro asunto respecto a dicha información o al presente Prospecto (o la validez, integridad o divulgación apropiada de suposiciones subyacentes a las estimaciones, pronósticos o proyecciones contenidas en este documento). El Agente de Colocación no se ha comprometido a revisar la condición financiera, las proyecciones, los negocios o asuntos de la Compañía, o de cualquier subsidiaria o filiales de la Compañía, en cualquier momento o a aconsejar a cualquier inversor o inversor potencial sobre cualquier información en su posesión o que llame su atención. Ninguna declaración o garantía se realiza, expresa o implícitamente, sobre la exactitud o integridad de cualquier comunicación escrita u oral transmitida o realizada a un receptor en este documento. En todos los casos, los receptores deben realizar su propia investigación y análisis de la transacción descrita en este documento.

La Compañía pondrá a disposición de los inversores calificados que hayan revisado este Prospecto y deseen considerar otra inversión en los Bonos la oportunidad de hacer preguntas sobre, y recibir respuestas de, la Compañía sobre la oferta de los Bonos y de obtener información relevante adicional que la Compañía posee o puede adquirir sin un esfuerzo ni gasto no razonable.

Además de ofrecer públicamente los Bonos en Panamá, los Bonos descritos en este documento se ofrecen de manera privada a los “inversores acreditados institucionales” y dicho término se define en la Regulación D de la Ley de Valores de 1933, con sus modificaciones (la “Ley”). Ni la Comisión de Bolsa y Valores ni ninguna autoridad regulatoria de títulos estatal de los EE.UU. ha transmitido la exactitud o adecuación del presente Prospecto o la información en este documento. Cualquier declaración en contrario es ilegal. El presente Prospecto no constituye una oferta ni solicitud en ningún estado ni otra jurisdicción en la que dicha oferta o solicitud no esté en cumplimiento con las leyes de títulos valores o la legislación para regular la emisión y venta de valores de dicha jurisdicción. Los compradores deben correr el riesgo asociado con el mantenimiento de la inversión por un período indefinido de tiempo ya que los Bonos no han sido registrados conforme a la Ley ni a ninguna ley de títulos del estado y no podrán transferirse ni revenderse excepto según esté permitido de conformidad con el registro o la excepción conforme a la Ley y las leyes estatales de títulos valores aplicables. No habrá compromiso para registrar los Bonos en los EE.UU. en lo sucesivo y la Compañía no ha acordado otorgar los derechos de registro a ningún comprador.

No se otorgará información a un posible comprador posterior de los Bonos a menos que dicho posible comprador declara que es un “inversor acreditado institucional” (según lo establecido anteriormente) y acuerde estar sujeto por los términos en este documento. La venta posterior de los Bonos en los EE.UU se limitarán a los “inversores acreditados institucionales” a menos que la Compañía apruebe lo contrario por escrito.



El presente Prospecto incluye "declaraciones de proyecciones futuras" dentro del significado de la Sección 27A de la Ley y la Sección 21E de la Ley del Mercado de Valores de 1934 de los EE.UU., con sus modificaciones (la "Ley del Mercado de Valores"). Todas las declaraciones que no sean las declaraciones de los hechos históricos incluidos en el presente Prospecto, incluidos, sin limitaciones, a las relativas a las posiciones financieras, la estrategia comercial, los planes y objetivos de la gerencia para futuras operaciones de la Compañía, son declaraciones de proyecciones futuras. Dichas declaraciones de proyecciones futuras incluyen los riesgos conocidos y desconocidos, la incertidumbre y demás factores que pueden causar los resultados actuales, el rendimiento o los logros expresos o implícitos de dichas declaraciones de proyecciones futuras. Dichas declaraciones de proyecciones futuras se basan en numerosas suposiciones sobre las estrategias comerciales presentes y futuras de la Compañía y el entorno en el que la Compañía operará en el futuro. Diferentes factores pueden causar que los resultados de la Compañía, el rendimiento o los logros difieran materialmente de aquellos en las declaraciones de proyecciones futuras. Estas declaraciones de proyecciones futuras son válidas solamente en la fecha del presente Prospecto. La Compañía expresamente excluye toda obligación o compromiso de divulgar públicamente toda actualización o revisión de cualquier declaración de proyecciones futuras contenida en este documento para reflejar cualquier cambio en las expectativas de la Compañía con respecto a la misma o cualquier cambio en los hechos, condiciones o circunstancias sobre las que se base cualquier declaración, a menos que las leyes panameñas y/o leyes de títulos valores estadounidenses requieran lo contrario.

El presente Prospecto contiene breves descripciones de los negocios de la Compañía, de los acuerdos y de otros documentos. Estas descripciones no tienen la intención de ser completas. La información en el presente Prospecto se cree que es verdadera en la fecha del Prospecto pero no es necesariamente verdadera o completa a partir de cualquier fecha posterior. La entrega de este Prospecto no implica que no haya habido cambios en los negocios o condición financiera de la Compañía o que la información establecida en el presente Prospecto sea verdadera a partir de cualquier fecha que no sea la fecha del Prospecto u otras fechas respectivas especificadas. La información establecida en el presente Prospecto está calificada en todos los aspectos por la información más detallada presentada en los archivos regulatorios de la Compañía en la Superintendencia del Mercado de Valores de Panamá (la "SMV") emitida en o con anterioridad a la fecha en la que la compra y la venta de los bonos tiene lugar ("Cierre de los Bonos") La información adicional sobre los negocios de la Compañía puede estar contenida en comunicados de prensa que la Compañía puede publicar de tanto en tanto con posterioridad a la fecha del presente Prospecto. Si desea obtener mayor información detallada o actualizada sobre la Compañía o el texto de los documentos resumidos en el presente Prospecto, se le solicita que revise los archivos regulatorios de la Compañía y los recientes comunicados de prensa. Los archivos regulatorios de la Compañía y todo comunicado de prensa publicado por la Compañía con posterioridad a la fecha del presente Prospecto y en la fecha o con anterioridad a que el Cierre de los Bonos se incorpora por referencia en el presente Prospecto. Excepto lo descrito en la oración precedente, la información en el sitio web de la Compañía o que de otra manera se publique no forma parte del presente Prospecto.

La información en el presente Prospecto (incluida la información incorporada por referencia en el presente) y toda información que el personal de la Compañía pueda proporcionarle por escrito en respuesta a preguntas que usted pueda hacerle a la Compañía en relación con la oferta de los Bonos es la única información que ha sido autorizada por la Compañía o el Agente de Colocación para su uso en relación con la colocación de los Bonos. Usted no puede confiar en ninguna otra información en relación con su decisión de adquirir los Bonos.

Para mayor información por favor póngase en contacto con:

**Deutsche Bank Securities, Inc.**

60 Wall Street, 2nd Floor  
New York, NY 10005

**El Equipo de Colocación****Fax: (212) 863-9317**

<b>Nombre</b>	<b>Cargo</b>	<b>Teléfono</b>	<b>Correo electrónico</b>
Meara Kelley	Director	+1 212 250 6109	meara.kelley@db.com
Cathrin Niehaus	Vice Presidente	+44 207 545 1178	cathrin.niehaus@db.com
Rafael Kuhn	Asociado	+1 212 250 6109	rafael.kuhn@db.com
Charles De Roziere	Analista	+1 212 250 6109	charles.de-roziere@db.com



## Section 2

Resumen



## Resumen

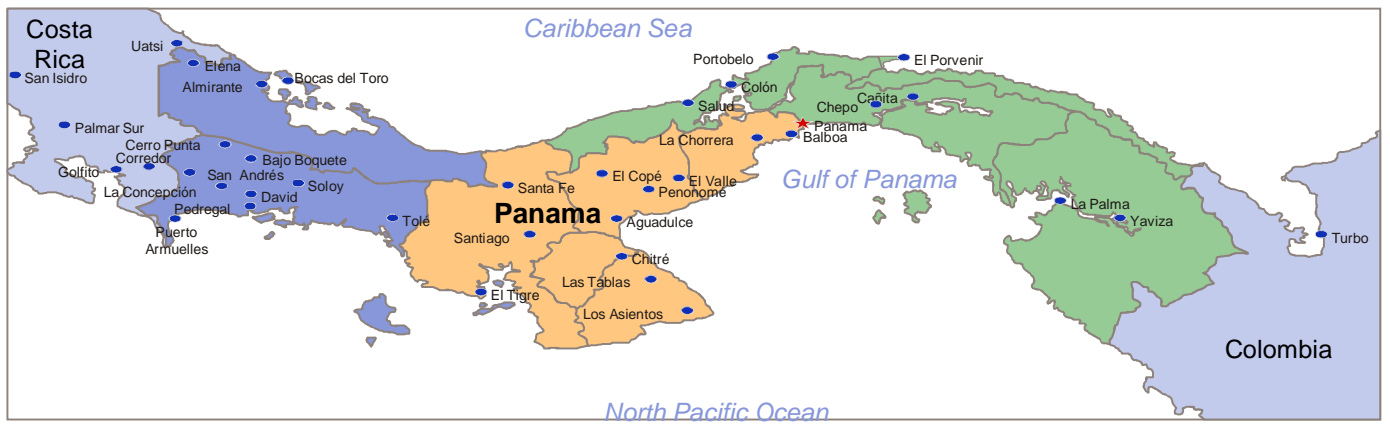
Elektra Noreste, S.A. ("ENSA" o la "Compañía") es la segunda compañía de distribución de electricidad más importante de Panamá en términos de volumen de electricidad distribuido, del número de clientes y del área servida. La Compañía mantiene una concesión exclusiva conforme a un contrato de concesión con el Gobierno de Panamá (el "Contrato de Concesión") para operar la red de distribución de electricidad en la parte norte y este de Panamá, incluida la parte este de la Ciudad de Panamá, la ciudad puerto de Colón y el Golfo de Panamá. A partir del 30 de junio de 2012, las operaciones de ENSA cubrían un territorio de aproximadamente 29,200 kilómetros cuadrados que incluían aproximadamente 1.4 millones de habitantes o el 43 % de la población total de Panamá incluidos tres de los centros económicos principales de Panamá. Al 31 de diciembre de 2011, ENSA tenía una participación en el mercado de aproximadamente el 43 % de los clientes y aproximadamente el 41 % de las ventas totales de energía de Panamá.

En 2011 ENSA tenía ventas totales de energía de 2,716 GWh a un promedio de 360,481 clientes. De los clientes del año 2011 de la Compañía aproximadamente el 91.7 % eran clientes residenciales, el 7.4 % eran clientes comerciales e industriales y gran parte de los restantes eran clientes del gobierno. Del total de las ventas de energía del año 2011 (2,716 GWh), aproximadamente el 33.9 % de nuestras ventas fueron a clientes residenciales, aproximadamente el 52.9 % fueron a clientes comerciales e industriales y aproximadamente el 13.2% fueron a clientes del gobierno. Durante el período de seis meses que finalizó el 30 de junio de 2012, ENSA tuvo ventas totales de energía de 1,458 GWh a un promedio de 365,355 clientes, de los cuales aproximadamente el 91.7 % fueron clientes residenciales y el 7.5 % fueron clientes comerciales e industriales y gran parte de los restantes fueron clientes del gobierno. Durante el mismo período, aproximadamente el 34 % de los 1,458GWh de la venta de energía fue a clientes residenciales, aproximadamente el 52.8 % fue a clientes comerciales e industriales y aproximadamente el 13.3 % fue a clientes del gobierno.

Al 31 de diciembre de 2011, la red de distribución de electricidad de la Compañía estaba compuesta de aproximadamente 9,431 kilómetros de líneas de distribución y transmisión, trece subestaciones clave, aproximadamente 24,084 transformadores y equipamiento relacionado. Las líneas de distribución de ENSA de 9,431 kilómetros están compuestas de aproximadamente 8,761 kilómetros de circuitos de cables aéreos y 670 kilómetros de circuitos de cable subterráneos. El territorio de servicio de la Compañía es relativamente denso con 13 subestaciones clave y un factor de carga, que es la proporción de la carga promedio con la carga máxima, de aproximadamente el 70 %, reflejando un buen equilibrio entre el perfil de la carga residencial, el aire acondicionado durante el día y los requerimientos de iluminación del sector comercial.



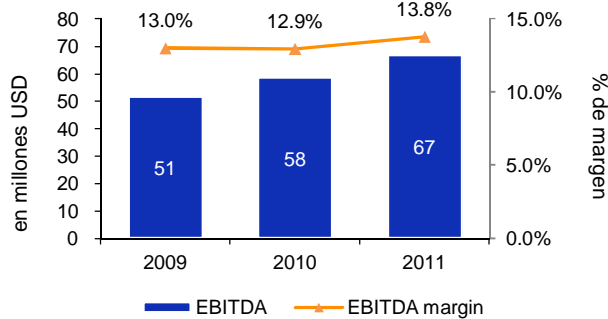
### Área de concesión de ENSA



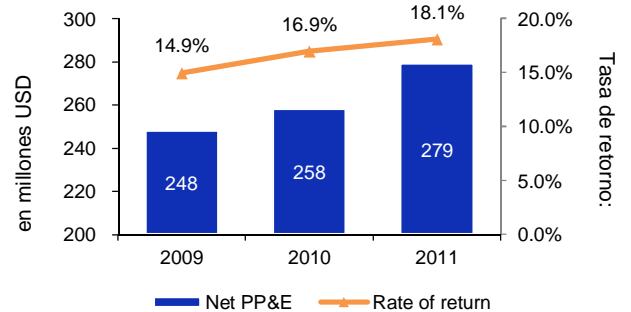
Fuente: Información de la Compañía, Deutsche Bank

Durante el año fiscal que finalizó el 31 de diciembre de 2011, ENSA tuvo una demanda máxima de 460MW, ingresos de 484 millones USD, ganancias antes de intereses, depreciación y amortización o EBITDA de 67 millones USD y activos fijos netos de 279 millones USD. Los siguientes diagramas resaltan el desarrollo de la EBITDA de la Compañía y la tasa de retorno durante los últimos tres años fiscales:

**EBITDA / Margen de EBITDA**



**Activos fijos netos / tasa de retorno permitida**



Bono: Tasa de retorno permitida definida como la EBIT dividida por el  
Fuente: Información de la Compañía

### Historia y estructura de la tenencia

En relación con el proceso de privatización del sector de electricidad de Panamá, ENSA fue incorporada el 22 de enero de 1998 y a través de un Contrato de Compraventa de Acciones fechado el 30 de octubre de 1998, el 51 % de las acciones comunes de la Compañía fue vendido al Grupo de Distribución de Panamá S.A. o PDG con el restante 49 % retenido por el Gobierno de Panamá.





### Eventos clave

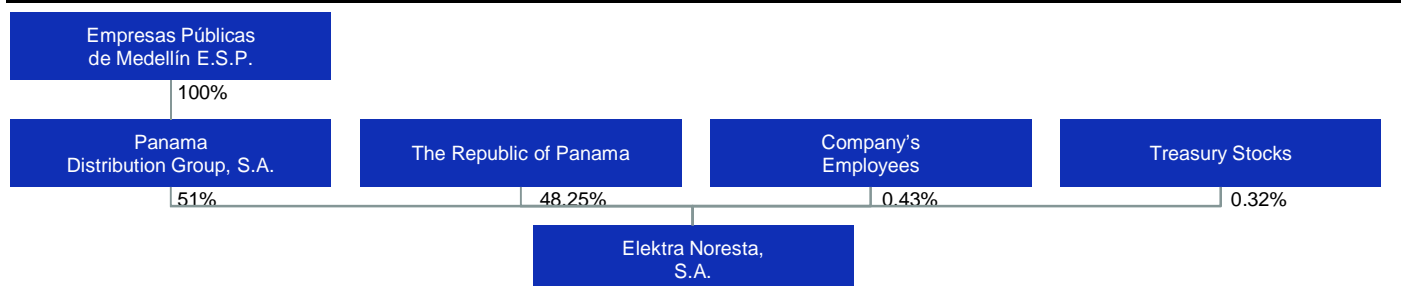
<b>Enero de 1998</b>	– ENSA fue incorporada el 22 de enero de 1998 con la privatización del sector de la electricidad de Panamá
<b>Octubre de 1998</b>	– El Grupo de Distribución de Panamá S.A (PDG) adquiere la participación del 51 % de ENSA con el balance mantenido por el Gobierno de Panamá. – En el momento de la venta, Constellation Power International Investments, Ltd, o CPII, una sociedad exenta de responsabilidad limitada en las Islas Caimán, era propietaria del 80 % de las acciones en circulación de las acciones comunes de PDG y Primer Grupo Energético, una compañía de Panamá, era propietaria de las restantes acciones en circulación.
<b>Noviembre de 1998</b>	– "Acuerdo de Consultoría de Gestión" celebrado con CPI, Limitada para proveer servicios de gestión y consultoría a ENSA.
<b>Setiembre de 2005</b>	– CPII adquirió el interés minoritario de Primer Grupo Energético en PDG y la empresa matriz de CPII, Constellation Power, Inc. vendió su 100 % de interés en CPII a ciertos fondos de inversión administrados por Ashmore Investment Management Limited, o Ashmore – Como resultado, estos fondos de inversión, a través de su propiedad de CPII, poseía la totalidad de las acciones en circulación de las acciones comunes de PDG (al momento de la venta, CPII sufrió un cambio de nombre y ahora es conocida como CPI, Limitada) – Como parte de una reestructuración corporativa a nivel de Ashmore, los fondos de inversión que poseen CPI, Limitada y que son administrados por Ashmore han contribuido su propiedad colectiva de CPI, Limitada a Ashmore Energy International LLC, o AEI Delaware. A cambio, estos fondos eran acciones emitidas en AEI
<b>Julio de 2006</b>	– La oferta de Bonos Corporativos fue realizada por el monto agregado de 100.0 millones USD. Los importes de la oferta de los Bonos fueron usados para cancelar un préstamo bancario sindicado a largo plazo de aproximadamente 95.2 millones USD (al 31 de marzo de 2006) de los cuales 93.8 millones USD era el capital y 1.4 millones USD interés. Los importes restantes fueron usados para cancelar deudas pendientes a corto plazo y los gastos asociados a la oferta de los Bonos. Los bonos fueron ofertados a compradores institucionales calificados conforme a la Norma 144A (Regulación S) registrados en la Comisión Nacional de Valores (ahora Superintendencia del Mercado de Valores) y además listado en la Bolsa de Valores de Panamá.

### Eventos clave (continuación)

<b>Octubre de 1998</b>	– Se ofrecieron Bonos Corporativos locales por el monto agregado de 40 millones USD, suscribiéndose el monto de 20 millones USD. Los importes de los Bonos ofertados se utilizaron para financiar los Gastos de Capital Los Bonos se registraron en la Comisión Nacional de Valores (ahora Superintendencia del Mercado de Valores) y listados en la Bolsa de Valores de Panamá.
<b>Noviembre de 2009</b>	– El "Acuerdo de Consultoría de Gestión" celebrado entre CPI, Limitada y ENSA expiró y no fue renovado.
<b>Marzo de 2011</b>	– Empresas Publicas de Medellín, ESP adquirió el control del 51 % de las acciones de ENSA después de comprar PDG a AEI.

El siguiente organigrama describe en líneas generales el capital social actual de ENSA:

### Organigrama de ENSA



Fuente: Información de la compañía



Empresas Públicas de Medellín ESP (EPM), con calificación de grado de inversión "BBB" de Fitch, posee el 51 % de ENSA por medio de su 100 % de propiedad de PDG y a su vez controla la Compañía. En octubre de 2012, el Gobierno de Panamá le solicitará a EPM realizar una licitación para la venta potencial del 51 % de propiedad de PDG de ENSA. EPM establecerá su precio de reserva al comienzo del proceso de licitación y solo se le solicitará aceptar una oferta mayor. Si EPM elige vender su posición en la Compañía, retendrá todos los importes de venta.

### **Marco regulatorio de la electricidad de Panamá**

Panamá tiene una estructura regulatoria establecida para la industria de la electricidad, que se basa en la legislación introducida entre 1996 y 1998 en preparación para la privatización de los sectores de distribución y generación en la última parte de 1998. Este marco prevé un regulador independiente, el Ente Regulador de los Servicios Públicos, o el ERSP (cuyo nombre cambió en abril de 2006 por el de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos o la ASEP) y un proceso transparente de establecimiento de tarifas para regular el uso de los cargos del sistema y las estructuras de tarifas para la venta de energía a aquellos que la adquieren directamente a los distribuidores de electricidad o clientes regulados. La estructura de tarifas tiene dos componentes: el componente de costo de energía y el componente máximo de tarifas de distribución. El componente de costo de energía de las tarifas cobradas por las compañías de distribución a sus clientes regulados se establecen como una transferencia de los costos de energía y se establecen para permitir que los distribuidores recuperen el costo de energía, las cuotas de transmisión y el consumo de alumbrado público. El componente máximo de la tarifa de distribución o el Valor Agregado de Distribución o VAD, cobrado por las compañías de distribución se establece para permitir que estas compañías recuperen sus inversiones eficientes y los gastos operativos, de mantenimiento, administrativos y comerciales, las pérdidas de energía estándar y un retorno razonable del capital invertido. Cada uno de estos costos y el retorno de capital es determinado por la ASEP en base a los gastos y retornos de las compañías comparables. Todo monto operativo y de inversión que exceda los de las compañías comparables son considerados ineficientes y no son recuperables.

Según el marco regulatorio originalmente establecido por la ASEP las fórmulas de tarifas VAD se determinan cada cuatro años y los cargos se ajustan cada seis meses en base al índice del precio al consumidor de Panamá o CPI, mientras el componente del costo de energía había sido ajustado cada seis meses para reflejar las fluctuaciones en los costos de energía. El VAD actual está en funcionamiento desde julio de 2010 y mantendrá su vigencia hasta junio de 2014.

La Ley 57 del 13 de octubre de 2009 incluía un nuevo artículo en la Ley 6 de 1997 para autorizar a Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. o ETESA, el operador del sistema de electricidad interconectado nacional de Panamá, para procesar y otorgar licitaciones para adquisición de energía en nombre de los distribuidores. Se solicita que los distribuidores firmen y gestionen dichos contratos. La ley modificó un artículo sobre las multas que el regulador puede imponer a los distribuidores, aumentando el monto a 20.0 millones USD. La ley también modificó los procedimientos utilizados para procesar las reclamaciones de los clientes sobre las facturas de electricidad y establecía el derecho de los clientes de abstenerse de pagar la parte de una factura objetada en virtud de un proceso de reclamo.

La Ley 51 del 29 de setiembre de 2010 creó la Autoridad de Limpieza Urbana y Doméstica e incluyó una modificación de ciertos artículos de la Ley 6 de 1997 de manera que a los distribuidores se les solicitó que incluyeran las tasas aplicadas a los clientes en su factura e electricidad por juntar los desperdicios en su factura de electricidad.



La Ley 58 del 30 de mayo de 2011 modificó los artículos de electrificación rural. Esta modificación promulgó un nuevo método para calcular el subsidio del gobierno pagado a los distribuidores para reducir los gastos de operación y mantenimiento. Con anterioridad a este cambio en la legislación, el gobierno proporcionó subsidios basados en el valor neto presente de los costos para los próximos 20 años. Después del cambio en la legislación, los subsidios se basan en los costos esperados para los próximos cuatro años. Además, la ley estableció el Fondo de Electrificación Rural en la cual a los generadores y distribuidores se les solicita realizar contribuciones que no excedan el 1 % del ingreso neto antes de impuestos durante un período de cuatro años.

La Ley 68 del 1 de Setiembre de 2011 requería que los distribuidores respondieran las reclamaciones de los clientes dentro de los 15 días calendarios y autorizaba a la ASEP a establecer una tabla de compensación por los daños a los electrodomésticos del cliente.

El Decreto Ejecutivo No. 247 del 19 de marzo de 2012 regula la Ley 65 del 26 de octubre de 2010 que corrigió la Ley No. 6 para incorporar los Artículos 140-A y 140-B relacionados con el traslado de los servicios públicos (principalmente postes y conductores) con el fin de facilitar el trabajo público realizado por el Gobierno. El decreto ejecutivo estableció un período finito de tiempo en el que los distribuidores deben cumplir con las directivas de traslado o eliminación de la infraestructura eléctrica. Conforme al Contrato de Concesión de ENSA, cada vez que un tercero solicite el traslado de la infraestructura eléctrica, dicho tercero debe cubrir el costo.

La Ley 15 del 26 de abril de 2012 estableció pautas para la planificación de la infraestructura subterránea de las telecomunicaciones, televisión por cable y electricidad. La ley prevé que (i) el regulador determinará la ubicación de las instalaciones y (ii) los distribuidores diseñarán, gestionarán y ejecutarán el proceso de licitación para determinar quien realizará las instalaciones en su respectiva zona de concesión. El presente régimen de tarifas (válido hasta el 30 de junio de 2014) incluye 7.0 millones USD presupuestados para la construcción de una red subterránea para respaldar la Zona de Libre Comercio de Colón. En base a este precedente, la Compañía cree que los futuros programas de instalación subterránea serán incorporados en los ingresos máximos permitidos para los distribuidores.

La Ley 43 del 9 de agosto de 2012 autoriza al regulador a determinar el criterio y los procedimientos de cumplimiento para las compañías de distribución con respecto al artículo 47 de la Ley 6 de 1997. Dicho artículo establece el período de tiempo y el proceso de renovación de los contratos de concesión de la compañía de distribución. La ley también autoriza a ETESA a realizar procesos de licitación internacionales para la compra de energía en base al tipo de tecnología de generación.



## Renegociación de la concesión

El contrato de concesión vigente de ENSA expirará en octubre de 2013. Formulas de tarifas se revisan cada cuatro años antes del reajuste del componente de Ingreso Máximo Permitido (MAI, por sus siglas en inglés) de la tarifa. Durante el proceso de renovación del contrato de concesión, todos los términos del contrato, incluyendo la fórmula de tarifas, son evaluados por cambios potenciales. Este proceso de renegociación también incluye una licitación pública obligatoria para la participación de EPM en la Compañía. La ASEP ha exigido a una firma consultora y a un banco de inversión a que la aconsejen sobre el proceso de renovación del contrato de concesión.

La revisión de parte de los consultores esta dividida en dos etapas: la primera etapa implica una revisión técnica para evaluar los posibles cambios en los requisitos del contrato de concesión, incluidos los diferentes indicadores estándar de calidad, los límites de la zona de concesión / áreas de influencia por expansión potencial, y la calculación de ingreso máximo autorizado.

Una vez completada, la ASEP presenta sus cambios recomendados en los contratos de concesión en una audiencia pública. Después de que ENSA y las otras compañías de distribución tengan la oportunidad de responder, el regulador establecerá los términos que regirán el nuevo contrato de concesión. ENSA recibió los nuevos términos propuestos por la ASEP en octubre y tiene la intención de presentar sus observaciones antes del 15 de noviembre de 2012. Para facilitar su respuesta al regulador, ENSA ha contratado a la firma consultora argentina SIGLA para tomar como referencia las mejores prácticas entre los servicios de América Latina y evaluar el impacto de las posibles modificaciones de los términos del contrato de concesión.

La segunda etapa se relaciona con la valuación del contrato y los elementos legales. La fase del trabajo de los consultores ASEP incluirá un análisis de riesgo de la industria de distribución de energía de Panamá, así como también un estudio de la manera en que los diferentes cambios potenciales en el contrato de concesión pueden impactar el precio de las acciones de ENSA y de aceptar algunos de los cambios propuestos o no. La compañía espera que los términos del contrato se finalicen en enero de 2013.

Mientras algunos de los cambios potenciales pueden tener un impacto negativo en la capacidad de ENSA de mantener el crecimiento de las ganancias, otros presentan oportunidades para que ENSA logre asignaciones adicionales de parte del regulador. Históricamente, los ajustes a la fórmula de tarifas cada cuatro años reducen levemente el crecimiento de las ganancias de la Compañía durante el primer año. Después, el crecimiento de la Compañía está dictado una vez más principalmente por el número de las cuentas de clientes, el monto de la demanda de energía y la mejora relativa en la eficiencia operativa. ENSA incorpora los cambios potenciales a la fórmula de tarifas y otros posible cambios que resulten del proceso de renovación en su plan de negocios en base a su probabilidad.

Además de la renegociación de los términos del contrato, se requiere que la ASEP convoque un proceso de licitación competitiva por el 51 % de las acciones de la Compañía actualmente en poder de EPM un año antes de la finalización del contrato de concesión. Este proceso es administrado por un banco de inversión. EPM puede participar en este proceso. Si la oferta de EPM es igual o superior al precio más alto ofrecido por un tercer postor, EPM retendrá la propiedad del 51 % del bloque de las acciones durante un período adicional de 15 años sin pagar ningún monto adicional al Gobierno. Si un tercer postor ofrece un precio mayor para la participación de EPM, entonces ese 51 % del bloque de acciones será otorgado a mejor postor y EPM recibirá la totalidad de los importes de la venta. Solamente los operadores precalificados serán invitados a participar. Los patrocinadores financieros no serán invitados al proceso de licitación.





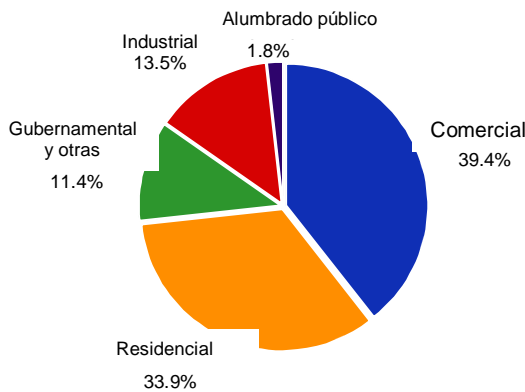
# Resumen del Negocio

Los negocios de ENSA consisten en la distribución de electricidad en Panamá a clientes regulados y no regulados dentro de su área de concesión.

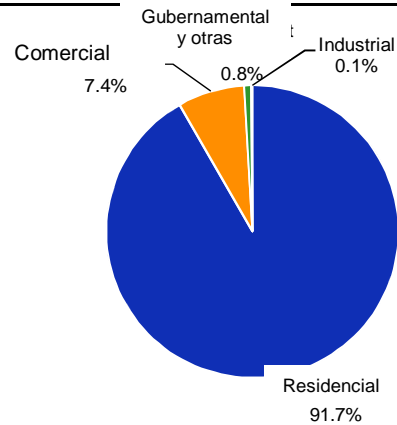
## Clientes

De las ventas de energía de la Compañía en 2011, aproximadamente el 33.9 % fueron de clientes residenciales, el 52.9 % de clientes comerciales e industriales y gran parte de los restantes fueron atribuibles a clientes del gobierno. Los siguientes gráficos proporcionan un resumen de la cartera de clientes de ENSA al 31 de diciembre de 2011:

**Venta de energía según el tipo de cliente – 2011**



**Distribución de las cuentas según el tipo de cliente - 2011**

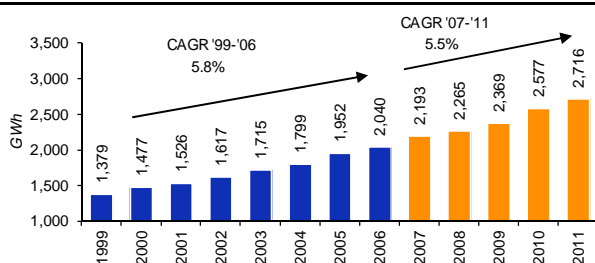


Nota: La venta de energía y los gráficos de distribución de Clientes incluyen los clientes de peaje  
Fuente: Información de la compañía

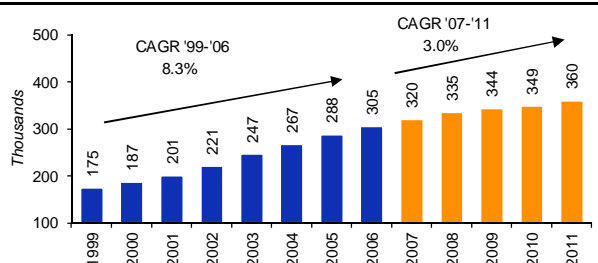
Entre 1999 y 2006, ENSA incrementó su base de clientes a una tasa promedio anual de 8.3 %, en su mayor parte como resultado de su decisión de convertir las conexiones ilegales en clientes legales y medidos. El incremento en el número de clientes comenzó a estabilizarse en 2007 y entre 2007 y 2011, la base de clientes de ENSA creció a una tasa anual del 3.0 %.

Los siguientes gráficos proporcionan un resumen de la venta histórica de energía de ENSA y la base de clientes desde su privatización en 1998:

**Venta de energía**



**Cuentas de los clientes**



[Miles]

Nota: La venta de energía y los gráficos de distribución de Clientes incluyen a los clientes de peaje  
Fuente: Información de la compañía



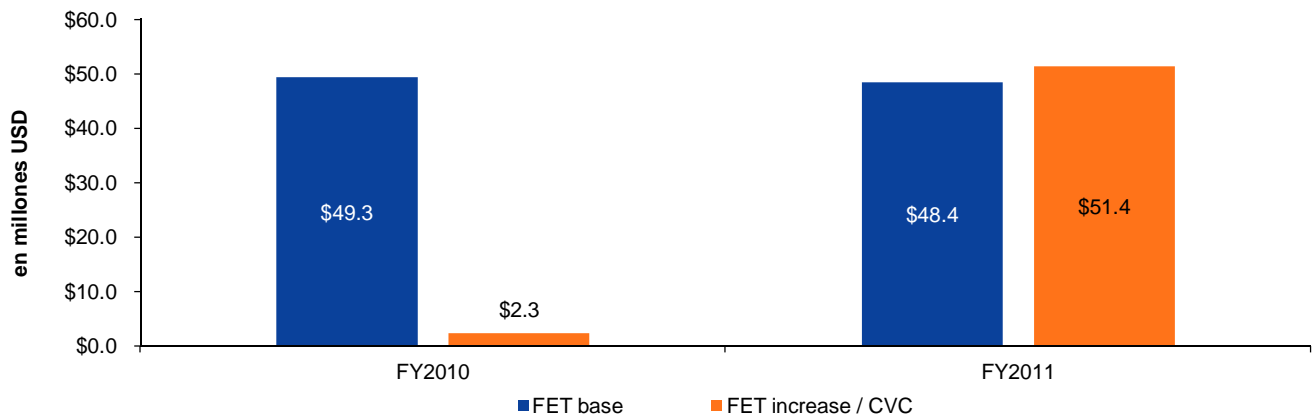
## Subsidios gubernamentales

En el año 2004 el Gobierno de Panamá estableció un Fondo de Estabilización Tarifaria o FET con el objetivo de reducir los incrementos repentinos en las tarifas aplicable pagadas por los clientes. Las subsidiarias principales son (i) la base FET, que es distribuida a todos los clientes que consumen menos de 500 KWh por mes, (ii) el aumento FET/CVC (o incremento de FET) que compensa todos los incrementos de las tarifas de los clientes debido a la transferencia del costo como resultado de un incremento del precio de combustible por encima del precio estimado incluido en la tarifa. Los subsidios totales conforme a estos esquemas totalizaron 49.3 millones USD en el 2010 y 99.8 millones USD en el 2011. Los subsidios del Gobierno se reembolsan generalmente a la compañía durante los meses de junio y diciembre. Los pagos retrasados están sujetos a un interés de aproximadamente el 7 %

El Gobierno ha expresado su intención de reducir gradualmente el monto de los subsidios pagados en el futuro con el fin de transferir la carga de los precios más elevados de energía al consumidor. En el corto plazo, el Gobierno reducirá el número de cuentas de clientes que califiquen para la base FET brindando subsidios solamente a aquellas cuentas que consumen menos de 300 KWh por mes.

El siguiente gráfico describe en líneas generales la base FET, el incremento de FET y los subsidios de estabilización de tarifas CVC FET pagados en 2010 y 2011:

Los subsidios de estabilización de tarifas pagados para los años fiscales 2010 y 2011.



Fuente: Información de la compañía

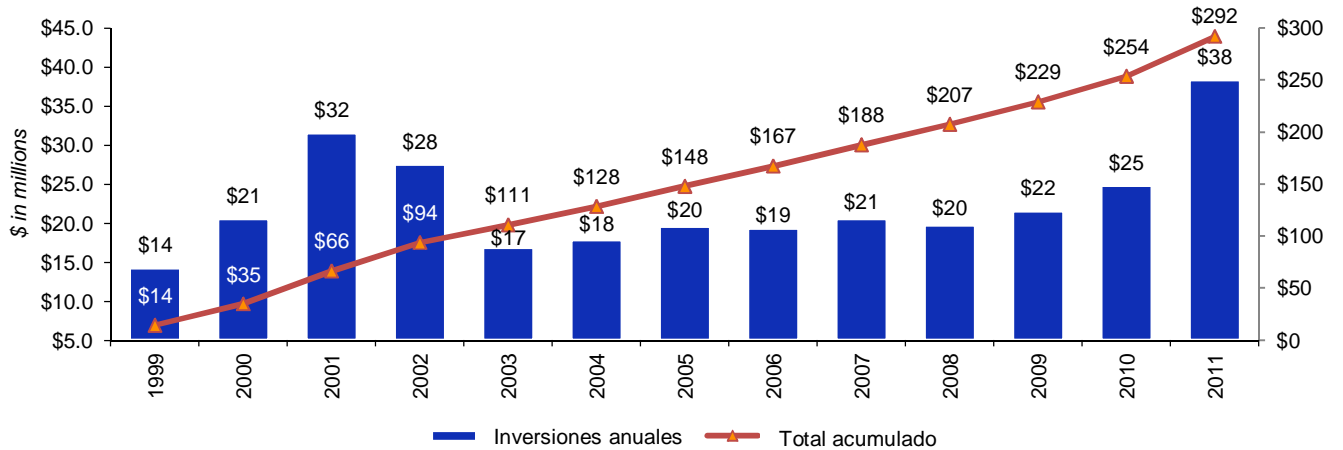
## Gastos de capital

La Compañía coordina y evalúa de cerca todos los gastos de capital propuestos en todas sus operaciones con el fin de asignar los recursos disponibles a los proyectos asociados con la expansión del servicio, la mejora específica y los proyectos de extensión de línea y la mejora de la confiabilidad y calidad del servicio. ENSA considera también la mejora específica y los proyectos de extensión de línea sobre una base continua. Antes de comprometerse a realizar cualquier gasto de capital, la Compañía modela el impacto de cada gasto de capital propuesto y solo realiza aquellos gastos que cree que mejorarán la confiabilidad de la red y la calidad del servicio mientras mantiene los costos dentro de su presupuesto. La mejora potencial en la confiabilidad de la red y la calidad del servicio que resulta de cada gasto de capital también se modela y analiza para mejorar el rendimiento del capital a través de sus redes de distribución.



El siguiente gráfico describe en líneas generales las inversiones de capital de la Compañía desde su privatización en 1999.

**Inversiones de capital – desde 1999 hasta 2011**



Fuente: Información de la Compañía

El regulador panameño ha aprobado 160 millones USD en nuevas inversiones a ser repartidas en los años fiscales 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014. La Compañía utilizará los importes de la oferta de los Bonos para financiar aproximadamente la mitad de esta inversión autorizada. Los restantes 80 millones USD se autofinanciarán a través de efectivo generado por el negocio.

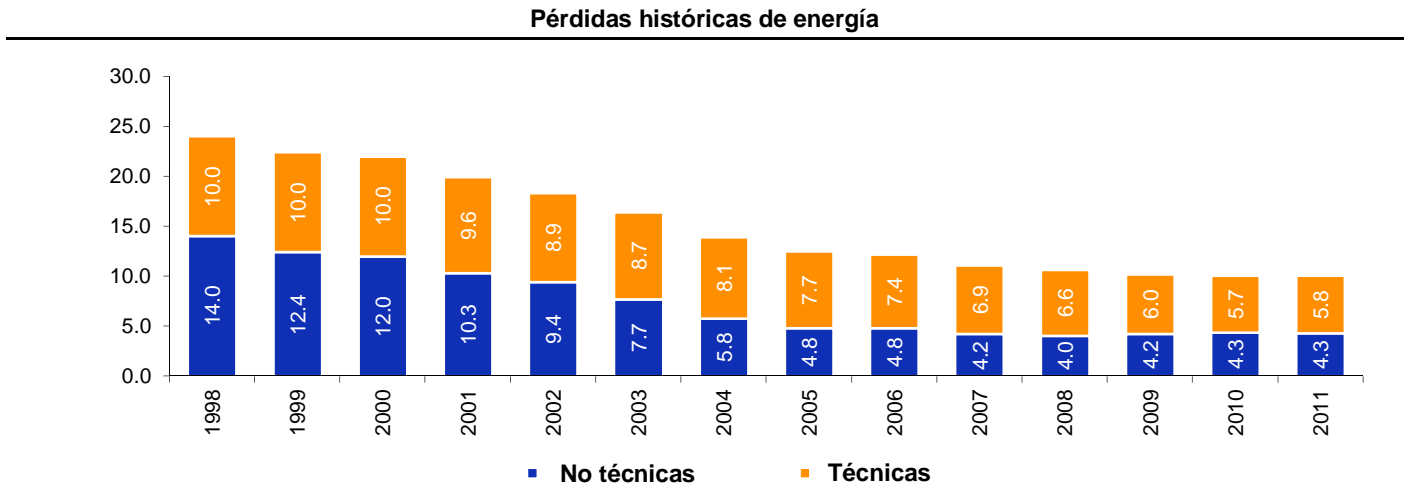
### Enfoque en la reducción de la pérdida de energía

ENSA experimenta pérdidas técnicas y no técnicas de electricidad. Las pérdidas técnicas de electricidad son aquellas que se producen durante el curso ordinario de las operaciones de distribución o las que resultan de las características específicas de la red de distribución. Las pérdidas no técnicas de electricidad son aquellas que resultan de conexiones ilegales, fraude o errores en la facturación. ENSA implementó un programa de reducción de pérdidas bien definido y minucioso que incluía reemplazar los medidores obsoletos del consumidor, mejorar el monitoreo del consumo del cliente así como también mejorar su proceso interno, utilizar los registradores de energía para identificar las conexiones ilegales, trasladar a los usuarios ilegales a nuevos desarrollos urbanos de bajos ingresos y hacer que sean clientes regulados, instalar cables protegidos para reducir los robos y mejorar la detección de errores por medio de la instalación de medición digital en la subestación y el nivel de conexión de la red.





El siguiente gráfico proporciona un resumen de las pérdidas de energía de la Compañía desde su privatización en 1998:



Fuente: Información de la Compañía

Al momento de la privatización de ENSA en el año 1998, las pérdidas de energía en el área de concesión eran de aproximadamente 24.0 %. Las pérdidas promedio de la Compañía en el año 2011 fueron de 10.1 %, de las cuales el 5.8 % fueron consideradas pérdidas técnicas y el 4.3 % restante no técnicas debido al robo o fraude de parte de los clientes regulares (en su mayoría residenciales y comerciales) y las conexiones ilegales en sectores económicamente marginales. Desde la privatización en 1998 ENSA ha reducido sus pérdidas totales en aproximadamente un 58 %.

### Productividad del empleado

Al 31 de diciembre de 2011, la productividad del empleado fue de 770 clientes por empleado y la venta de energía por empleado fue de 5,563.4 MWh por empleado. Desde 2007, los clientes por empleado y las ventas de energía por empleado han mejorado un 30.2 % y 23.5 % respectivamente. La Compañía sigue enfocada en mantener altos niveles de eficiencia operativa mejorando la productividad del empleado por medio de capacitación adicional, mejora de los procesos, actualización adicional y automatización de sus operaciones y sistemas de información, así como también la mejora de sus procesos de facturación y cobranza. En total, ENSA ha invertido más de USD 292 millones en instalaciones y sistemas desde su privatización en 1998, USD 146 millones de los cuales se realizó entre enero de 2007 y junio de 2012. La Compañía sigue enfocada en mejorar la productividad de empleado y se encuentra actualmente en el proceso de aumentar su plataforma de tecnología de información.

### Suministro de energía



A ENSA se le solicita por ley proveer cobertura contractual a la contribución de los clientes regulados a la demanda máxima del sistema, Demanda Máxima de Generación, o DMG, y los costos de energía asociados para el siguiente período de 24 meses para limitar las fluctuaciones en los costos de energía. Esto requiere que ENSA estime de manera precisa las necesidades del cliente al tiempo que limita la posibilidad de realizar contrataciones excesivas. La estrategia de celebrar contratos a mediano y a largo plazo para la adquisición de energía de la Compañía está diseñada para proteger a los clientes de fluctuaciones en el componente del costo de energía de sus tarifas y para evitar una fuerte dependencia del mercado de electricidad a plazo, cuyos precios pueden estar sujetos a fluctuaciones mayores. Al 31 de julio de 2012, ENSA había contratado el 100 % de sus requerimientos totales de energía por medio de acuerdos de compra en el mercado de contratación de energía para los años 2012 y 2013, el 91 % de los requerimientos esperados para 2014 y el 89 % de los requerimientos esperados para 2015. La parte restante se espera que se contrate en 2013.

ETESA, el operador del sistema de electricidad nacional interconectado es responsable de la gestión y procuración de nuevos acuerdos de compra de energía en nombre de las tres compañías de distribución del país. Conforme a este sistema, cada distribuidor presenta sus necesidades esperadas a ETESA, que a su vez realiza un proceso de licitación competitivo de suministro de energía. Al finalizar el proceso de licitación, los acuerdos negociados en su totalidad son asignados a cada distribuidor para su ejecución y gestión.



## Estrategia comercial

La Compañía busca mantener una fuerte generación de flujo de efectivo y rentabilidad asegurando operaciones sumamente eficientes, aumentando la calidad de servicio y mejorando la satisfacción del cliente, Los elementos clave de la estrategia comercial de la Compañía incluyen:

- Proveer un servicio asequible y de alta calidad a los clientes
- Operar y mantener su red de distribución de manera rentable
- Capacitar y desarrollar a sus empleados
- Realizar gastos de capital precisos y estratégicos
- Mantener bajos los niveles actuales de pérdidas de electricidad
- Alejar a los clientes de las fluctuaciones en el costo de electricidad por medio de un programa de adquisición de energía activamente gestionado



# Fortalezas competitivas

## Calificación crediticia de grado de inversión fuerte

Sobre una base principal no asegurada, ENSA tiene la calificación BBB de Fitch. Fitch no considera que las calificaciones de La Compañía estén limitadas por la calificación soberana "BBB" de Panamá.

## Área de servicio atractiva y una fuerte posición en el mercado

ENSA es una compañía de servicios de electricidad con una base de clientes de más de 334,878 cuentas residenciales, 27,324 cuentas comerciales y 208 cuentas industriales al 30 de junio de 2012. La Compañía también brinda servicios a un número de cuentas del gobierno, incluida la planta de tratamiento de agua de Panamá y el Aeropuerto Internacional de Tocumen.

La Compañía mantiene la concesión exclusiva de operación de la red de distribución de electricidad en algunas de las regiones más densamente pobladas y económicamente activas de Panamá, incluida una parte importante de la ciudad de Panamá, el Área del Canal y la ciudad puerto de Colón, tres de los principales centros económicos de Panamá. Al 30 de junio de 2012, las operaciones de la Compañía cubrían un territorio de aproximadamente 29,200 kilómetros cuadrados que incluían cerca del 43 % de la población de Panamá y representaban aproximadamente el 41 % de todas las ventas de energía de Panamá.

## Un régimen regulatorio establecido y transparente con incentivos para aumentar la eficiencia.

La Ley de Electricidad de 1997 creó un marco orientado al mercado para los distribuidores de electricidad del país, lo que le permite a ENSA retener los beneficios financieros originados por el aumento de la eficiencia durante cada período de tarifas de cuatro años. La parte VAD de las tarifas relacionadas con la tasa de rendimiento está sujeta a los montos máximos establecidos cada cuatro años por la ASEP en consulta con ENSA y en base a los futuros gastos operativos y de capital según lo estimado por la ASEP. Conforme a la Ley de Electricidad de 1997, ENSA puede transferirle a sus clientes el costo de la electricidad y la capacidad que adquiere de los generadores de electricidad.

## Proveedor de servicios monopólicos con flujos de efectivo predecibles

ENSA posee derechos exclusivos para proporcionar servicios de distribución de energía en su área de concesión. El entorno regulatorio panameño para las compañías de servicios de electricidad se establece y es transparente con incentivos para aumentar la eficiencia. ENSA funciona con una estructura operativa basada en los costos aprobada por la ASEP. Las tarifas cobradas por ENSA a sus clientes poseen dos componentes: el componente del costo de energía y el componente de tarifa máxima de distribución. Esta estructura permite que ENSA logre un rendimiento mínimo basado en sus activos fijos y transferirle los costos de compra de energía a sus clientes. Esta estructura también permite que ENSA retenga el beneficio de la eficiencia operativa y de capital, lo que proporciona incentivos para obtener mayores rendimientos realizados.

ENSA ha mejorado notablemente su tasa de rendimiento permitida (definida como el EBIT dividido por los activos fijos netos) hasta el 18 % en 2011 del 14 % en 2009. Además el EBITDA de la Compañía creció el 29 % hasta llegar a 67 millones USD de los 52 millones USD en 2009. El éxito de ENSA en la optimización de su eficiencia operativa puede observarse en la diferencia entre su tasa de rendimiento permitida y la tasa de rendimiento regulatoria, que se establece en 10.44 % para el período de julio de 2010 a junio de 2014.



### **Un equipo de gestión fuerte y experto con apoyo de los accionistas mayoritarios**

El equipo de gestión de ENSA tiene una gran experiencia en la distribución de electricidad, el mercado mayorista de energía, la regulación de la electricidad y el sector comercial de Panamá. Además, los gerentes clave de ENSA han permanecido entre 9 y 14 años en la Compañía misma. Este equipo de gestión mantiene un diálogo continuo con los accionistas mayoritarios de la Compañía, Empresas Publicas de Medellín ESP (“EPM”). Este intercambio de información está estructurado para respaldar a los gerentes de ENSA en la gestión de la Compañía impulsando la gran experiencia de EPM en el sector de la energía.

### **Entorno económico estable con moneda funcional en USD.**

La República de Panamá tiene la calificación Baa3/BBB/BBB de Moody, S&P y Fitch, respectivamente. El país ha experimentado un gran crecimiento en comparación con sus pares, con un crecimiento del PIB del 10.6 % en 2011. Desde 1904, Panamá ha utilizado el dólar estadounidense como moneda de curso legal y su único papel moneda, utiliza el Balboa sólo como acuñación de moneda y como unidad de cuenta con una tasa de cambio establecida en paridad con el dólar estadounidense. Como ENSA recibe ingresos en dólares estadounidenses, los inversores no están expuestos a los riesgos asociados con las fluctuaciones de la moneda local que impactan negativamente la capacidad de la Compañía de cancelar sus deudas.



## Resumen de la Oferta

**La información que se presenta a continuación es un resumen de los principales términos y condiciones de la oferta. El inversionista potencial, interesado debe leer esta sección conjuntamente con la totalidad de la información contenida en el presente prospecto informativo.**

ENSA propone emitir USD 80,000,000 en bonos corporativos no asegurados (los "Bonos"). Los Bonos se ofrecerán en una serie con un vencimiento propuesto en 2027. Los Bonos estarán *en igualdad de rango (pari passu)* con todas las demás deudas no aseguradas de la Compañía. Los Bonos pagarán un interés semestral a partir de los seis meses desde la fecha de financiamiento. Los importes por la venta de los Bonos serán utilizados por ENSA para financiar su programa de gastos de capital.

El siguiente resumen contiene información básica sobre los Bonos y no tiene la intención de ser completo. No contiene toda la información que es importante para usted. Para una mayor comprensión de los Bonos, por favor consulte la sección de este documento titulada "Descripción de los Bonos". Con el fin de describir los Bonos incluidos en este Prospecto de oferta, las referencias a la "Compañía", al "Emisor" y a "ENSA" solo se refieren a Elektra Noreste, S.A. Los Bonos se ofrecen en base al Resumen incluido en este documento y el proyecto de Acuerdo de Compra de Bonos ("Acuerdo de Compra") que se otorgarán por separado. Se ha sugerido a Emil Arca de Hogan Lovells SRL de EE.UU. como asesor de los inversores y puede ser contactado al +1 212 918 3009. En la medida en que se produzca una inconsistencia entre el Acuerdo de Compra y el Resumen de los Términos, el Acuerdo de Compra prevalecerá.

### La emisión

<b>Emisión:</b>	USD 80,000,000 de Bonos Corporativos no asegurados ("los Bonos").
<b>Emisor:</b>	Elektra Noreste, S.A. ("ENSA" o la "Compañía").
<b>Monto principal:</b>	USD 80,000,000.
<b>Titulares:</b>	Compradores Institucionales Calificados:
<b>Agente de Colocación:</b>	Deutsche Bank.
<b>Calificación:</b>	Los Bonos no serán calificados al momento de la emisión, pero al 16 de noviembre de 2012 la calificación de grado de inversión de ENSA fue afirmada por Fitch Inc. con una calificación de "BBB" con perspectivas estables.
<b>Vencimiento final:</b>	Serie A – vencimiento a 15 años
<b>Tasa de interés:</b>	4.73%, pagadero semestralmente en los atrasos en cada 13 de diciembre y 13 de junio, empezando el 13 de junio de 2013, calculado en base a un año de 360 días y de doce meses de 30 días.
<b>Precio:</b>	100 % del Monto Principal.
<b>Uso de los Importes:</b>	Los importes de los Bonos se utilizarán para gastos de capital.



<b>Calificación:</b>	Los Bonos no estarán asegurados. Los Bonos estarán en igualdad de rango ( <i>pari passu</i> ) con respecto al derecho de cancelación de pago que las demás Deudas principales de la Compañía.
<b>Cotización Compensación y Liquidación</b>	Se ha solicitado la inclusión de los Bonos en la cotización de la Bolsa de Valores de Panamá. Los Bonos vendidos en relación con la Regulación S se emitirán en forma de asiento en libros, registrados a nombre del candidato de DTC y depositados con el custodio respectivo. Dichos Bonos se registrarán a través de las cuentas respectivas de Euroclear o Clearstream en DTC. Los Bonos emitidos en relación con una exención de registro que no sea la Regulación S se emitirán en forma de asiento en libros, se registrarán a nombre del candidato de DTC y se depositarán con el custodio respectivo. Los propietarios de los intereses de los Bonos mantenidos en forma de asientos en libros no tendrán derecho a recibir la entrega física de los Bonos Físicos excepto en determinadas y limitadas circunstancias.
<b><u>Amortización anticipada</u></b>	
<b>Redención anticipada opcional</b>	Los Bonos se pueden pagar anticipadamente en cualquier momento en su totalidad o <i>pro rata</i> en parte. En caso de redención anticipada, La Compañía pagará un monto igual al Precio de Redención Anticipada Opcional, tal como se define en este documento.
<b>Precio de Redención Anticipada Opcional:</b>	El Precio de Redención Anticipada Opcional se define como el valor presente (i) mayor de (a) los flujos de efectivo futuros esperados de los Bonos (menos los intereses acumulados) descontado en una base semestral a una tasa igual al entonces actual rendimiento del Bono del Tesoro correspondiente más cercano a la vida promedio ponderada restante de los Bonos calculados al momento de la redención anticipada más 50 puntos de base y (b) el monto principal pendiente más (ii) el interés acumulado y no pagado y otros montos adeudados.
<b>Tributación</b>	Todos los pagos respecto de los Bonos se harán sin deducción o retención para o a cuenta de cualquier impuesto o derecho presente y futuro de cualquier naturaleza impuestos por o a nombre de o cualquier otra jurisdicción que corresponda o cualquier autoridad en Panamá o cualquier otra jurisdicción que corresponda que tenga la facultad de gravar, a menos que la retención o deducción de dichos impuestos o derechos sea requerida por ley, en dicho caso la Compañía pagará dichos montos adicionales ("Montos Adicionales") según sea necesario para que los montos netos pagados luego de dicha deducción o retención sea igual a los montos respectivos que hayan estado por cobrar con respecto a los Bonos en ausencia de dicha deducción o retención, excepto que ninguno de dichos Montos Adicionales sean pagaderos con respecto a (i) cualquier Bono presentado para su pago por o a nombre de un Titular responsable de dichos impuestos o derechos con respecto a dichos Bonos a causa de su conexión con Panamá o cualquier jurisdicción que corresponda que no sea la mera tenencia de dichos Bonos o (ii) cualquier Bono presentado para su pago por o a nombre de un Titular que podría evitar dicha retención o deducción satisfaciendo los requerimientos legales o efectuando una declaración de elegibilidad para obtener el beneficio del tratado u otra reclamación similar de exención ante la autoridad impositiva relevante, pero que no lo realiza después de haber sido informado por la Compañía de la necesidad de hacerlo o (iii) los Bonos no presentados dentro de los 30 días posteriores a la puesta a disposición de un pago al Titular del principal o los intereses o (iv) impuestos a los bienes inmuebles, donaciones, uso, transferencia, bienes personales o similares.
<b>Amortización Anticipada por Motivos Fiscales:</b>	Los Bonos se pueden pagar anticipadamente a opción de la Compañía, en su totalidad, con previo aviso a los Titulares con no menos de 30 días calendarios y no más de 60 de anticipación a la fecha de amortización, a un precio de amortización igual al valor nominal más el interés acumulado más cualquier Monto Adicional en caso que a la Compañía se le solicite pagar un Monto Adicional como se describe arriba en "Tributación", siempre que la Compañía no sea obligada a pagar ninguna prima o monto similar.
<b>Declaraciones &amp; Garantías Declaraciones &amp; Garantías:</b>	Las declaraciones y garantías de rigor para el financiamiento de bonos corporativos serán realizadas por la Compañía a partir de la fecha de cierre.



## Información sobre la Compañía

### Información Financiera y Comercial:

La Compañía proporcionará a los Titulares:

- (a) estados financieros consolidados (no auditados) de la Compañía en inglés dentro de los 90 días posteriores a la finalización de dicho trimestre (que no sea el cuarto trimestre) certificados por un Representante Autorizado de la Compañía; y
- (b) estados financieros consolidados (auditados) anuales de la Compañía en inglés dentro de los 120 días posteriores a la finalización de cada año fiscal, acompañados por el informe respectivo realizado por un contador público con reconocimiento internacional, certificados por un Representante Autorizado de la Compañía,
- (c) un Certificación de Oficial sobre el cumplimiento del Convenio de Emisión (i) con respecto a los estados financieros consolidados no auditados de la Compañía, correspondientes al segundo trimestre de su año fiscal, al momento de la entrega correspondiente al Fiduciario, y (ii) con respecto a los estados financieros consolidados auditados de la Compañía, dentro de los 120 días posteriores a la finalización de cada año fiscal.
- (d) información como presentaciones públicas, avisos de incumplimiento o casos de incumplimiento, asuntos de ERISA (si corresponden) y avisos de las autoridades gubernamentales habitualmente proporcionadas para un financiamiento de bonos corporativos dentro de los 30 días posteriores a la presentación

La información financiera se debe calcular y expresar de acuerdo con las Prácticas de contabilidad generalmente aceptadas de los EE.UU. (US GAAP) o las Normas Internacionales de Reportes Financieros (IFRS).

Junto con la información descrita arriba, la Compañía publicará copias de dicha información en un sitio web mantenido por la Compañía o proporcionará la disponibilidad pública sustancialmente comparable de dicha información.

### Visitas;

La Compañía permitirá a los representantes de cada Titular derechos de visitas según se describe a continuación:

- (a) *No Incumplimiento*— si no se produce un Incumplimiento o un Evento de Incumplimiento, una vez cada año calendario, por cuenta propia del Titular y con previo y razonable aviso a la Compañía, visitar la oficina ejecutiva principal de la Compañía y discutir los asuntos, finanzas y cuentas de la Compañía y sus Subsidiarias con los respectivos ejecutivos de la Compañía y (con el consentimiento de la Compañía, que no puede ser retenida de manera no razonable) sus contadores públicos independientes y visitar a los demás ejecutivos y propiedades de la Compañía y de cada Subsidiaria.
- (b) *Incumplimiento* – si se produce un Incumplimiento o un Evento de Incumplimiento, por cuenta de la Compañía, y con previo y razonable aviso por escrito a la Compañía, visitar e inspeccionar toda oficina o propiedad de la Compañía o cualquier Subsidiaria, examinar todos los libros, registros y discutir sus respectivos asuntos, finanzas y cuentas con sus respectivos ejecutivos y contadores públicos independientes.

En relación con dichas vistas a la Compañía no se le solicitará proporcionar proyecciones ni estimaciones ni ninguna otra información que a su exclusiva discreción, como compañía panameña, concluya que no es apropiada para revelar a los inversores.

### Obligaciones de hacer:

Las Obligaciones de hacer habituales para el financiamiento de los bonos corporativos no asegurados para un emisor en la región se realizarán y serán cumplidas por la Compañía durante el término de los Bonos, incluido lo siguiente:

### Cumplimiento de la Ley:

La Compañía y sus Subsidiarias cumplirán con las leyes, reglas y reglamentaciones correspondientes, y obtendrán y mantendrán en efecto todas las licencias, certificados, permisos, franquicias y demás autorizaciones gubernamentales necesarias para la tenencia de sus respectivas propiedades o para realizar sus respectivas actividades comerciales en la medida necesaria para asegurar que no se esperará razonablemente que ningún incumplimiento tenga un Efecto Material Adverso.





**Mantenimiento de las Aprobaciones Gubernamentales**

La Compañía y cada Subsidiaria realizará sus mejores esfuerzos razonables para obtener y mantener en plena vigencia y efecto todas las aprobaciones, consentimientos o licencias gubernamentales de cualquier gobierno, agencia o autoridad de gobierno cualquier gobierno, agencia o autoridad gubernamental, o cualquier tercero conforme a las leyes de Panamá o de cualquier otra jurisdicción que tenga jurisdicción sobre éstos, en todos los casos que sean necesarios para ellos cumplir con sus obligaciones conforme a los Bonos y al Contrato (incluida, sin limitaciones, cualquier autorización requerida para obtener y transferir dólares estadounidenses o cualquier otra moneda que sea de curso legal en ese momento en los EE.UU. fuera de Panamá en relación con los Bonos y el Contrato) o para la validez o aplicabilidad respectiva, excepto cuando en la creencia razonable de la Compañía su incumplimiento no tendrá un Efecto Material Adverso.

**Seguro:**

La Compañía y cada Subsidiaria mantendrá, con los aseguradores financieramente sólidos y reputados, el seguro con respecto a sus respectivas propiedades y actividades comerciales contra tales daños e imprevistos, de tales tipos, en tales términos y en tales montos (incluidos los deductibles, coseguro y autoseguro, si las reservas apropiadas se mantienen respectivamente) como es habitual en caso de entidades con reputación establecida ocupadas en las mismas actividades comerciales o similares y similarmente situadas, excepto cualquier falta de mantenimiento que no se espera razonablemente que tenga un Efecto Material Adverso.

**Mantenimiento de Propiedades:**

La Compañía y cada Subsidiaria mantendrá sus respectivas propiedades en buenas condiciones, en perfecto estado y funcionamiento (que no sea el desgaste normal) de manera que las actividades comerciales realizadas en relación con las mismas se realicen adecuadamente en todo momento, siempre que esta sección no impida que la Compañía ni ninguna Subsidiaria suspenda la operación y el mantenimiento de cualquier propiedad si dicha suspensión se necesita para realizar sus actividades comerciales y la Compañía ha concluido que dicha suspensión, individual o colectiva, no se espera razonablemente que tenga un Efecto Material Adverso.

**Pago de Impuestos:**

La Compañía y cada Subsidiaria presentará los impuestos a los ingresos y declaraciones de impuestos similares, pagará y descargará todos los impuestos que se demuestren que se adeudan y que son pagaderos en dichas declaraciones y pagará todos los demás impuestos, evaluaciones, cargos gubernamentales e imposiciones pagaderos al monto adeudado, a menos que (i) dicho monto, aplicabilidad o validez se impugne de manera oportuna de buena fe y las reservas adecuadas se establezcan en consecuencia de acuerdo con los US GAAP o IFRS o (ii) la no presentación o no pago de dichos impuestos colectivamente no se esperan que tenga un Efecto Material Adverso.

**Existencia Corporativa:**

La Compañía y cada Subsidiaria mantendrá su existencia, derechos y franquicias corporativos, excepto cuando la rescisión o imposibilidad de mantener dicha existencia, derechos y franquicias corporativos, individual o colectivamente, no se espera razonablemente que tenga un Efecto Material Adverso.

**Libros y Registros:**

La Compañía y cada Subsidiaria mantendrá los libros de registro adecuados y las cuentas en conformidad con los US GAAP o IFRS y todos los requerimientos aplicables de cualquier autoridad gubernamental que tenga jurisdicción legal o regulatoria sobre ellas.

**Bonos en igualdad de rango:**

Los Bonos y todas las demás obligaciones conforme al Acuerdo de Compra estarán en igualdad de rango (*pari passu*) que todos los demás bonos emitidos en el futuro con toda la restante Deuda No Asegurada Principal (real o contingente) presente y futura de la Compañía que no se exprese como subordinada a cualquier otra Deuda Principal No Asegurada de la Compañía.

**FASB 157 y 159:**

A los fines de determinar el cumplimiento con las obligaciones de hacer establecidas en el presente Contrato, cualquier elección por parte de la Compañía de medir un concepto de la Deuda utilizando el justo valor (según lo permita la Declaración de Normas de Contabilidad Financiera Nos. 157 y 159 o IAS 39)



### Obligación de no hacer

La obligación de no hacer habitual para el financiamiento de los bonos corporativos no asegurados para un emisor en la región se realizará y será cumplida por la Compañía durante el término de los Bonos, incluido lo siguiente:

### Índice de Endeudamiento Consolidado a EBITDA Consolidado:

La Compañía no permitirá en ningún momento que el Índice de Endeudamiento Consolidado a EBITDA Consolidado para el período finalizado más reciente en ese momento de cuatro trimestres fiscales consecutivos sea mayor a 3.5x, siempre que el efecto pro forma de cualquier adquisición o desinversión se incluya como si dicha transacción hubiera tenido lugar al comienzo del período relevante.

No obstante lo anteriormente mencionado, el Índice de Endeudamiento Consolidado a EBITDA Consolidado puede exceder 3.5x durante un Período de Adquisición Elegible o Inversión de Capital hasta dos veces durante la vida de los Bonos, siempre que este ratio no exceda 4.00x ("Período de Adquisición Elegible o Inversión de Capital").

Durante la duración de cualquier período en el que el Índice de Endeudamiento Total Consolidado a EBITDA Consolidado excede 3.50x, la Tasa de Interés aumentará un 1.00 %.

### Límites a Gravámenes:

La Compañía no permitirá que ninguna Subsidiaria cree o incurra en ningún Gravamen sobre su propiedad (a menos que los Bonos estén igualmente y proporcionalmente asegurados) excepto que:

- (a) Los Gravámenes existan al momento de la emisión de los Bonos;
- (b) Los Gravámenes por impuestos, evaluaciones u otros cargos gubernamentales que todavía no hayan vencido y que sean pagaderos o que se hayan impugnado de buena fe por los procedimientos adecuados rápidamente iniciados y realizados diligentemente y para los cuales dichas reservas o disposiciones adecuadas, si las hubiere, según sean solicitadas por las U.S. GAAP o IFRS, según corresponda, se hayan realizado.
- (c) cualquier Gravamen legal o Gravamen de un transportista, mecánico, almacenista, proveedor de materiales incurrido en el curso ordinarios de los negocios por una suma todavía no adeudada o el pago de lo que se impugna de buena fe por los procedimientos adecuados rápidamente iniciados y realizados diligentemente y para los cuales dichas reservas o disposiciones adecuadas, si las hubiere, según sean solicitadas por las U.S. GAAP o IFRS, se hayan realizado o cualquier servidumbre, derechos de uso o de paso, restricciones, irregularidades y otras imperfecciones de título que, individual o colectivamente, no dictamine el título sobre la propiedad relacionada o activo no usable para el propósito deseado de dicha propiedad o activo;
- (d) Los Gravámenes que aseguran el cumplimiento de las licitaciones, alquileres y contratos durante el curso ordinario de los negocios, las obligaciones legales o regulatorias, las cauciones o los bonos de apelación, los bonos de rendimiento y otras obligaciones de naturaleza similar incurridos durante el curso ordinario de los negocios y que no aseguren la Deuda por el dinero prestado;
- (e) alquileres, subalquileres, servidumbre, derechos de paso, restricciones y otros cargos similares o gravámenes incidentales a la titularidad de la propiedad o activos o la realización ordinaria de los negocios de la Compañía o de una Subsidiaria y los Gravámenes incidentales a las excepciones menores de la encuesta y similares, siempre que la acumulación de dichos Gravámenes no le reste valor material a dicha propiedad;
- (f) cualquier Gravamen creado por o que resulte de cualquier litigio o procedimiento legal que actualmente se impugne de buena fe por los procedimientos adecuados rápidamente iniciados y realizados diligentemente y para los cuales dichas reservas o disposiciones apropiadas, si las hubiere, según sean solicitadas por los U.S. GAAP o IFRS, se hayan realizado;



- (g) Los Gravámenes que aseguran la Deuda entre compañías entre la Compañía o cualquier Subsidiaria o cualquier persona o entidad que, directa o indirectamente (incluido provechosamente) controlan más del 51 % de cualquier clase de los títulos de capital pendientes de la Compañía o títulos que dan derecho al pago de dividendos o distribuciones similares siempre que dicha totalidad de la Deuda esté subordinada expresamente a la responsabilidad de la Compañía con respecto a los Bonos durante el tiempo que los Bonos estén pendientes;
- (h)
  - (i) Cada Gravamen sobre la propiedad o sobre los derechos relacionados correspondientes creado para asegurar cualquier derecho otorgado con respecto a dicha propiedad en relación con la provisión de todo o parte del precio de compra o costo de la construcción de dicha propiedad creada contemporáneamente con, o dentro de los 180 días posteriores, dicha adquisición o la finalización de dicha construcción, o
  - (ii) cada Gravamen sobre propiedad existente en dicha propiedad al momento de la adquisición respectiva para deuda asegurada asumida por la Compañía o sus Subsidiarias;
- (i) compromisos o los depósitos realizados por la Compañía o cualquier Subsidiaria requeridos por las leyes de compensación del trabajador, las leyes de seguro de desempleo o leyes similares, o alquileres de los cuales la Compañía y sus Subsidiarias son parte, o los depósitos que son requeridos para asegurar las obligaciones públicas o legales de la Compañía o los depósitos para el pago del alquiler, en cada caso incurridos durante el curso ordinario de los negocios;
- (j) Los Gravámenes que aseguran la Deuda Adquirida incurrida según la Deuda Permitida no incurrida en relación con, o en previsión o contemplación de, la adquisición, fusión o consolidación relevante siempre que: (a) dichos Gravámenes aseguraron dicha Deuda Adquirida al momento de y con anterioridad a la Incurriencia de dicha Deuda Adquirida por la Compañía o Subsidiaria y no fueron otorgados en relación con, o en previsión de la Incurriencia de dicha Deuda Adquirida por la Compañía o una Subsidiaria, (b) dichos Gravámenes no se extienden ni cubren ninguna propiedad de la Compañía o Subsidiaria que no sea la propiedad que aseguraba la Deuda Adquirida con anterioridad al momento en que dicha Deuda se volvió Deuda Adquirida de la Compañía o Subsidiaria y no son más favorables para los acreedores prendarios que los Gravámenes que aseguran la Deuda Adquirida antes de la Incurriencia de dicha Deuda Adquirida por la Compañía o Subsidiaria, y (c) tales Gravámenes ya sea individualmente o en conjunto, no podrán garantizar el endeudamiento que tiene un monto total de más de 100% del Valor Justo de Mercado de los bienes correspondientes;
- (k) Los Gravámenes que aseguran las Obligaciones de Cobertura de riesgo que se relacionan con la Deuda Incurrida conforme a la Deuda Permitida y que están aseguradas por los mismos activos que aseguran dichas Obligaciones de Cobertura;
- (l) Los Gravámenes sobre artículos específicos el inventario o demás mercadería e importes de cualquier Persona que asegure las obligaciones de dicha Persona con respecto a la aceptación de los banqueros emitidas o creadas para la cuenta de dicha Persona para facilitar la compra, embarque o almacenamiento de dicho inventario o demás mercadería;



- (m) Los Gravámenes que aseguran el reembolso las obligaciones con respecto a las cartas de crédito comerciales que gravan los documentos y otras propiedades relacionadas con dichas cartas de crédito y los productos y procedimientos respectivos;
- (n) Los Gravámenes que reemplazan, renuevan o extienden uno o más Gravámenes en las cláusulas de la (a) hasta la (m) arriba, siempre que dicho Gravamen de reemplazo (i) deba ser creado dentro de los 120 días posteriores a la caducidad más temprana del o los Gravámenes que se reemplazan, renuevan o extienden, (ii) no deba asegurar la Deuda en un monto que exceda el monto de la Deuda asegurado por el o los Gravámenes que se reemplazan, renuevan o extienden y (iii) no deba aplicarse a la propiedad ni activos que no sean el o los Gravámenes que se reemplazan, renuevan o se aplican; y
- (o) otros Gravámenes, no permitidos de otra manera por las cláusulas desde la (a) hasta la (n) arriba, siempre que, inmediatamente después de darle efecto,
  - (x) dichos embargos que gravan la propiedad tienen un Valor Justo de Mercado agregado que no excede el 10 % del Valor Neto Consolidado, según se determina en base al balance consolidado de la Compañía a partir de la finalización del trimestre fiscal más reciente que finaliza al menos 45 días antes de la fecha en la que dicho Gravamen se debe incurrir; o
  - (y) Si la Compañía o cualquier Subsidiaria crea un Gravamen sobre cualquiera de sus propiedades o activos, o cualquier Subsidiaria ofrece una Garantía o de otro modo se convierte en una parte obligada, en cada caso a favor de los prestamistas u otros acreedores que son parte de las instituciones bancarias principales de la Compañía o líneas de crédito por cualquier monto que exceda un monto agregado pendiente sobre dichas instituciones bancarias o líneas de crédito de USD 20,000,000, la Compañía hará efectiva o hará que se haga una provisión por la cual los Bonos se asegurarán por dicho Gravamen de manera equivalente y proporcional a la de todas y cada una de las Deudas respectivas aseguradas o si la Subsidiaria ha proporcionado una Garantía o de otro modo ha convertido en una parte obligada en virtud de dicha deuda, dicha Subsidiaria deberá constituir una Garantía a los Titulares de conformidad con la documentación en forma y contenido aceptables para dichos Titulares, siempre que con respecto a (y) dicha obligación se deba limitar a los montos que exceden el monto agregado de USD 20,000,000.

**Límites a la Incurrencia de Deudas:**

La Compañía no incurrirá en ninguna Deuda ni hará ni permitirá que ninguna de sus Subsidiarias lo haga, directa o indirectamente, que no sean los Bonos o Deuda Permitida. Lo siguiente serán consideradas Deudas Permitidas ("Deudas Permitidas")

- (i) Las Deudas de la Compañía y sus Subsidiarias pendientes a la Fecha de Cierre;
- (ii) Las Deudas de la Compañía, incluidas las Deudas Adquiridas y las Deudas Adquiridas Incurridas por una Subsidiaria no Incurridas en relación a, o en previsión o contemplación de, la relevante adquisición, fusión o consolidación, si, al momento de e inmediatamente después de darle efecto proforma a la Incurrencia correspondiente y la aplicación de los importes correspondientes al Índice de Endeudamiento Total Consolidado a EBITDA Consolidado no excede el 3.50x, sujeto a las provisiones relacionadas con un ratio más alto durante un Período de Adquisición Elegible o Inversión de Capital;
- (iii) Las Deudas de la Compañía o de cualquiera de sus Subsidiarias en la medida que dichas Deudas sean (i) Deudas de una Subsidiaria anterior a la fecha en la que dicha Subsidiaria se volviera una Subsidiaria de la Compañía, (ii) Deuda de una Persona que fue fusionada, consolidada o amalgamada en la Compañía o Subsidiaria,



- o (iii) asumida en relación con la adquisición de activos de una Persona, siempre que a la fecha dicha Subsidiaria se haya convertido en una Subsidiaria de la Compañía o la fecha en la que dicha Persona fue fusionada, consolidada o amalgamada en la Compañía o Subsidiaria o la Deuda fue asumida en relación con la adquisición de activos, según corresponda, después de darle el efecto proforma respectivo (a) el Patrimonio Neto Consolidado de la Compañía y las Subsidiarias será mayor que el Patrimonio Neto Consolidado inmediatamente anterior a dicha transacción, (b) a la Compañía se le permitirá incurrir en al menos USD 1.00 de deuda adicional de conformidad con la cláusula (b)(ii) o (c) el Índice de Cobertura de Cargo Fijo Consolidado de la Compañía será igual a lo mejor que el Índice de Cobertura de Cargo Fijo Consolidado inmediatamente anterior a dicha transacción ("Endeudamiento permitido por Adquisición")
- (iv) Las Obligaciones de Cobertura contraídas por la Compañía y sus Subsidiarias durante el curso ordinario de sus negocios (incluidas la coberturas de la tasa de interés de las demás Deudas de la Compañía) y no para fines especulativos;
  - (v) el Endeudamiento entre compañías de la Compañía y cualquier Subsidiaria o entre Subsidiarias; siempre que:
    - (a) si la Compañía es acreedora en dicho Endeudamiento, el mismo estará subordinado expresamente al pago anterior en su totalidad de todas las obligaciones conforme a los Bonos y a su Convenio de Emisión, y
    - (b) si en cualquier momento cualquiera de dichas Deudas deja de ser mantenida por la Compañía o Subsidiaria, dicha Deuda se considerará Incurrido y no permitida por la presente cláusula (v) en el momento en que tiene lugar dicho evento;
  - (vi) Las Deudas de la Compañía o cualquiera de sus Subsidiarias que surjan del pago por parte de un banco u otra institución financiera de un cheque, giro o instrumento similar inadvertidamente (incluidos los giros en descubierto en el día pagados en su totalidad por el cierre del negocio el día en que se incurrió en dicho giro en descubierto) girados con fondos insuficientes durante el curso ordinario de los negocios, siempre que dicha Deuda se cancele dentro de los cinco días hábiles de la Incurrencia;
  - (vii) La Deuda de la Compañía o cualquiera de Subsidiarias representada por licitación, caución, bonos de rendimientos o cartas de crédito para la cuenta de la Compañía o cualquier Subsidiaria, según el caso, durante el curso ordinario de los negocios y no para fines de financiamiento y el reintegro de las obligaciones respectivas correspondientes;
  - (viii) Refinanciamiento de la Deuda respecto de:
    - (a) La Deuda (que no sea la Deuda con la Compañía o cualquiera de sus Subsidiarias) Incurrida de conformidad con la cláusula (ii) arriba (se comprende que no se incurrió en Deuda pendiente a la Fecha de Cierre de conformidad con la cláusula (ii) arriba) o
    - (b) los Bonos y la Deuda Incurrida de conformidad con las cláusulas (iii) y (iv) arriba y la presente cláusula (viii);
  - (ix) Las Obligaciones de Arrendamiento Capitalizadas y la Deuda por el Importe de Compra de la Compañía o cualquier Subsidiaria y el Refinanciamiento de la Deuda respectivo, en un monto principal agregado pendiente en cualquier momento, que no exceda el monto que sea mayor entre (x) USD 10,000,000 y (y) el 5 % de los Activos Totales Consolidados de la Compañía;



- (x) La Deuda que surge de los contratos celebrados por la Compañía o Subsidiaria que prevé la indemnización de buena fe, el ajuste del precio de compra u obligaciones similares (incluidos los rendimientos no con fines financieros), o de garantías habituales o bonos de rendimiento que garantizan cualquier obligación de la Compañía o cualquiera de sus Subsidiarias de conformidad con dichos acuerdos, en cada caso, Incurrida o asumida en relación con la adquisición o enajenación de cualquier negocio, activo o Capital Social de una Subsidiaria, siempre que, en caso de enajenación, la responsabilidad máxima agregada respecto de dicha Deuda en ningún momento excederá los importes brutos realmente (incluidos los importes no en efectivo basados en el Valor Justo de Mercado al momento de ser recibidos) recibidos por la Compañía y sus Subsidiarias en relación con dicha enajenación;
- (xi) ninguna obligación de una Subsidiaria por el dinero solicitado Incurrido en relación con el financiamiento de un proyecto o transacción similar en todos los casos relacionados con la construcción, desarrollo o adquisición de activos o instalaciones tangibles (y cualquier activo intangible necesario en relación con la respectiva operación) utilizados en el curso ordinario de los negocios de dicha Subsidiaria siempre que (A) el único recurso legal para la cobranza del capital e intereses de dicha obligación esté en contra de la propiedad específica identificada en los instrumentos que evidencian o aseguran dicha obligación (B) no habrá expresamente ningún recurso respecto de dicha obligación con la Compañía o cualquier otra Subsidiaria respectiva (o cualquiera de sus respectivos activos y propiedades) y (C) la Compañía y sus Subsidiarias no tendrán expresamente ninguna responsabilidad correspondiente (cualquiera de dichas obligaciones, "Deuda por Financiamiento de Proyectos"); y
- (xii) cualquier otra Deuda Incurrida de la Compañía o Subsidiaria en un monto agregado que no exceda los USD 5 millones en cualquier momento pendiente;
- (xiii) Los depósitos del cliente y los pagos por adelantado recibidos por los clientes por la venta, alquiler o licencia de bienes y servicios durante el curso normal de los negocios y;
- (xiv) (a) las Garantías de (1) la Compañía por la Deuda de cualquier Subsidiaria autorizada a ser incurrida por dicha Subsidiaria en virtud de la presente Sección y (2) cualquier Subsidiaria por cualquier Deuda de la Compañía u otra Subsidiaria autorizada a ser incurrida conforme a la presente Sección por la Compañía o cualquier otra Subsidiaria; y  
  
(b) la Deuda que constituye un Gravamen Permitido incluido en la cláusula (vii) de la definición de Deuda (1) Incurrida por la Compañía respecto de la Deuda de una Subsidiaria autorizada a ser incurrida por dicha Subsidiaria conforme a la presente Sección e (2) Incurrida por una Subsidiaria respecto de la Deuda de la Compañía u otra Subsidiaria a la que se le permitió que incurra conforme a la presente Sección por la Compañía o dicha Subsidiaria (excluida la Deuda de cualquiera de dichas Subsidiarias autorizada según la cláusula (i) de esta definición de Deuda Permitida o Refinanciamiento de la Deuda correspondiente) según el caso, qué Gravamen es concedido en cumplimiento con las provisiones correspondientes.

Sin perjuicio de lo precedente, en ningún caso el monto agregado de toda la Deuda para el cual cualquiera o todas la Subsidiarias están obligadas directa o contingentemente a exceder el 10 % de los Activos Totales Consolidados de la Compañía y todas las Subsidiarias tomadas en conjunto.

A los efectos del presente, dicha Deuda no incluirá la Deuda por Financiamiento de Proyectos.

La Deuda, a los propósitos de la definición de Deuda Total Consolidada según se utiliza a los fines de determinar la Deuda Total Consolidada y el ratio de EBITDA Consolidado, no incluirá ninguna Deuda descrita en las cláusulas (iv), (iv) (en la medida que dicha Deuda sea entre las Subsidiarias o entre la Compañía y una Subsidiaria donde la Subsidiaria es la acreedora), (vi), (vii), (x), (xi) (xiii) y (xiv) (en la medida que se relacione con cualquier Deuda en las cláusulas (iv), (vi), (vii) (x) y (xiii)) de la definición de Deuda Permitida.



**Límites adicionales a la Deuda:**

La Compañía no permitirá que el Índice de Endeudamiento Total Consolidado a EBITDA Consolidado para los cuatro trimestres fiscales finalizados más recientemente en ese momento exceda 3.50x, siempre que, no obstante, a pesar de la limitación de incurrencia de Deuda mencionada anteriormente, que el Índice de Endeudamiento Total Consolidado a EBITDA Consolidado exceda 3.50x durante la Período de Adquisición Eligible o Inversión de Capital no más de dos veces durante el término de los Bonos, siempre que durante dicho período el Índice de Endeudamiento Total Consolidado a EBITDA Consolidado no exceda 4.0x. La Deuda por Financiamiento de Proyectos no se deberá incluir a los fines de dicho cálculo. Se acumulará interés en los Bonos a una tasa igual al 1.0% por año por sobre la Tasa del Bono durante cualquier Período de Gracia de Índice de Endeudamiento Total Consolidado a EBITDA Consolidado.

**Fusiones, Consolidaciones y Ventas:**

La Compañía no se fusionará, consolidará ni amalgamará con ninguna persona ni permitirá a ninguna Subsidiaria que lo haga, ni tampoco venderá, cesionará, transferirá ni de otra manera traspasará ni enajenará todos o sustancialmente todos sus respectivos activos, ya sea por una transacción o una serie de transacciones, a cualquier persona a menos que:

- (i) La Compañía es la entidad superviviente o la entidad superviviente asume de manera expresa el pago puntual y la observancia de todas las obligaciones según los Bonos,
- (ii) la entidad superviviente no está inmediatamente en incumplimiento de los Bonos con posterioridad a dicha fusión;
- (iii) la entidad superviviente acuerda indemnizar a cada Titular por cualquier impuesto, evaluación o cargo del gobierno correspondiente impuesto a los Titulares solamente como consecuencia de la consolidación, fusión y traspaso,
- (iv) inmediatamente después de darle efecto a dicha transacción o serie de transacciones en una base proforma, incluida cualquier Deuda incurrida o que se prevé que será incurrida en relación o con respecto a la transacción o serie de transacciones en las que la entidad superviviente podría incurrir al menos en USD 1.00 de deuda y que no esté en incumplimiento;
- (v) la entidad superviviente deberá ser (a) una Filial de la Compañía con domicilio bajo las leyes de Panamá o jurisdicción que pueda ser aceptado por la Mayoría de los Titulares, o (b) una sociedad anónima organizada conforme a las leyes de Panamá; y
- (vi) la entidad superviviente deberá haber enviado al Fiduciario una Certificación de Oficial y una Opinión Legal, cada uno estableciendo que dicha fusión, consolidación, venta, asignación, transferencia u otro traspaso o disposición cumple con esta obligación de hacer, con el Convenio de Emisión y que todas las condiciones precedentes provistas en este documento y que se relacionan con dicha transacción se han cumplido. Dicha Certificación de Oficial y Opinión Legal dispondrá también que los acuerdos materiales relativos a la operación a que la Compañía es parte son obligaciones válidas y exigibles de la Compañía.

y siempre que:

- (i) toda Subsidiaria se puede fusionar con la Compañía (siempre que la Compañía sea la entidad superviviente ) o si la transacción no tiene un Efecto Material Adverso sobre la Compañía y sus Subsidiarias tomadas en conjunto;
- (ii) cualquier Subsidiaria, podrá fusionar con o consolidarse en, transmitir, transferir o alquilar de otra manera enajenar sus activos a la Compañía o a cualquier otra Subsidiaria;
- (iii) cualquier Subsidiaria de la Compañía podrá liquidarse o disolverse si la Compañía determina de buena fe que la liquidación o disolución es para beneficio de la Compañía y no provocará un Efecto Material Adverso en la Compañía y sus Subsidiarias tomadas en conjunto y si la liquidación o disolución es parte de una reorganización corporativa de la Compañía; o



- (iv) la Compañía podrá vender, alquilar, transferir o de otra manera enajenar sus activos si los importes de dichas ventas se utilizan para comprar otra propiedad de naturaleza similar de al menos el valor equivalente dentro de un año de dicha venta o la utilización de parte de la Compañía de los importes de las ventas para cancelar la deuda principal o el ofrecimiento de la Compañía de cancelar una parte de los Bonos con un monto no inferior al valor nominal más el interés acumulado con un monto de dichos importes utilizados que se prorroga al monto de la totalidad de la deuda de la Compañía que se cancela o rescata.

**Naturaleza de los Negocios:** La Compañía no permitirá ni le permitirá a ninguna Subsidiaria ocuparse de ningún negocio si, como resultado, la naturaleza general del negocio en el que la Compañía, tomada en su conjunto, está ocupada en ese momento cambia substancialmente de la naturaleza general del negocio en el que la Compañía, tomada en su conjunto, está ocupada a la fecha del Convenio de Emisión, según se describe en el prospecto informativo.

- Transacciones con Afiliadas:**
- (a) La Compañía Subsidiaria no permitirá ni le permitirá a ninguna de sus Subsidiarias, directa o indirectamente, realizar cualquier transacción o serie de transacciones relacionadas (incluida, sin limitaciones, la compra, venta, alquiler o intercambio de cualquier propiedad o la prestación de cualquier servicio) con o para beneficio de, cualquiera de sus Afiliadas (cada una "Transacción con Afiliada"), a menos que:
    - (i) dicha Transacción con Afiliada es en el curso ordinario y de conformidad con los requisitos razonables del negocio de la Compañía o dicha Subsidiaria y bajo condiciones justas y razonables no menos favorables para la Compañía o dicha Subsidiaria que se podrían razonablemente obtenerse en una transacción comparable de plena competencia con una Persona que no sea una Afiliada de esa;
    - (ii) si dicha Transacción con Afiliada involucra los pagos agregados, o transferencias de propiedad o servicios con un Valor Justo de Mercado, que exceden los USD 5.0 millones, los términos de dicha Transacción con Afiliada serán aprobados por la mayoría de los miembros de la Junta Directiva de la Compañía (incluida la mayoría de los miembros desinteresados respectivos), la aprobación de ser comprobada por una Resolución de la Junta que establece que la Junta Directiva ha determinado que dicha transacción cumple con las provisiones precedentes; y
    - (iii) en caso de que dicha Transacción con Afiliada involucre los pagos agregados o transferencias de propiedad o servicios con un Valor Justo de Mercado, que exceden los USD 10.0 millones, la Compañía obtendrá, con anterioridad a la consumación correspondiente, una opinión favorable con respecto a la imparcialidad de dicha Transacción con Afiliada a la Compañía y la Subsidiaria relevante (si la hubiere) desde un punto de vista financiero de un Asesor Financiero Independiente y le otorgue lo mismo al Fiduciario.





(b) La Sección (a) no se aplicará a:

- (i) Las Transacciones con Afiliadas con o entre la Compañía y cualquier Subsidiaria de la Compañía o entre las Subsidiarias de la Compañía;
- (ii) los honorarios razonables y compensación pagada a, y cualquier indemnización proporcionada a nombre de, ejecutivos, directores, empleados, consultores o agentes de la Compañía o cualquier Subsidiaria según lo determine de buena fe la Junta Directiva de la Compañía
- (iii) las Transacciones con Afiliadas existentes de la Fecha de Cierre y descrita en el Prospecto Informativo o cualquier enmienda, modificación o reemplazo de dicho contrato (si dicha corrección, modificación o reemplazo no es materialmente más desfavorable para la Compañía y sus Subsidiarias o los Titulares, tomados en conjunto, que el contrato original vigente a la Fecha de Cierre);
- (iv) cualquier Pago Restringido realizado en cumplimiento con los "Límites a los Pagos Restringidos" o cualquier Inversión Permitida;
- (v) los préstamos y anticipos a los ejecutivos, directores y empleados de la Compañía o cualquier Subsidiaria efectuados durante el curso ordinario de los negocios relacionados con las actividades comerciales de la Compañía y sus Subsidiarias, que no exceden los USD 500,000 pendientes en el agregado en cualquier momento;
- (vi) cualquier contrato de empleo, distribución de ganancias, planes de beneficios de empleo, contrato de indemnización de ejecutivos o directores o cualquier contrato celebrado por la Compañía o cualquiera de sus Subsidiarias durante el curso ordinario de los negocios o de conformidad con la práctica anterior y los pagos en virtud de los mismos; y
- (vii) las transacciones con los clientes, proveedores, compradores o vendedores de bienes o servicios, en cada caso durante el curso ordinario de los negocios y de otra manera en cumplimiento con los términos de este Contrato, que son justas para la Compañía o sus Subsidiarias (según corresponda) o que están en condiciones al menos tan favorables como las que podrían haberse obtenido de una parte afiliada razonablemente en dicho momento.

**Límites sobre los Pagos Restringidos:**

Si se produce y continúa un Evento de Incumplimiento, la Compañía no realizará ni permitirá que ninguna de sus Subsidiarias realice directa o indirectamente, ningún Pago Restringido ni incurra en ninguna obligación (contingente o de otro tipo) de hacerlo, excepto que (i) cualquier Subsidiaria realice un Pago Restringido a la Compañía o a cualquier otra Subsidiaria y (ii) ninguna Subsidiaria que no sea una Subsidiaria de propiedad absoluta distribuya a los titulares sus Capital Social sobre una base prorrateada en la medida que dicha Subsidiaria esté obligada por contrato a realizar dichas distribuciones o que dicha Subsidiaria tenga una obligación fiduciaria para realizar dicha distribución y la misma se realiza en cumplimiento de la ley Aplicable.

**Eventos de Incumplimiento:**

Un "Evento de Incumplimiento" existirá si cualquiera de las siguientes condiciones o eventos ocurren y continúan:

- (a) se produce un incumplimiento en el pago del principal sobre los Bonos cuando vencen; o
- (b) se produce un incumplimiento en el pago de interés u otros montos sobre los Bonos (incluidos los Montos Adicionales) conforme con los términos de los Bonos y el Convenio de Emisión y la falta de pago continua durante los 30 días calendarios desde la fecha de vencimiento de su vencimiento programado; o



- (c) la Compañía incumple o viola cualquier término, obligación de hacer, acuerdo u obligación contenida en el Convenio de Emisión y dicho incumplimiento (que no sea el incumplimiento de efectuar un pago contemplado en (a) y (b) anterior) no se puede remediar o continúa durante un período de 45 días calendarios (incluido cualquier plazo contenido en cualquiera de dichos términos, obligación de hacer, acuerdo u obligación de cumplimiento posterior) con posterioridad a la recepción de una notificación escrita de dicho incumplimiento de parte de la Compañía del Fiduciario por la Compañía; o
- (d) cualquier provisión material de los Bonos o el Convenio de Emisión (a) dejará de estar en plena vigencia y efecto o vinculante o aplicable en contra de la Compañía que no haya sido reemplazada por las provisiones alternativas satisfactorias al Fiduciario dentro (o de otra manera si dicho incumplimiento continúa) de un período de 30 días con posterioridad a que el Fiduciario haya notificado por escrito respectivamente a la Compañía excepto dicha provisión, la invalidez, ilegalidad o inaplicabilidad de lo que no pueda, individual o colectivamente, tener un Efecto Material Adverso), (b) dejará de ser admisible en las pruebas ante las cortes de Panamá, o (c) se vuelve ilegal para la Compañía cumplir cualquier obligación material conforme a cualquiera de los Bonos o el Convenio de Emisión; o la Compañía impugnará la aplicabilidad de cualquiera de los Bonos o el Convenio de Emisión, o la Compañía niega que tenga responsabilidad conforme a cualquiera de los Bonos o el Convenio de Emisión; o
- (e) cualquier de (i) el Contrato de Concesión se suspende, revoca, rescinde o corrige de una manera tal que se espera razonablemente que tenga un Efecto Material Adverso o deje de estar en plena vigencia y efecto en cualquier respecto material; (ii) la Compañía recibe notificación por escrito de la ASEP o cualquier otro gobierno correspondiente o autoridad regulatoria de Panamá, que el Contrato de Concesión será suspendido, revocado, rescindido o enmendado de una manera tal que se espera razonablemente que tenga un Efecto Material Adverso (cada una, una “Acción de Concesión”), y, con relación a (ii), la Compañía no haya obtenido, dentro de un período de 60 días posteriores, una renuncia, aplazamiento o medida cautelar en contra de cualquiera de dicha Acción de Concesión, pero solamente durante el tiempo en que dicha renuncia, aplazamiento o medida cautelar esté vigente; o
- (f) (i) la Compañía o cualquiera de sus Subsidiarias Materiales está en incumplimiento del pago del capital, la prima o interés del monto o el que excede los USD 1,000,000 (o su equivalente en la moneda relevante de pago) más allá del período de gracia, o (ii) la Compañía o cualquiera de sus Subsidiarias Materiales está en incumplimiento del desempeño de o cumplimiento de cualquier término de la Deuda con un monto principal agregado o en exceso de USD 20,000,000 (o su equivalente en la moneda relevante de pago) o de cualquier hipoteca, contrato u otro acuerdo relacionado respectivo o cualquier otra condición existe, y como consecuencia dicha Deuda se ha tornado, o ha sido declarada, adeudada y pagadera antes de su vencimiento establecido o antes de las fechas de pago programadas;
- (g) ciertos eventos que involucran la quiebra o insolvencia de la Compañía; o
- (h) ciertos casos de nacionalización, condena, expropiación, embargo o secuestro de activos del Gobierno de Panamá, que afectan a la Compañía o a cualquiera de sus Subsidiarias Materiales; o
- (i) la suspensión de los pagos por parte del Gobierno de Panamá de los pagos de la deuda especificada; o
- (j) la destrucción o daño irreparable a las instalaciones de distribución de electricidad que la Compañía opera y mantiene, que no está cubierto por el seguro, lo que resulta en un Efecto Material Adverso; o



- (k) se adopta o aprueba una resolución por parte de la Junta Directiva de la Compañía, accionistas o una autoridad del gobierno de Panamá o una corte de jurisdicción competente resuelve disolver y liquidar la Compañía o cualquiera de sus Subsidiarias Materiales que no sean las relacionadas con una fusión, consolidación o amalgamiento y cualquiera de dichos procedimientos de liquidación o disolución permanezca no desestimado durante 60 días; o
- (l) una o más resoluciones finales no apelables o decretos para el pago de dinero de USD 10,000,000 (o el equivalente correspondiente al momento de la determinación) o más en el agregado se prestan a la Compañía o a cualquier Subsidiaria Material y no se pagan (en su totalidad o en cuotas conforme con los términos de la resolución) o de otra manera se descarga irrevocablemente a través de pagos de seguros por un tercero.

**Derechos de los Titulares en Evento de Incumplimiento:**

Si se produce un Evento de Incumplimiento descrito en los párrafos (a), (b), (c), (e), (f), (h), (i), (j) y (l) arriba, el Titular o los Titulares de no menos del 25 % del monto principal de los Bonos Pendientes en ese momento pueden declarar todos los Bonos a vencer y pagaderos de inmediato en una Suma de Restitución acumulado igual al valor nominal, si lo hubiera.

Si se produce cualquier Evento de Incumplimiento descrito en el párrafo (d), (g) y (k) arriba, todos los Bonos vencerán y serán pagaderos en un monto igual al monto principal pendiente más cualquier interés acumulado respectivo, más la Suma de Restitución, si lo hubiera (en la medida en que lo permita ley aplicable).

Si los Bonos vencen y son pagaderos inmediatamente conforme a un Evento de Incumplimiento descrito anteriormente la Compañía deberá pagar un monto igual a la suma del monto principal de los Bonos Pendientes, todos los intereses acumulados correspondientes, cualquier Monto Adicional y la Suma de Restitución según es calculado por la Compañía y notificado al Fiduciario por escrito.

La Suma de Restitución se definirá como la diferencia (que no sea menor a cero) entre: (a) el valor presente de los flujos de efectivo futuros esperados de los Bonos (menos el interés acumulado) descontado a una tasa igual al entonces actual rendimiento del Bono del Tesoro correspondiente más cercano a la vida promedio ponderada restante de los Bonos calculada al momento del pago anticipado más el 0.50 % anual, y (b) el monto principal Pendiente.

Los Titulares del más del 50 % del monto principal no pagado pueden rescindir la aceleración si el Evento de Incumplimiento se ha resarcido.

**Enmiendas:**

Cualquier provisión de los Bonos puede corregirse o renunciarse con el consentimiento escrito de la Mayoría de los Titulares excepto que dicho Titular deba consentir por escrito cualquier corrección o renuncia que afecte de manera adversa la tasa de interés, vencimiento, pago anticipado o provisiones de rescate o el porcentaje requerido para enmendar los Bonos.

**Ley vigente:**

Estado de Nueva York.

**Honorarios y Gastos:**

La Compañía pagará los honorarios y gastos razonables del asesoramiento especial a los inversores, ya sea que el financiamiento se complete o no. Hogan Lovells SRL de los EE.UU. que actúa como asesor especial de los inversores.



## Section 3

Resumen de la información financiera histórica



## Resumen de la información financiera histórica

El siguiente resumen de la información financiera histórica de la Compañía debe leerse junto con la "Discusión y Análisis de la Condición Financiera y los Resultados de las Operaciones", la "Información Financiera Histórica Seleccionada", los estados financieros de la Compañía y los comentarios adjuntos presentados en la Superintendencia del Mercado de Valores ([www.supervalores.gob.pa](http://www.supervalores.gob.pa)), la Bolsa de Valores de Panamá ([www.panabolsa.com](http://www.panabolsa.com)) y el sitio web disponible de la Compañía ([www.ensa.com.pa](http://www.ensa.com.pa)).

### Resumen de finanzas y métricas clave (desde 2009 hasta el presente)

(en millones USD)	1H 2012	FY 2011	FY 2010	FY 2009
<b>Estado de resultados</b>				
<b>Ingresos totales</b>	<b>\$291.1</b>	<b>\$484.0</b>	<b>\$452.9</b>	<b>\$396.4</b>
Compra de energía y cargos de transmisión netos	234.4	381.8	359.2	309.0
Costos y gastos operativos totales	26.4	51.8	50.0	50.5
<b>EBITDA</b>	<b>\$38.5</b>	<b>\$66.6</b>	<b>\$58.5</b>	<b>\$51.5</b>
Depreciación y amortización	8.2	16.2	14.8	14.5
Ingreso operativo	30.3	50.4	43.7	37.0
Gasto por interés	4.4	8.6	8.7	9.0
<b>Ingreso neto</b>	<b>\$19.0</b>	<b>\$30.4</b>	<b>\$25.5</b>	<b>\$20.9</b>
<b>Balance</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$4.1	\$3.4	\$22.0	\$5.9
PP&E, neto	290.3	279.0	258.0	248.1
Activos totales	436.9	395.2	356.5	351.3
Deuda a corto plazo	35.5	10.0	0.0	0.0
Deuda a largo plazo	119.4	119.3	119.3	119.3
<b>Deuda Total</b>	<b>\$154.9</b>	<b>\$129.3</b>	<b>\$119.3</b>	<b>\$119.3</b>
<b>Capital Social</b>	<b>\$154.9</b>	<b>\$147.9</b>	<b>\$131.6</b>	<b>\$131.9</b>
<b>Capitalización total</b>	<b>\$309.7</b>	<b>\$277.3</b>	<b>\$250.9</b>	<b>\$251.1</b>
<b>Declaración de flujo de efectivo</b>				
Operaciones de efectivo neto	\$7.1	\$23.4	\$66.5	\$39.5
Gastos de capital	19.8	38.3	24.8	21.5
<b>Métrica clave</b>				
Tasa de retorno realizada <sup>(a)</sup>	18.9%	18.1%	16.9%	14.9%
Margen de EBITDA	13.2%	13.8%	12.9%	13.0%
Deuda total / EBITDA	2.2x	1.9x	2.0x	2.3x
EBITDA / gasto de interés	8.8x	7.8x	6.7x	5.7x

### Conciliación de EBITDA con los ingresos netos

	1H 2012	FY 2011	FY 2010	FY 2009
Ingreso neto	19.0	30.4	25.5	20.9
Impuesto sobre la renta total	8.0	13.1	10.9	9.0
Gastos por intereses & otros ingresos	3.4	6.9	7.3	7.0
Depreciación y Amortización	8.2	16.2	14.8	14.5
<b>EBITDA</b>	<b>\$38.5</b>	<b>\$66.6</b>	<b>\$58.5</b>	<b>\$51.5</b>

(a) Tasa de rendimiento realizada definida como EBIT dividida por PP&E, neto.  
Fuente: Información de la Compañía



## Section 4

Factores de riesgo



## Factores de riesgo

*Debe considerar los riesgos e incertidumbre que se describen a continuación cuidadosamente y la demás información contenida el presente Prospecto antes de realizar una inversión en los Bonos. Los riesgos descritos a continuación no son los únicos que enfrentan la Compañía o inversiones en Panamá en general. Los negocios de la Compañía, condición financiera o los resultados de las operaciones pueden verse afectados de manera adversa por cualquiera de estos riesgos. Existe un número de factores, incluidos los descritos a continuación, que pueden afectar de manera adversa nuestra capacidad de efectuar los pagos de los Bonos. Los riesgos adicionales no conocidos en la actualidad por la Compañía o que consideremos inmateriales actualmente pueden además afectar sus operaciones comerciales.*

### Riesgos relacionados con Panamá

**La situación económica y política de Panamá puede afectar de manera adversa los resultados financieros de ENSA y su capacidad de cancelar los Bonos.**

Todas las operaciones y clientes actuales de la Compañía están localizados en Panamá. Por consiguiente, la condición financiera y los resultados de las operaciones, incluida su capacidad de cumplir con sus obligaciones conforme a los Bonos, dependen sustancialmente de las condiciones económicas y políticas prevalecientes de tanto en tanto en Panamá. De acuerdo con las cifras oficiales del Gobierno de Panamá, el PIB de Panamá creció un 3.9 % en 2009, 7.6 % en 2010 y 10.6 % en 2011.

La economía de Panamá es pequeña y relativamente poco diversificada, enfocada en su mayor parte en el sector de servicios, una parte importante de la cual consiste en negocios vinculados con las actividades en el Canal de Panamá, una zona importante de libre comercio y un centro bancario internacional. Como las operaciones de la Compañía se concentran en el mercado interno, los resultados de las operaciones y condición financiera dependen necesariamente de la economía local y el efecto que la economía tiene sobre los clientes. Debido a su pequeño tamaño y enfoque limitado en la economía de Panamá, los desarrollos adversos en Panamá pueden tener un efecto más pronunciado que si los desarrollos se sucedieran dentro del contexto de una economía más importante y más diversificada.

**A ENSA la pueden afectar las futuras crisis políticas en Panamá.**

La economía de Panamá ha experimentado diferentes tipos de gobierno y políticas gubernamentales. Antes de 1968 Panamá tenía por lo general una democracia y una economía en crecimiento. En 1968 los militares tomaron el control del gobierno y el régimen militar continuó hasta 1987, cuando una crisis política surgió entre el entonces dictador militar gobernante, General Manuel Antonio Noriega, organizaciones civiles, partidos políticos y la comunidad comercial, que habían estado luchando por un retorno a la democracia. En diciembre de 1989, el Sr. Noriega fue depuesto, en su mayor parte como resultado de la intervención militar de los EE.UU y Guillermo Endara, que había sido elegido por una mayoría abrumadora de la población de Panamá mediante el voto popular a principios de ese año, juró como Presidente. Desde finales de 1989, el Gobierno de Panamá ha mantenido la estabilidad política y económica durante los gobiernos democráticos sucesivos y las relaciones favorables con los EE.UU. se han recompuesto favorablemente. Sin embargo, en vista de la pasada inestabilidad del Gobierno de Panamá, no se puede asegurar que las operaciones de la Compañía no se vean afectadas si se produce una futura crisis política en Panamá.



### **La Compañía puede verse afectada por las políticas del Gobierno**

El Gobierno de Panamá ha ejercido y continua ejerciendo, una gran influencia en la economía de Panamá a través de y por otros medios, su propiedad de ciertos servicios públicos y otras empresas. El Gobierno de Panamá también ha impactado en la economía significativamente por medio de diferentes iniciativas legales y del gobierno incluida la aplicación de un código laboral rígido, subsidios, políticas tarifarias y controles de precios. Por consiguiente, las acciones del Gobierno de Panamá respecto de la economía pueden tener importantes efectos adversos en las entidades del sector privado en general y en nosotros en particular. No es posible determinar el efecto que dichos planes o acciones o la respectiva implementación tendrán en la economía de Panamá o en la condición financiera o resultados de las operaciones de la Compañía.

### **Como el sistema monetario de Panamá depende del dólar estadounidense, cualquier recesión en la economía de los EE.UU puede afectarnos de manera adversa**

Desde 1904, Panamá ha utilizado el dólar estadounidense como moneda de curso legal y su único papel moneda, utiliza el Balboa sólo como acuñación de moneda y como unidad de cuenta con una tasa de cambio establecida en paridad con el dólar estadounidense. El sistema monetario de Panamá es único en los mercados emergentes porque está limitado en su capacidad de llevar a cabo una política monetaria estimulante y puede financiar déficits en el sector público solamente por medio del préstamo. Dada la relación del sistema monetario de Panamá con el dólar e, indirectamente, la dependencia de Panamá de la economía de los EE.UU., no se puede asegurar que la apreciación o depreciación del dólar estadounidense con respecto a otras monedas cubiertas por el Euro o la existencia de niveles mayores sostenidos de inflación en la economía de los EE.UU (y el efecto resultante en el valor del dólar estadounidense) o los incrementos o disminuciones de las tasas de interés de los EE.UU no afectarán de manera adversa el sistema monetario de Panamá.

### **Las condiciones políticas y económicas adversas en otros países de América Latina pueden afectar a ENSA de manera adversa**

De tanto en tanto, las economías de otros países de América Latina, particularmente aquellos de América Central, Brasil, México y Argentina, han sufrido grandes índices de inflación, devaluación de la moneda y/o otros desarrollos que han ejercido un efecto adverso no solo en sus economías, sino también en las economías de otros países de la región. Aunque todas las actividades de la Compañía se concentran en Panamá, puede todavía estar afectada por los desarrollos adversos de otras economías de América Latina.

### **Riesgos relacionados con las actividades comerciales de la Compañía**

#### **La rescisión del Contrato de Concesión sin renovación puede afectar la capacidad de ENSA de cancelar sus deudas**

ENSA opera su red de distribución de conformidad con un Contrato de Concesión con el Gobierno de Panamá. El presente Contrato de Concesión expira en octubre de 2013. El Gobierno de Panamá puede permitir que el Contrato de Concesión expire sin renovación.





## **A ENSA la puede afectar de manera adversa la aplicación e interpretación de regulaciones que pueden afectar sus ingresos**

Como compañía de distribución de electricidad, ENSA está sujeta a una amplia regulación de parte del Gobierno de Panamá a través de la ASEP. Por consiguiente, los resultados de las operaciones dependen del marco regulatorio aplicable y de su interpretación por parte de la ASEP. El marco regulatorio que rige el negocio de los servicios públicos de electricidad fue implementado en 1997. A ENSA generalmente se le solicita que obtenga y cumpla con una gran variedad de licencias, permisos y demás aprobaciones con el fin de operar nuestras instalaciones. Actualmente, la Compañía cumple con las regulaciones existentes, pero puede incurrir en costos adicionales como resultado de su cumplimiento de futuros requerimientos. Si ENSA incumple estas regulaciones, la Compañía puede estar sujeta a sanciones tales como la imposición de derechos de prenda o multas sin la responsabilidad penal o civil relacionada, la rescisión del Contrato de Concesión y el ejercicio del bono de rendimiento otorgado al Gobierno de Panamá en virtud del Contrato de Concesión de ENSA. Además, las regulaciones existentes pueden ser revisadas o reinterpretadas, las nuevas leyes y regulaciones pueden ser adoptadas o volverse aplicables para ENSA o sus instalaciones y los futuros cambios en las leyes y regulaciones incluidos los cambios en las leyes y regulaciones con respecto a los cargos de transmisión y las regulaciones de precios para los distribuidores pueden tener un efecto perjudicial en los negocios de la Compañía y los resultados financieros.

## **Los grandes incrementos en las tarifas para los clientes o la suspensión por parte del Gobierno de Panamá de los pagos de subsidios a la Compañía por los incrementos solicitados en las tarifas que la Compañía no está autorizada a transferir a sus clientes puede afectar de manera adversa los negocios, la liquidez y la rentabilidad de ENSA,**

Durante los últimos años y durante el período más reciente de ajuste de tarifas que finalizará el 30 de junio de 2014, los incrementos en las tarifas de las compañías de distribución de electricidad cobradas a los clientes a través del proceso de ajuste de tarifas, que es requerido según la estructura regulatoria de la industria de la electricidad, no fueron transferidos en su totalidad sino que fueron transferidos parcialmente a los clientes en forma de incrementos de tarifas, con el monto restante subsidiado por el Gobierno de Panamá. El incumplimiento por parte del Gobierno de Panamá de proporcionar pagos de subsidios a ENSA por los incrementos de tarifas solicitados que no están autorizados a transferirse a los clientes, dará como resultado que nosotros no recuperemos la totalidad de ciertos costos incrementados, según lo permiten las regulaciones existentes. Además, la decisión del Gobierno de Panamá de transferir los futuros e importantes incrementos de tarifas en su totalidad a los clientes resultará en la incapacidad de algunos clientes de efectuar los pagos solicitados. Cualquiera de estos hechos puede afectar de manera adversa la capacidad de la Compañía de pagar a los generadores de electricidad y también afectar de manera negativa los negocios, la liquidez y la rentabilidad de la Compañía y puede afectar su capacidad de cumplir con sus obligaciones conforme a los Bonos.



**El desempeño comercial de la Compañía puede estar afectado por la naturaleza de su respuesta a los diferentes riesgos operativos que normalmente enfrentan las compañías de distribución de electricidad.**

ENSA enfrenta una cantidad de riesgos operativos aplicables a las compañías de distribución de electricidad que incluyen:

- las interrupciones periódicas del servicio y las variaciones en la calidad de la energía de nuestra red de distribución de electricidad, que puede dar como resultado una pérdida significativa de ingresos y responsabilidad potencial para con terceros;
- fluctuaciones en la demanda agregada de energía por parte del consumidor en línea con las condiciones económicas predominantes, que pueden dar como resultado una disminución de los ingresos;
- la incapacidad de las licenciatarios de generación de electricidad de generar la suficiente electricidad para transmitir a ENSA y a su vez para que ENSA la distribuya a sus clientes, que puede afectar la disponibilidad de suministro de electricidad a través de nuestras redes de distribución de electricidad;
- las fallas y defectos en el sistema de transmisión de electricidad de Panamá o en las instalaciones de generación de electricidad de las compañías de generación de electricidad de Panamá, ninguna de las cuales la Compañía controla;
- la falla del sistema que afecta nuestros sistemas de tecnología de información o aquellos pertenecientes a otros participantes de la industria de la electricidad, que puede dar como resultado la pérdida de ciertas capacidades operativas o de datos sumamente importantes;
- los costos y responsabilidades ambientales que surgen de nuestras operaciones, que pueden ser difíciles de cuantificar y pueden afectar los resultados de las operaciones;
- ciertos niveles de pérdida de energía, ya sea que surja por razones técnicas inherentes a la operación normal de los sistemas de distribución de electricidad o que surja por razones no técnicas (como el robo, fraude y facturación inexacta), lo que ocasiona pérdida de ingresos

Como ENSA se ocupa solamente del negocio de distribución de electricidad, los resultados de las operaciones también pueden estar expuestos a un grado mayor de fluctuación si se la compara con las compañías de electricidad que tienen operaciones más diversificadas, como las que integran verticalmente la generación, las transmisiones y la distribución de electricidad.

**La falla en las líneas de transmisión de propiedad de ETESA puede afectar de manera adversa los resultados operativos de la Compañía**

El daño a la línea de conexión que une a ENSA con el sistema nacional de electricidad interconectado de Panamá, o el Sistema Nacional Interconectado, o el Sistema Nacional Interconectado mismo, puede impedir que la Compañía reciba la electricidad que debe comprar por contrato. El incumplimiento de suministrar electricidad a los clientes regulados puede dar como resultado la imposición de ciertas sanciones y pueden afectar los resultados financieros.

**ENSA está sujeta a las leyes y regulaciones ambientales, de salud y de seguridad**



ENSA está sujeta a una gran diversidad de leyes y regulaciones ambientales, de salud y de seguridad de Panamá que la exponen al riesgo de incurrir en grandes costos y responsabilidades. Estas leyes y regulaciones se relacionan, entre otras cosas, con los límites a las emisiones, la calidad del agua y del aire, los ruidos, el hábitat forestal, que reducen los riesgos al medio ambiente al tiempo que mantienen la calidad, la seguridad y eficiencia del sector de la electricidad, el uso y la manipulación de materiales peligrosos y las prácticas de eliminación de residuos. En julio de 1998, el Gobierno de Panamá sancionó leyes ambientales creando una agencia para la protección del medio ambiente (ANAM) e imponiendo nuevos estándares ambientales que afectan nuestras operaciones, las que creemos que cumplimos. El incumplimiento de los estándares ambientales aplicables, las leyes y regulaciones más estrictas o la interpretación más estricta de las leyes o regulaciones existentes pueden imponer nuevas responsabilidades, que pueden dar como resultado la necesidad de realizar inversiones adicionales o pueden afectar de manera adversa nuestra capacidad de completar futuros proyectos. Esto puede afectar de manera adversa los negocios, el estado financiero y los resultados de las operaciones en el futuro de la Compañía.



## **La propiedad se puede dañar y nuestros negocios se pueden interrumpir o perjudicar a causa de un desastre natural.**

Aunque ENSA construye sus infraestructuras de electricidad para resistir las fuerzas naturales y la Compañía ha adoptado procedimientos a seguir en caso de un desastre natural, éste puede afectar seriamente los activos físicos o provocar la interrupción de la capacidad de Compañía de proveer electricidad. Aunque ENSA mantiene una póliza de seguros "contra todo riesgo" que cubre el daño físico y la interrupción de la actividad comercial, es posible que no se asegure que el alcance de los daños sufridos por la Compañía en caso de un desastre natural no excedan los límites de la póliza del seguro. Además, los efectos de un desastre natural en la economía de Panamá pueden ser serios y prolongados, ocasionando una disminución en la demanda de servicios de electricidad. El desencadenamiento de un desastre natural, particularmente uno que provoque daños que excedan los límites de la póliza de seguro, puede ejercer un efecto material adverso en nuestros negocios, estado financiero y resultados de las operaciones.

## **Las relaciones laborales pueden afectar el negocio**

A partir del 30 de junio de 2012, ENSA empleó 470 personas, 300 de las cuales están representadas por el Sindicato de Trabajo de la Industria Eléctrica y Similares de la República de Panamá o el Sindicato de Trabajadores de la Industria de la Electricidad, un sindicato de trabajo nacional que representa a los trabajadores de la industria de la electricidad. En virtud de las regulaciones laborales aplicables, los trabajadores de los servicios públicos no están autorizados a participar en paros laborales ni en huelgas que afecten el suministro de los servicios públicos. Sin embargo, si los empleados participaran en huelgas u otros paros laborales incluido el sabotaje, la Compañía puede experimentar una interrupción significativa de nuestras operaciones y costos laborales mayores y continuos, que pueden afectar de manera adversa sus negocios, posición financiera o los resultados de sus operaciones.

## **Riesgos relacionados con los Bonos**

### **Los Bonos pueden no transferirse libremente en los EE.UU.**

Los bonos no se han registrado en los EE.UU. y no se registrarán en los EE.UU. según la Ley de Títulos Valores ni ninguna de las leyes sobre títulos valores aplicables de los EE.UU. Más bien, la oferta de los Bonos en los EE.UU. se realiza de conformidad con las exenciones de y en transacciones no sujetas a, las disposiciones sobre registro de la Ley de Valores y de las leyes estatales de títulos valores que establecen límites con respecto a las personas que pueden poseer los Bonos. Por consiguiente, los Bonos están sujetos a ciertas restricciones a la reventa y otras transferencias correspondientes en los EE.UU. En consecuencia, un titular de Bonos y un beneficiario de los intereses de esos Bonos puede correr el riesgo económico de invertir en los Bonos durante el término de los mismos.

### **Las obligaciones de la Compañía conforme a los Bonos están subordinadas al pago de nuestra parte de ciertas responsabilidades legales**

Los Bonos serán obligaciones directas insubordinadas no aseguradas. Según la ley panameña, dichas obligaciones no aseguradas están subordinadas a ciertas preferencias legales. En caso de quiebra, insolvencia o liquidación, dichas preferencias legales, como reclamaciones de salarios, sueldos y créditos garantizados con activos (pero hasta el valor de dichos activos), las contribuciones a la seguridad social, los impuestos, honorarios y gastos del tribunal, tendrán preferencia sobre cualquier otra reclamación no asegurada, incluidas las reclamaciones de cualquier inversor con respecto a los Bonos.



**La Compañía está controlada por sus accionistas mayoritarios, que tienen el poder de iniciar acciones unilaterales y pueden tener conflictos de interés con ENSA o con usted en el futuro.**

El Gobierno de Panamá posee aproximadamente el 48.25 % de las acciones comunes de la Compañía y Empresas Publicas de Medellín E.S.P. (“EPM”) posee el 100 % de las acciones de PDG, que posee el 51 % de las acciones comunes de la Compañía. Como resultado, estos accionistas mayoritarios controlan los asuntos y políticas de la Compañía y su decisión de realizar cualquier transacción corporativa que requiera la aprobación de los accionistas. Se pueden producir casos en los que los intereses de los accionistas mayoritarios de la Compañía entren en conflicto con los intereses de los titulares de los Bonos. Además, los accionistas mayoritarios de la Compañía pueden tener interés en perseguir adquisiciones, desinversiones u otras transacciones que, a su juicio, pueden aumentar la inversión en capital en la Compañía, incluso dichas transacciones pueden ocasionar riesgos a los titulares de los Bonos.

### **Otros riesgos**

ENSA puede estar afectada por ciertos riesgos del mercado que incluyen los descritos en este Prospecto de oferta, que se relacionan con la liquidez, las tasas de interés, los reajustes de las tarifas regulatorias, el crédito del cliente y la inflación.



## Section 5

Uso de los importes



# Uso de los importes

## Uso de los importes

Se estima que los importes recibidos por la Compañía por la oferta de los Bonos son de aproximadamente USD 80 millones.

La compañía espera pagar aproximadamente USD 635,000 de los gastos totales asociados con la transacción, desglosados según se indica a continuación:

- 280,000 USD por honorarios (0.35 % de los importes totales recibidos)
- 280,000 USD por honorarios legales
- 25,000 USD por honorarios de traducción
- 50,000 USD por los costos de marketing y demás costos relacionados

La Compañía tiene la intención de utilizar los importes netos del ofrecimiento (i) para pagar los gastos de la oferta de los Bonos descritos en este documento y (ii) para financiar los gastos de capital autorizados por el regulador panameño. El regulador panameño ha aprobado 160 millones USD de nuevas inversiones a repartirse en los años fiscales 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014. La Compañía utilizará los importes de la oferta de los Bonos para financiar aproximadamente la mitad de esta inversión autorizada. Los 80 millones USD restantes se autofinanciarán por medio del efectivo generado por el negocio.

La deuda actual a largo plazo pendiente de ENSA al 30 de junio de 2012 totalizó un monto principal agregado de 119.4 millones USD de bonos corporativos.

La deuda actual a corto plazo pendiente de ENSA al 30 de junio de 2012 totalizó un monto principal agregado de 35.5 millones USD, de los cuales 10.0 millones USD son préstamos conforme a la línea de crédito a corto plazo de ENSA entre la Compañía y el Banco HSBC (Panamá) S.A., sujeto a una tasa de interés LIBOR de uno a seis meses más el 2.5 %, o la Línea de Crédito del HSBC y 25.5 millones USD son préstamos conforme a la línea de crédito a corto plazo entre ENSA y el Banco Nacional de Panamá, S.A., sujeto a una tasa de interés LIBOR de seis meses más el 2.0 % o la Línea de Crédito del Banco Nacional.



## Section 6

Capitalización





# Capitalización

La siguiente tabla establece la deuda a corto plazo de ENSA, la deuda a largo plazo y el capital social al 30 de junio de 2012, ajustada para darle efecto a la emisión de los Bonos ofrecidos en este documento y a la aplicación de los importes por la venta de los Bonos, como si la emisión de los Bonos y la aplicación de los importes hubiera tenido lugar el 30 de junio de 2012. Aparte de darle efecto a la aplicación de los importes según se describe en este documento, no se producido ningún cambio material en la capitalización de la Compañía desde el 30 de junio de 2012. Ver "Uso de los Importes" Para obtener mayor información, vea los estados financieros y las notas en el archivo de la Superintendencia del Mercado de Valores ([www.supervalores.gob.pa](http://www.supervalores.gob.pa)), la Bolsa de Valores de Panamá ([www.panabolsa.com](http://www.panabolsa.com)) y el sitio web de la Compañía ([www.ensa.com.pa](http://www.ensa.com.pa)).

**Tabla de capitalización pro forma**

(en millones USD)	Balance a partir del 30/6/2012	Ajustes	Capitalización pro forma
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>\$4.1</b>	<b>\$44.5</b>	<b>\$48.6</b>
<b>Deuda a corto plazo<sup>(a)</sup></b>	<b>\$35.5</b>	<b>(\$35.5)</b>	<b>\$0.0</b>
Bonos corporativos que vencen en 2021, neto de los descuentos <sup>(b)</sup>	99.3		99.3
Bonos corporativos que vencen en 2018 <sup>(c)</sup>	20.0		20.0
Bonos corporativos que vencen en 2027 <sup>(d)</sup>	0.0	80.0	80.0
<b>Deuda total a largo plazo</b>	<b>\$119.3</b>		<b>\$199.3</b>
<b>Total de la deuda</b>	<b>\$154.8</b>		<b>\$199.3</b>
<b>Capital social</b>	<b>\$154.9</b>		<b>\$154.9</b>
<b>Capitalización total</b>	<b>\$309.7</b>		<b>\$354.2</b>
<b>Total de la deuda</b>	<b>\$154.8</b>		<b>\$199.3</b>
<b>EBITDA de LTM (Ganancias antes de intereses, impuestos, la depreciación y amortización, EBITDA por sus siglas en inglés de los últimos doce meses, LTM por sus siglas en inglés)</b>	<b>\$71.8</b>		<b>\$71.8</b>
<b>Total de la Deuda/</b>	<b>2.2x</b>		<b>2.8x</b>

(a) Representa el monto principal pendiente conforme a nuestras líneas de crédito a corto plazo, de los cuales 10.0 millones USD son préstamos conforme a la Línea de Crédito del HSBC y 25.5 millones USD son préstamos conforme a nuestra Línea de Crédito del Banco Nacional de Panamá. Seguido a esta oferta cancelaremos la deuda a corto plazo pendiente con el HSBC y el Banco Nacional de Panamá.

(b) Representa la emisión de Bonos Corporativos de 2006 de 100 millones USD, a una tasa fija de 7.60 %, que vencen el julio de 2021.

(c) Representa el Bono Corporativo local de 2008 de 20.0 millones USD, a una tasa flotante LIBOR de 3 meses + 2.375%, que vence en octubre de 2018.

(d) Refleja la emisión de 80.0 millones USD de los Bonos.

Fuente: Información de la compañía



## Section 7

Datos financieros históricos seleccionados



## Datos financieros históricos seleccionados

Los siguientes datos financieros históricos seleccionados de la Compañía se han originado en y deben leerse junto con "Discusión y Análisis de la Condición Financiera y los Resultados de las Operaciones" los estados financieros y las notas adjuntas en el archivo de la Superintendencia del Mercado de Valores ([www.supervalores.gob.pa](http://www.supervalores.gob.pa)), la Bolsa de Valores de Panamá ([www.panabolsa.com](http://www.panabolsa.com)) y disponible en el sitio web de la Compañía ([www.ensa.com.pa](http://www.ensa.com.pa)).

### Estado de resultados

(en millones USD)	1H 2012	FY 2011	FY 2010	FY 2009
<b>Ingresos</b>				
Venta de energía	285.9	474.4	443.9	389.2
Otros ingresos	5.2	9.6	9.0	7.2
<b>Ingresos totales</b>	<b>\$291.1</b>	<b>\$484.0</b>	<b>\$452.9</b>	<b>\$396.4</b>
Compra de energía y cargos netos de transmisión	234.4	381.8	359.2	309.0
<b>Margen bruto sobre la distribución</b>	<b>\$56.8</b>	<b>\$102.2</b>	<b>\$93.7</b>	<b>\$87.4</b>
<b>Gastos operativos</b>				
Salarios y otros gastos relacionados con el personal	4.4	8.7	8.6	8.8
Cláusula de antigüedad e indemnización por despido	0.2	0.3	0.6	0.4
Provisión por deudas incobrables, neto de recuperaciones	0.4	1.1	1.0	2.5
Reparación y mantenimiento	1.7	2.9	2.9	2.9
Servicios profesionales	6.7	13.7	12.5	10.6
Depreciación y amortización	8.2	16.2	14.8	14.5
Honorarios de administración	0.0	0.0	0.0	2.1
Administrativos y otros	4.6	8.9	9.3	8.3
Pérdida de venta de activos fijos	0.2	0.1	0.3	0.3
<b>Gastos operativos totales</b>	<b>\$26.4</b>	<b>\$51.8</b>	<b>\$50.0</b>	<b>\$50.5</b>
<b>Ingresos operativos</b>	<b>\$30.3</b>	<b>\$50.4</b>	<b>\$43.7</b>	<b>\$37.0</b>
<b>Otros ingresos (gastos)</b>				
Otros ingresos	0.5	0.5	0.4	0.6
Ingresos por intereses	0.5	1.1	1.1	1.3
Gastos por intereses	(4.4)	(8.6)	(8.7)	(9.0)
<b>Otros ingresos totales</b>	<b>(\$3.4)</b>	<b>(\$6.9)</b>	<b>(\$7.3)</b>	<b>(\$7.0)</b>
<b>Ingresos brutos</b>	<b>\$27.0</b>	<b>\$43.5</b>	<b>\$36.4</b>	<b>\$29.9</b>
<b>Impuesto a los ingresos</b>				
Vigente	14.9	5.4	16.2	6.2
Diferido	(6.9)	7.7	(5.3)	2.8
Impuesto a los ingresos total	8.0	13.1	10.9	9.0
<b>Ingresos netos</b>	<b>\$19.0</b>	<b>\$30.4</b>	<b>\$25.5</b>	<b>\$20.9</b>

### Reconciliación de EBITDA con los ingresos netos

	1H 2012	FY 2011	FY 2010	FY 2009
Ingresos netos	19.0	30.4	25.5	20.9
Impuesto a los ingresos total	8.0	13.1	10.9	9.0
Gastos por intereses & otros ingresos	3.4	6.9	7.3	7.0
Depreciación y amortización	8.2	16.2	14.8	14.5
<b>EBITDA</b>	<b>\$38.5</b>	<b>\$66.6</b>	<b>\$58.5</b>	<b>\$51.5</b>

Fuente: Información de la compañía



## Balance

(en millones USD)	1H 2012	FY 2011	FY 2010	FY 2009
<b>Activos</b>				
<b>Activo circulante</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$4.1	3.4	22.0	5.9
Cuentas por cobrar				
Comercio y otros	118.0	68.5	58.3	62.3
Activos reglamentarios	0.0	23.4	0.0	0.0
Ajuste del componente de combustible	0.0	0.0	0.0	15.8
Otros, neto	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Cuentas por cobrar, neto</b>	<b>\$118.0</b>	<b>\$91.9</b>	<b>\$58.3</b>	<b>\$78.1</b>
Inventario	11.6	8.0	5.6	4.3
Impuesto a los ingresos prepago	0.0	0.0	0.0	2.8
Impuesto a los ingresos diferido	0.7	0.0	1.6	0.0
Otros activos circulantes	1.0	1.5	0.4	1.2
<b>Activo circulante total</b>	<b>\$135.4</b>	<b>104.7</b>	<b>87.9</b>	<b>92.2</b>
<b>Propiedad, planta y equipo, neto</b>	<b>\$290.3</b>	<b>279.0</b>	<b>258.0</b>	<b>248.1</b>
<b>Otros activos</b>				
Costos de emisión de deuda	2.2	2.3	2.4	2.6
Fondo de despidos	1.9	1.8	1.5	1.4
Depósitos de garantía sobre las instalaciones	0.1	0.1	0.1	0.1
Intangibles, neto	6.5	6.3	5.7	6.2
Partes y repuestos	0.4	0.9	0.7	0.8
<b>Total de otros activos</b>	<b>11.2</b>	<b>11.5</b>	<b>10.6</b>	<b>11.0</b>
<b>Activos totales</b>	<b>\$436.9</b>	<b>\$395.2</b>	<b>\$356.5</b>	<b>\$351.3</b>
<b>Pasivo</b>				
<b>Pasivo actual</b>				
Cuentas por pagar				
Generación y transmisión	60.9	65.1	56.1	60.2
Proveedores	23.0	18.0	11.0	8.9
Contratos de construcción	11.7	10.0	8.5	8.7
Pasivo reglamentario	1.6	0.0	1.9	0.0
Avance en el subsidio de tarifas	0.0	0.0	0.0	0.0
Otros	0.0	0.0	0.0	0.4
Impuesto sobre la renta pagadero	12.9	1.1	10.2	0.0
Impuesto a los ingresos diferido	0.0	6.2	0.0	3.7
Depósitos de los clientes	1.7	1.6	1.6	1.4
Retención de impuestos	0.3	0.4	0.3	0.4
<b>Cuentas por pagar</b>	<b>\$112.1</b>	<b>\$102.3</b>	<b>\$89.7</b>	<b>\$83.8</b>
Deuda a corto plazo	35.5	10.0	0.0	0.0
Interés pagadero sobre deuda	3.7	3.7	3.7	3.7
Gastos acumulados	2.0	2.2	1.8	1.7
<b>Pasivo corriente total</b>	<b>\$153.3</b>	<b>\$118.2</b>	<b>\$95.1</b>	<b>\$89.2</b>
<b>Deuda a largo plazo</b>	<b>\$119.4</b>	<b>\$119.3</b>	<b>\$119.3</b>	<b>\$119.3</b>
<b>Depósitos del cliente y otras obligaciones</b>				
Impuesto a los ingresos diferido	2.6	2.7	2.8	2.7
Depósitos de los clientes	4.5	4.7	5.1	5.6
Cláusula de contingencia	0.1	0.1	0.2	0.2
Otras obligaciones acumuladas	2.3	2.3	2.4	2.5
<b>Total de obligaciones</b>	<b>\$282.0</b>	<b>\$247.3</b>	<b>\$224.9</b>	<b>\$219.5</b>
<b>Capital social</b>				
Acciones comunes autorizadas y emitidas de 50,000,000				
Sin valor nominal; 160,031 de acciones en la tesorería	106.1	106.1	106.1	106.1
Retención de ganancias	48.8	41.8	25.5	25.8
<b>Capital social total</b>	<b>\$154.9</b>	<b>\$147.9</b>	<b>\$131.6</b>	<b>\$131.9</b>

Fuente: Información de la compañía



## Estado del flujo de efectivo

(en millones USD)	1H 2012	FY 2011	FY 2010	FY 2009
<b>Flujo de efectivo por actividades operativas</b>				
<b>Ingreso neto</b>	<b>\$19.0</b>	<b>\$30.4</b>	<b>\$25.5</b>	<b>\$20.9</b>
Ajustes para conciliar el ingreso neto con el efectivo neto				
Proporcionado por las actividades operativas				
Depreciación y amortización	8.2	16.2	14.8	14.5
Pérdida de venta de activos fijo	0.2	0.1	0.3	0.3
Provisión para cuentas dudosas, neto de recuperación	0.4	1.1	1.0	2.5
Amortización de descuentos en los bonos pagaderos	0.0	0.0	0.0	0.0
Amortización de los costos de emisión de deuda	0.1	0.2	0.2	0.1
Provisión para pagos de despidos, neto de contribuciones al fondo de despidos	0.1	(0.0)	0.1	(0.1)
Impuesto a los ingresos diferido	(6.9)	7.7	(5.3)	2.8
Ajuste del componente de combustible	0.0	(25.3)	17.7	(10.0)
Activos reglamentarios (pasivo)	25.1	0.0	0.0	0.0
Cambios netos en los activos y pasivos operativos				
Cuentas por cobrar	(49.9)	(11.4)	3.0	2.5
Inventario	(3.6)	(2.3)	(1.4)	1.3
Otros activos	0.9	(1.2)	0.8	(0.3)
Cuentas por pagar - comercialización y otros pasivos	2.0	17.2	(3.1)	11.7
Impuesto a los ingresos	11.7	(9.1)	13.0	(6.7)
Impuesto a los dividendos complementarios	0.0	0.0	0.0	0.0
Prima de antigüedad	(0.1)	(0.1)	(0.2)	(0.1)
<b>Efectivo neto proporcionado por las actividades operativas</b>	<b>\$7.1</b>	<b>\$23.4</b>	<b>\$66.5</b>	<b>\$39.5</b>
<b>Flujo de efectivo por actividades de inversión</b>				
Gastos de capital	0.0	(38.3)	(24.8)	(21.5)
Adquisición de activos fijos	(19.8)	0.0	0.0	0.0
Importes por la venta de activos fijos	(0.1)	0.5	0.2	0.2
<b>Efectivo neto utilizado en actividades de inversión</b>	<b>(\$19.9)</b>	<b>(\$37.9)</b>	<b>(\$24.6)</b>	<b>(\$21.4)</b>
<b>Flujo de efectivo por actividades de financiamiento</b>				
Importes por deuda a largo plazo	0.0	0.0	0.0	0.0
Importes (Cancelación de pago) de deuda a corto plazo	25.5	10.0	0.0	(25.0)
Costo de la emisión de deuda	0.0	0.0	0.0	0.0
Impuesto a los dividendos complementarios acreditados	0.5	0.5	0.9	0.5
Impuesto a los dividendos complementarios pagado	(0.5)	(1.2)	(0.5)	(0.9)
Dividendos pagados	(12.0)	(13.5)	(26.2)	(12.3)
<b>Efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento</b>	<b>\$13.5</b>	<b>(\$4.1)</b>	<b>(\$25.8)</b>	<b>(\$37.6)</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo</b>				
Incremento del neto (disminución) en efectivo	0.7	(18.6)	16.1	(19.5)
Efectivo al comienzo del año	3.4	22.0	5.9	25.4
<b>Efectivo al final del año</b>	<b>\$4.1</b>	<b>\$3.4</b>	<b>\$22.0</b>	<b>\$5.9</b>
<b>Información suplementaria del flujo de efectivo</b>				
Efectivo pagado durante el año:				
Interés, neto de montos capitalizados	4.2	8.2	8.4	8.8
Impuesto a los ingresos	3.2	14.5	3.2	12.8

Fuente: Información de la compañía



## Section 8

Discusión y análisis de la condición financiera y los resultados de las operaciones



## Discusión y análisis de la condición financiera y los resultados de las operaciones

*La siguiente discusión debe ser leída junto con nuestros estados financieros históricos y los respectivos bonos en el archivo de la Superintendencia del Mercado de Valores ([www.supervalores.gob.pa](http://www.supervalores.gob.pa)), la Bolsa de Valores de Panamá y disponible en el sitio web de la Compañía ([www.ensa.com.pa](http://www.ensa.com.pa)). La siguiente discusión incluye ciertas declaraciones de proyecciones futuras. Para una discusión de los factores importantes, incluido el desarrollo continuo de nuestros negocios, las acciones de las autoridades regulatorias, los competidores y demás factores que puedan hacer que los resultados reales difieran materialmente de los resultados referidos en las declaraciones de proyecciones futuras, vea el "Aviso del Agente de Colocación" y "Factores de Riesgo"*

### General

La discusión y el análisis de nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones se han organizado para presentar lo siguiente:

- un breve resumen y los factores principales que influyen en los resultados de nuestras operaciones, condición financiera y liquidez.
- una revisión de nuestras políticas contables fundamentales
- una discusión de los principales factores macroeconómicos que influyen en los resultados de nuestras operaciones
- una discusión de los resultados de nuestras operaciones para los años finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, así como también para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2012 y 2011
- una discusión de nuestra liquidez y recursos de capital a partir del 31 de diciembre de 2011 y del 30 de junio de 2012, los flujos de efectivo para los años finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, así como también para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2012 y 2011 y nuestra deuda material a corto plazo y a largo plazo para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2012
- una discusión de nuestros gastos de capital y compromisos contractuales
- una discusión de nuestras políticas de gestión del riesgo

### Generalidades

Somos la segunda compañía de distribución de electricidad más grande de Panamá en términos de volumen de electricidad distribuida, cantidad de clientes y zona atendida. Tenemos una concesión exclusiva para operar la red de distribución de electricidad en la parte norte y este de Panamá, incluida la parte este de la ciudad de Panamá, la ciudad puerto de Colón y el Golfo de Panamá. Al 31 de diciembre de 2011, teníamos una participación en el mercado de aproximadamente el 43 % de los clientes y aproximadamente el 41 % de las ventas totales de energía en Panamá. Durante los seis meses que finalizaron el 30 de junio de 2012, tuvimos ventas totales de energía de 1,458 GWh facturadas a 365,355 clientes.



Los resultados de nuestras operaciones, la condición financiera y la liquidez han sido influenciados y continuarán siendo influenciados por una variedad de factores, que incluyen:

- la tasa de crecimiento de nuestros clientes, el PIB de Panamá y las tendencias demográficas de Panamá, las cuales en su totalidad afectan la demanda y el uso de electricidad y, en consecuencia, la cantidad de electricidad que vendemos
- el ajuste periódico del componente VAD de nuestras tarifas reguladas, tanto el reajuste inicial de julio de 2010 como el esperado reajuste de julio de 2014, que afecta directamente nuestro margen bruto y ganancias
- nuestra capacidad de recuperar totalmente de nuestros clientes el ajuste del componente de combustible con nuestras tarifas reguladas o, como ha sido el caso durante los últimos años, del Gobierno de Panamá
- nuestro nivel de pérdidas de electricidad, incluidas las pérdidas técnicas durante el proceso de transmisión y transformación y las pérdidas no técnicas, como resultado de robos, fraude o facturación inexacta
- los costos continuos de las mejoras en la calidad de nuestros servicios
- nuestra capacidad de generar flujos de efectivo por operaciones de venta de electricidad
- la sincronización de la recuperación de nuestro costo de electricidad a través de incrementos en las tarifas de electricidad aprobadas por la ASEP y los pagos recibidos respecto de los ajustes de combustible, que afecta nuestro flujo de efectivo por las operaciones
- nuestros requerimientos de gastos de capital, que consisten principalmente en el mantenimiento, cumplimiento con los estándares de confiabilidad, calidad del suministro y de atención al cliente, la extensión de nuestros sistemas de distribución y las mejoras en nuestros sistemas de información

### **Políticas contables fundamentales**

Las políticas contables descritas a continuación son importantes para nuestras operaciones comerciales y la comprensión de los resultados de nuestras operaciones, condición financiera y liquidez. Una política contable fundamental es una que es al mismo tiempo importante para la presentación de nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones y requiere de gestión para realizar estimaciones y suposiciones contables difíciles, subjetivas o complejas. Dada su naturaleza, estas resoluciones están sujetas a un grado inherente de incertidumbre. Estas resoluciones se basan en nuestra experiencia histórica, nuestra observación de las tendencias en la industria, la información con respecto a nuestro clientes, los términos de los contratos existentes y la información disponible proveniente de otras fuentes independientes, según corresponda. Puede que no exista seguridad de que nuestras resoluciones sean correctas o que los resultados reales informados en períodos futuros no difieran de nuestras expectativas reflejadas en nuestro tratamiento contable de ciertos elementos.

Creemos que las siguientes políticas contables involucran la aplicación de estimaciones contables fundamentales. A fines de proporcionar una explicación sobre la manera en que formamos nuestras resoluciones y las estimaciones sobre eventos futuros, incluidas las variables y suposiciones subyacentes a las estimaciones de dichas resoluciones para diferentes variables y condiciones, hemos incluido los comentarios relacionados con las siguientes políticas contables fundamentales en virtud de los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados de los EE.UU. (Generally Accepted Accounting Principles, GAAP). Para obtener un resumen más completo de nuestras importantes políticas contables, vea nuestros estados financieros.





## **Regulación de los servicios públicos de electricidad**

Estamos sujetos a la regulación de la ASEP. Esta agencia regula y toma la decisión final sobre las tarifas que cobramos a nuestros clientes. También mantenemos nuestras cuentas de acuerdo con el Sistema Uniforme de Cuentas (Uniform System of Accounts) prescripto por la ASEP para las compañías de suministro de electricidad. Como resultado, estamos sujetos a las disposiciones de las "Operaciones Reguladas" de la ASC 980 (Codificación de las Normas de Contabilidad, ASC por sus siglas en inglés), que requiere que los estados financieros reflejen los efectos de la regulación de tarifas. A través del proceso de formación de tarifas, los reguladores pueden requerir la inclusión de los costos o ingresos en períodos diferentes a los que serían reconocidos por una compañía no regulada. Este tratamiento puede dar como resultado el aplazamiento de los gastos y el registro de los activos reglamentarios relacionados basado en la recuperación futura anticipada a través de tarifas, o el aplazamiento de ganancias o la creación de pasivos y el registro de los pasivos reglamentarios relacionados. La aplicación de la ASC 980 tiene un efecto adicional en nuestros estados financieros como resultado de las estimaciones de los costos acordados utilizados en el proceso de formación de tarifas. Estas estimaciones pueden diferir de aquellas en las que hemos incurrido.

## **Ajuste del componente de combustible**

El sistema regulado bajo el que operamos prevé que cualquier exceso o déficit entre los costos de energía estimados reflejados en la tarifa aplicable y los costos reales incurridos sean incluidos como un ajuste de compensación a ser recuperado o refinanciado en el siguiente período de revisión de tarifas. Por consiguiente, cualquier exceso en los costos de energía cobrado a los clientes regulados da como resultado una reducción de la tarifa que debe ser recuperada de nuestros clientes regulados durante el siguiente período de revisión de tarifas. Alternativamente, si hubiera una deficiencia en el costo de energía cobrado a los clientes, se producirá un aumento de tarifas en la siguiente revisión de tarifas de los clientes. Cualquier exceso en los costos de energía cobrados a los clientes se acumula en las cuentas por pagar en el balance y ocasiona una reducción en la siguiente revisión de tarifas a ser aplicada a nuestros clientes. Alternativamente, cualquier déficit en el costo de energía cobrado a los clientes se acumula en las cuentas por cobrar en el balance y ocasiona un incremento en la siguiente revisión de tarifas a ser recuperado de nuestros clientes. No existe un ajuste de componente de combustible con respecto a nuestros clientes no regulados, ya que solo nos pagan una tarifa de distribución. Esta metodología funciona para transferirle a nuestros clientes regulados, los costos asociados relacionados con el incremento o disminución en el índice de componente de combustible que se encuentra en nuestros acuerdos de compra de energía termal y las compras en los mercados a plazo. El refinanciamiento o recuperación de estos diferenciales tienen lugar durante el período de revisión de tarifas.

## **Ingresos por energía no facturada**

Nuestros ingresos relacionados con la distribución de la electricidad se registran generalmente cuando la energía es consumida por nuestros clientes. Sin embargo, la determinación de energía realmente distribuida a los clientes individuales se basa en la lectura de sus medidores, que se realiza en una base sistemática (ciclos de lectura) durante todo el mes. Al final de cada mes, se estiman las cantidades de energía suministrada a los clientes desde la fecha de la última lectura de los medidores y se calculan los ingresos correspondientes no facturados. Se estiman los ingresos por suministro de electricidad en base al consumo de energía diario promedio y las tarifas aplicables para nuestros clientes. Al poder disponer de información adicional sobre nuestros clientes o poder determinar las cantidades reales de electricidad, las estimaciones calculadas se revisan mensualmente. En consecuencia, nuestros resultados operativos pueden verse afectados por las revisiones a nuestras estimaciones contables anteriores.



## **Deterioro de los activos de larga vida**

Se nos solicita que evaluemos periódicamente nuestros activos de larga vida, como nuestras subestaciones, conductores y ductos subterráneos, conductores y accesorios aéreos, transformadores eléctricos, así como también nuestros postes, torres, accesorios y otros activos fijos, por el deterioro de acuerdo con el "Deterioro o Eliminación de los Activos de Larga Vida" Subsección de la Sección 360-10-35, "Medición Posterior" en Propiedad, Planta y Equipo. De acuerdo con este estándar la Compañía debe decidir si los hechos o circunstancias indican que el valor contable de los activos puede no recuperarse. Ejemplos de dichos hechos incluyen una disminución importante en el precio del mercado, un cambio adverso significativo en la manera de utilizar un activo o su condición física y una acumulación del costo que excede significativamente el monto esperado originalmente para la construcción o adquisición de un activo, entre otros. Una pérdida por deterioro se reconocerá solamente si el valor contable de un activo no es recuperable y excede su justo valor. El valor contable se considera irrecuperable si el mismo excede la suma de los flujos de efectivo futuros no descontados que se espera que resulten del uso y la eventual venta del activo.

Por lo tanto, cuando tiene lugar un acontecimiento provocado tal como se define en la sección 360-10-35, se nos requiere que estimemos los flujos de efectivo futuros no descontados asociados con un activo de larga vida o grupo de activos de larga vida. Esto necesariamente involucra la evaluación de la incertidumbre inherente de los flujos de efectivo futuros. Si decidimos que los flujos de efectivo no descontados de un activo para mantenerlo y usarlo son menores al valor contable del activo, debemos estimar el justo valor para determinar el monto de la pérdida por deterioro. La estimación del valor justo conforme a la sección 360-10-35 también involucra la evaluación de la gerencia. Debemos considerar los precios de activos similares o emplear las técnicas de valuación, tales como usar una tasa única de interés que se conmesura con el riesgo inherente a la inversión para descontar los flujos de efectivo futuros estimados asociados con el activo. La utilización de este método involucra la misma incertidumbre inherente de futuros flujos de efectivo tal como se discutió arriba con respecto a los flujos de efectivo no descontados. Al 30 de junio de 2012, no se registró ningún deterioro en los bienes.

## **Contingencias**

Estamos involucrados en varios procesos legales y a nuestra gerencia se le ha solicitado evaluar la magnitud de cada caso individual y proporcionamos una estimación de los daños potenciales en los casos en que exista una probabilidad razonable de que estaremos afectados. Nuestros asuntos legales pendientes se revisan trimestralmente y cualquier disposición que hagamos se ajusta, dependiendo de los desarrollos específicos o cambios en cada caso. Nuestro departamento legal, junto con nuestra asesoría legal externa, presenta un informe de estado que sirve como base para el cálculo de la provisión. En base a nuestra asesoría legal, la responsabilidad, si la hubiere, conforme a estos procedimientos no tendrán un efecto material adverso en nuestra condición financiera global, los resultados de las operaciones o flujos de efectivo.

## **Principales factores que afectan los resultados de las operaciones**

Un número de factores importantes afectaron nuestro rendimiento financiero durante los años fiscales 2011, 2010 y 2009 y el primer semestre del año fiscal 2012. Estos factores continúan afectando los resultados de nuestras operaciones y el rendimiento financiero y se discuten a continuación.



## **El crecimiento del PIB de Panamá, nuestra Base de Clientes y la Demanda de Electricidad.**

Las ventas de electricidad en Panamá representaron aproximadamente todos nuestros ingresos en 2009, 2010 y 2011 y el primer semestre del año fiscal 2012. El resto de nuestros ingresos durante estos períodos incluían los ingresos recibidos por la transmisión de electricidad, renta de postes a otras empresas comerciales, los cargos de conexión y reconexión y las contribuciones a la infraestructura eléctrica por parte de desarrolladores de bienes raíces. Como Compañía panameña con todos nuestros activos y operaciones en Panamá, las condiciones económicas de Panamá nos impactan enormemente. Los resultados de nuestras operaciones y la condición financiera han estado y continuarán estando afectados por la tasa de crecimiento del PIB de Panamá porque los niveles de uso de electricidad por parte de nuestros clientes se relacionan con el nivel de actividad económica de Panamá así como también las exigencias de nuestra base de clientes.

La cantidad real de electricidad que se distribuye a través de nuestra red de distribución, en combinación con las tarifas que cobramos, determina significativamente la cantidad de ingresos que obtenemos. Sin embargo, el volumen de electricidad distribuido a través de nuestra red es fundamentalmente una función de la demanda del mercado y el uso de la electricidad por parte de nuestros clientes en nuestra área de concesión, y nuestra habilidad para responder a tal demanda es bastante limitada. Los cambios en la demanda de la electricidad están impulsados en gran parte por factores generales que no podemos controlar, que incluyen cambios en el nivel de la actividad económica en Panamá, cambios en el nivel del uso de la electricidad por parte de nuestros clientes, nuestro suministro de electricidad a nuevos clientes de distribución y cambios en la naturaleza y combinación de la actividad económica y las industrias en Panamá. El nivel de utilización de nuestra red de distribución y, por lo tanto, los ingresos que obtenemos de ella, varía según el periodo en respuesta a las variaciones en los factores generales mencionados. La demanda de electricidad en Panamá no varía significativamente según la temporada.

Agregamos unos 9,214; 5,209; 11,138 y 4,874 clientes más en 2009, 2010, 2011 y la primera mitad de 2012, respectivamente. El PIB real en Panamá creció a una tasa compuesta promedio del 8.8% de 2006 a 2011. El PIB en Panamá aumentó un 3.9% en 2009, 7.6% en 2010 y 10.6% en 2011 según la Contraloría General de la República. El consumo general de electricidad en Panamá aumentó un 5.1% en 2009, 8.6% en 2010 y 5.9% en 2011. El consumo de electricidad de nuestros clientes aumentó un 4.6% en 2009, 8.8% en 2010 y 5.4% en 2011. El aumento en el consumo de electricidad de 2009 a 2011 se debió principalmente a un aumento en el consumo residencial y al crecimiento económico en el sector comercial de Panamá.

El PIB en Panamá ha crecido gracias al aumento en las actividades en la Zona Libre de Colón, los sectores de la construcción y los servicios financieros, los puertos, y las operaciones de envío y de canal relacionadas, por lo cual, prevemos que este crecimiento continuará en el futuro. Creemos que este crecimiento económico en Panamá influirá positivamente en nuestros ingresos futuros y en los resultados operativos. No obstante, la falta de crecimiento o una recesión en Panamá probablemente reducirá nuestros ingresos futuros e influirá negativamente en nuestros resultados operativos.

## **Reajustes de la tarifa regulatoria (valor agregado de distribución, VAD)**



Nuestros ingresos dependen de nuestra estructura tarifaria, la cual establece las tarifas que cobramos a nuestros clientes regulados por distribuir y vender electricidad a través de nuestra red de distribución. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) establece la tarifa de distribución, o VAD, que podemos cobrar a nuestros clientes. Las tarifas VAD se establecen a un nivel que permite a las compañías de distribución generar suficientes ingresos para cubrir inversiones eficientes, gastos de operación, de mantenimiento, administrativos y comerciales (incluyendo la medición, facturación y atención al cliente), un nivel estándar de pérdida y un ingreso razonable sobre el capital invertido. Debido a nuestra estructura tarifaria regulada, nuestra capacidad para generar ingresos está enormemente limitada por estas tarifas máximas.

Cada cuatro años, se reajusta el componente VAD de nuestra tarifa. Las tarifas VAD actuales estarán vigentes hasta el 30 de junio de 2014. Las nuevas fórmulas para el periodo de reajuste de las tarifas VAD entrarán en vigencia a partir del 1 de julio de 2014 y estarán vigentes durante un periodo de 4 años. El establecimiento correcto del VAD es fundamental para nuestra empresa porque el VAD establece un límite de los ingresos que podemos generar a través de la red de distribución.

Durante el primer periodo regulatorio de cuatro años después de la privatización (entre julio de 1998 y junio de 2002), la ASEP subestimó ciertos componentes clave en los cálculos de las tarifas, tales como los gastos de operación y mantenimiento, el nivel estándar de pérdidas y depreciación, nuestros activos base y un nivel de inversión para el periodo de cuatro años al que aplicamos la tasa de rentabilidad permitida. Debido a estos cálculos bajos, durante el primer periodo tarifario, no pudimos generar ingresos que cubrieran completamente nuestro nivel de inversión y las mejoras en nuestra red de distribución. Estos cálculos bajos fueron corregidos por la ASEP en relación con el reajuste de la tarifa VAD el 1 de julio de 2002, y contribuyeron a la notable diferencia en nuestros resultados operativos del primer periodo tarifario de cuatro años y el segundo periodo tarifario de cuatro años desde julio de 2002.

Los componentes comercial y de distribución del VAD se ajustan cada seis meses para reflejar los cambios en el índice de precios al consumidor de la Contraloría General de la República o del Índice de Precios al Consumidor (IPC).

### **Transferencia de los costos de energía**

Además del componente tarifario VAD, las tarifas para nuestros clientes regulados tienen un componente separado que incluye el costo promedio ponderado de energía que compramos a los generadores y en el mercado al contado, las cuotas de transmisión que se pagan a Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) y el consumo de energía para el alumbrado público. Este componente energético lo establece la ASEP como una transferencia de nuestros costos de energía a nuestros clientes y se ajusta cada seis meses para reflejar los costos reales de energía debidos a la fluctuación del precio del combustible y los precios de la energía en el mercado al contado.

### **Pérdidas de energía**



Nuestra capacidad para mantener y mejorar nuestras pérdidas de energía es un factor importante en nuestro rendimiento financiero. Como distribuidores, nos perjudican tanto las pérdidas técnicas, como las que ocurren en el transcurso ordinario de la distribución de electricidad o las que surgen de las características específicas de nuestra red de distribución, como las pérdidas no técnicas, como las que surgen de conexiones ilegales, fraude o errores de facturación. Desde la privatización, hemos reducido nuestras pérdidas totales de energía del 24.0% en 1998 al 10.1% (5.8% de pérdidas técnicas y 4.3% de pérdidas no técnicas) en 2011. Al minimizar el nivel de pérdida de energía, podemos generar más ingresos netos. Nuestra intención es alcanzar un nivel sostenible de pérdida de energía para el 2012, dentro del rango del 9.8% al 10.0%, donde los gastos por iniciativas de reducción de pérdidas sean iguales a los beneficios que recibimos. Con el fin de poder alcanzar este objetivo y mantener nuestro nivel de pérdida de energía, hemos asignado unos US\$12.4 millones a proyectos de inversión de capital relacionados con la pérdida de energía durante los últimos cuatro años, tales como la instalación de conductores especiales, la protección de los medidores de la adulteración y la sustitución de transformadores y cables.



## Rendimiento del capital y rendimiento operativo

Operamos dentro de un marco regulatorio abierto al público que toma en cuenta varios factores para establecer las tarifas que cobramos a nuestros clientes. Cada cuatro años, la ASEP establece el nivel máximo de tarifa para nuestro VAD, el cual condiciona significativamente nuestros resultados operativos. Puesto que las tarifas de nuestra red están sujetas a estos niveles máximos, y el componente VAD se basa en inversiones futuras de capital y operativas, como lo asume la ASEP al comienzo de cada periodo de cuatro años, podemos incrementar nuestra rentabilidad si podemos incrementar nuestro rendimiento operativo y del capital durante cada periodo de cuatro años más allá de los niveles asumidos por el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP). Este marco regulatorio nos permite mantener el beneficio de las ganancias del rendimiento operativo y del capital que obtenemos durante cada periodo tarifario de cuatro años y proporciona incentivos para obtener ingresos más altos mediante las inversiones eficientes operativas y de capital. Si no cumplimos con las inversiones operativas y de capital futuras asumidas por la ASEP o nuestras tarifas máximas son demasiado bajas, es posible que nuestros costos reales excedan los ingresos que tenemos permitido recaudar conforme a nuestras tarifas máximas permitidas y que veamos disminuir nuestra rentabilidad o que ésta entre en una posición de pérdida neta si nuestras inversiones operativas y de capital exceden el nivel de inversiones asumidas por la ASEP.

## Resultados operativos

### Seis meses que finalizaron el 30 de junio de 2012 en comparación con los seis meses que finalizaron en 2011

La siguiente tabla describe los resultados operativos para los seis meses que finalizaron el 30 de junio de 2012 y el 30 de junio de 2011 para las categorías indicadas:

#### Resultados operativos para la primera mitad de 2012 y la primera mitad de 2011

(en millones de dólares)	1H 2012	1H 2011
<b>Ingresos totales</b>	<b>\$291.1</b>	<b>\$224.1</b>
Compra de energía y cargos netos de transmisión	234.4	173.8
Costos y gastos operativos totales	26.4	24.5
<b>Ganancias antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA)</b>	<b>\$38.5</b>	<b>\$33.3</b>
Depreciación y amortización	8.2	7.6
Ganancias antes de intereses e impuestos (EBIT)	30.3	25.8
Gastos por intereses	4.4	4.2
<b>Ingresos netos</b>	<b>\$19.0</b>	<b>\$15.7</b>

Fuente: Información de la compañía

## Ingresos

Las ventas de energía eléctrica para la primera mitad de 2012 equivalieron a 1,458.4 GWh, lo cual refleja un aumento de 125.2 GWh o del 9.39%, con respecto al mismo periodo durante el año anterior. El principal sector económico que impulsó este crecimiento fue el sector gubernamental que tuvo una tasa de crecimiento del 13.7% impulsado principalmente por el consumo del Aeropuerto Internacional Tocumen y del Instituto de Acueductos y Alcantarillados Nacionales (IDAAN) (compañía de distribución de agua). Los sectores comercial y residencial informaron un crecimiento del 10.6% y del 8.8%, respectivamente.



El 30 de junio de 2012, la Compañía facturó 365,355 cuentas de clientes, lo cual representa un aumento de 4,874 o del 1.4% en las cuentas de clientes en comparación con el año anterior. Es importante destacar que el 91.7% de los clientes son residenciales, pero solo consumen el 34.0% de la energía total vendida; el sector comercial que representa el 7.5% de las cuentas de clientes consume el 39.5% de la energía, el sector industrial que representa aproximadamente el 0.1% de las cuentas de clientes consume el 13.3% de la energía y el sector gubernamental representa el 0.8% de los clientes y el 11.5% del consumo. El alumbrado público representa el 1.8% del consumo de energía.

Los ingresos acumulados por las ventas de energía a partir del 30 de junio de 2012 sumaron un total de US\$291.1 millones, US\$67.0 millones más que el mismo periodo del año anterior. Este aumento en los ingresos está compuesto por: (i) un aumento de US\$61.3 asociado con los componentes de transferencia tales como la generación de energía, la transmisión de energía y las pérdidas de distribución de energía, (ii) un aumento de US\$5.5 millones en el valor agregado de distribución y (iii) un aumento de US\$0.2 millones en los ingresos no facturados.

### **Compra de energía y cargos netos de transmisión**

La compra de energía acumulada y los costos de transmisión para la primera mitad de 2012 sumaron un total de US\$234.4 millones al 30 de junio de 2012, lo cual representa un aumento de US\$60.6 millones en comparación con el mismo periodo durante el año anterior. El crecimiento en los costos se debe principalmente a un aumento en la compra de energía y los costos de transmisión de US\$7.1 millones. Los factores que afectan la variación en la compra de energía acumulada y los costos de transmisión durante la primera mitad de 2012 incluyen (i) un aumento de US\$17.8 millones en comparación con el mismo periodo durante el año anterior y (ii) una disminución de US\$10.7 millones en el precio de compra promedio de 0.7 centavo/KWh con respecto al precio de compra promedio de 14.4 centavos/KWh en junio de 2011.

El ajuste del componente de combustible acumulado al 30 de junio de 2012 refleja un aumento de US\$25.0 millones en los costos de compra, principalmente debido a la recuperación de los excesos de costos acumulados al 31 de diciembre de 2011. Durante la primera mitad de 2012, los costos de compra reales han sido más bajos que los costos esperados utilizados para fijar la tarifa aprobada para la primera mitad de 2012 dado el aumento de las compras mediante contratos de excedente de energía. Esto ha generado ahorros en los costos y una cuenta por pagar a los clientes. El ajuste del componente del combustible acumulado al 30 de junio de 2011 refleja una disminución de US\$28.3 millones en los costos de compra, principalmente debido a los precios del combustible que estaban en los US\$88.00 por barril, los cuales eran más altos que el costo proyectado del combustible utilizado para fijar la tarifa aprobada para la primera mitad de 2011 (US\$75.00 por barril). Esta acumulación de excesos de costos se presenta como una cuenta por cobrar para el activo regulatorio en nuestro balance general.



## Costos y gastos operativos

Los gastos operativos acumulados a partir del 30 de junio de 2012 suman un total de US\$.26.4 millones, lo cual representa un aumento del 8% comparado con el mismo periodo durante el año anterior. La siguiente tabla detalla los costos y gastos operativos para los seis meses que finalizaron el 30 de junio de 2012 y 2011:

**Costos y gastos operativos para los 6 meses que finalizaron el 30 de junio de 2012 y 2011**

<i>(en miles de dólares)</i>	<b>1H 2012</b>	<b>1H 2011</b>	<b>Variation</b>	<b>Var%</b>
Sueldos y otros costos relacionados con el personal	\$4,605	\$4,546	\$59	1%
Provisión para cuentas de cobro dudosas, netas	420	297	123	41%
Reparaciones y mantenimiento	1,654	1,321	333	25%
Servicios contratados	6,732	6,645	87	1%
Depreciación y amortización	8,179	7,559	620	8%
Cuestiones administrativas u otro tipo de motivos	4,631	4,107	524	13%
Pérdida de ventas y eliminación de activos fijos	182	51	131	257%
<b>Total</b>	<b>\$26,403</b>	<b>\$24,526</b>	<b>\$1,877</b>	<b>8%</b>

*Fuente: Información de la compañía*

El aumento en los costos y gastos operativos estuvo influenciado principalmente por la Provisión para cuentas de cobro dudosas, netas, lo cual se relaciona con un aumento en la cantidad de cuentas de clientes con más de 90 días de vencidas además de un aumento en la cantidad de cuentas cerradas. El aumento del 25% en gastos de Reparaciones y mantenimiento se debió principalmente a un nuevo contrato de mantenimiento con el sistema SCADA y el aumento en los costos asociado con gastos ambientales. Los gastos administrativos reflejan un aumento del 13% para el periodo como consecuencia de los mayores gastos incurridos para consultoría, arrendamiento de instalaciones, seguros y donaciones. El gasto de depreciación refleja un aumento de US\$0.6 millones como consecuencia de la capitalización de activos asociada con nuestro programa Capex.

## Gastos por intereses

Los gastos por intereses acumulados a partir del 30 de junio de 2012 suman un total de US\$.4.4 millones, los cuales, comparados con el mismo periodo del año anterior, reflejan un aumento del 4.3%, asociado con el aumento en el uso de nuestras líneas de crédito.

## Ingresos netos

Como consecuencia de lo anterior, registramos ingresos netos de US\$19.0 millones, o el 6.5% de ingresos, en la primera mitad de 2012, en comparación con los ingresos netos de US\$15.7 millones, o el 7.0% de ingresos, en la primera mitad de 2011.





## Año que finalizó el 31 de diciembre de 2011 comparado con el año que finalizó el 31 de diciembre de 2010

La siguiente tabla describe los resultados operativos para los años que finalizaron el 31 de diciembre de 2011 y el 31 de diciembre de 2010 para las categorías indicadas:

### Resultados operativos para el año fiscal 2011 y el año fiscal 2010

(en millones de dólares)	FY 2011	FY 2010
<b>Ingresos totales</b>	<b>\$484.0</b>	<b>\$452.9</b>
Compra de energía y cargos netos de transmisión	381.8	359.2
Costos y gastos operativos totales	51.8	50.0
<b>Ganancias antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA)</b>	<b>\$66.6</b>	<b>\$58.5</b>
Depreciación y amortización	16.2	14.8
Ganancias antes de intereses e impuestos (EBIT)	50.4	43.7
Gastos por intereses	8.6	8.7
<b>Ingresos netos</b>	<b>\$30.4</b>	<b>\$25.5</b>

Fuente: Información de la compañía

## Ingresos

El consumo de energía eléctrica para el año que finalizó el 31 de diciembre de 2011 equivalió a 2,716.0 GWh, lo cual refleja un aumento de 139.2 GWh o del 5.4%, con respecto al mismo periodo durante el año anterior. El principal sector económico que impulsó este crecimiento fue el sector residencial con una tasa del 5.5%. Los sectores comercial y gubernamental mantuvieron consumos estables que registraron crecimientos del 6.6% y del 4.6%, respectivamente. El sector industrial registró un aumento del 2.8% en el consumo.

A partir del 31 de diciembre de 2011, la Compañía facturó 360,481 cuentas de clientes, lo cual representa un aumento de 11,138 o del 3.2% en las cuentas de clientes en comparación con el año anterior. Es importante destacar que el 91.7% de los clientes son residenciales, pero solo consumen el 33.9% de la energía total vendida; el sector comercial que representa el 7.5% de las cuentas de clientes consume el 39.4% de la energía, el sector industrial que representa aproximadamente el 0.1% de las cuentas de clientes consume el 13.5% de la energía y el sector gubernamental que representa el 0.8% de los clientes consume el 11.4% de la energía. El alumbrado público representa el 1.8% del consumo de energía. Los ingresos acumulados por las ventas de energía y otros ingresos a partir del 31 de diciembre de 2011 sumaron un total de US\$484.0 millones, US\$31.1 millones más que el mismo periodo del año anterior, principalmente debido a un aumento del 2% en el precio promedio de la energía facturada además de un aumento de 139.2 GWh en el volumen de energía vendida. Este aumento de US\$31.1 millones está compuesto principalmente por (i) US\$23.9 millones asociados con el componente de generación de tarifa y (ii) US\$6.5 millones debido a un aumento en el valor agregado de distribución.

## Compra de energía y cargos netos de transmisión

La compra de energía acumulada y los costos de transmisión a partir del 31 de diciembre de 2011 sumaron un total de US\$381.8 millones, lo cual representa un aumento de US\$22.6 millones en comparación con el mismo periodo durante el año anterior. Esta variación se atribuye en gran medida a: (i) un aumento del 6.3% en el costo promedio de compra de energía de 13.2 centavos/kWh en 2010 a 13.4 centavos/kWh en 2011, lo cual genera US\$5.8 millones de costo adicional, y (ii) un aumento de 128 GWh o US\$16.8 millones en el volumen de energía comprada con respecto al mismo periodo del año anterior



## Costos y gastos operativos

Los gastos operativos acumulados al 31 de diciembre de 2011 suman un total de US\$51.7 millones o un aumento del 3% en comparación con el año anterior. La siguiente tabla detalla los aumentos y las reducciones de gastos para ambos periodos comparados:

**Costos y gastos operativos para los años fiscales 2011 y 2010**

<i>(en miles de dólares)</i>	<b>FY 2011</b>	<b>FY 2010</b>	<b>Variation</b>	<b>Var%</b>
Sueldos y otros costos relacionados con el personal	\$8,951	\$9,209	(258)	(3%)
Provisión para cuentas de cobro dudosas, netas	1,100	1,005	95	9%
Reparaciones y mantenimiento	2,852	2,926	(74)	(3%)
Servicios contratados	13,688	12,496	1,192	10%
Depreciación y amortización	16,182	14,789	1,393	9%
Cuestiones administrativas u otro tipo de motivos	8,908	9,254	(346)	(4%)
Pérdida de ventas y eliminación de activos fijos	85	348	(263)	(76%)
<b>Total</b>	<b>\$51,766</b>	<b>\$50,027</b>	<b>\$1,739</b>	<b>3%</b>

*Fuente: Información de la compañía*

El aumento en los servicios contratados se relaciona en gran medida con el mantenimiento de la distribución de energía, las operaciones comerciales de atención al cliente y los esfuerzos para controlar las pérdidas de energía eléctrica. El gasto de depreciación refleja un aumento de US\$1.4 millones como consecuencia de la capitalización de activos asociada con nuestro programa Capex.

## Gastos por intereses

Los gastos por intereses acumulados hasta finales de 2011 sumaron un total de US\$8.6 millones, lo cuales, comparados con el mismo periodo del año anterior, reflejan una leve disminución del 1.7%, principalmente debido a una reducción en la tasa Libor y a la mejora de la liquidez de la compañía, lo cual permitió un uso menos intensivo de las líneas de crédito.

## Ingresos netos

Como consecuencia de lo anterior, registramos ingresos netos de US\$30.4 millones, o el 6.3% de ingresos en 2011, en comparación con los ingresos netos de US\$25.5 millones, o el 5.6% de ingresos en 2010.



## Año que finalizó el 31 de diciembre de 2010 comparado con el año que finalizó el 31 de diciembre de 2009

La siguiente tabla describe los resultados operativos para los años que finalizaron el 31 de diciembre de 2010 y el 31 de diciembre de 2009 para las categorías indicadas:

### Resultados operativos para el año fiscal 2011 y el año fiscal 2010

(en millones de dólares)	FY 2010	FY 2009
<b>Ingresos totales</b>	<b>\$452.9</b>	<b>\$396.4</b>
Compra de energía y cargos netos de transmisión	359.2	309.0
Costos y gastos operativos totales	50.0	50.5
<b>Ganancias antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA)</b>	<b>\$58.5</b>	<b>\$51.5</b>
Depreciación y amortización	14.8	14.5
Ganancias antes de intereses e impuestos (EBIT)	43.7	37.0
Gastos por intereses	8.7	9.0
<b>Ingresos netos</b>	<b>\$25.5</b>	<b>\$20.9</b>

Fuente: Información de la compañía

## Ingresos

El consumo de energía eléctrica para el año que finalizó el 31 de diciembre de 2010 equivalió a 2,577.0 GWh, lo cual refleja un aumento de 208.2 GWh o del 8.8%, con respecto al mismo periodo durante el año anterior. Los principales sectores económicos que impulsaron este crecimiento fueron los sectores residencial e industrial con una tasa del 10.2% y del 28.2%, respectivamente. El sector gubernamental mantuvo consumos estables que registraron un crecimiento del 2.3%. Durante el mismo periodo, el sector comercial registró un aumento del 4.3% en el consumo.

A partir del 31 de diciembre de 2010, la Compañía facturó 349,343 cuentas de clientes, lo cual representa un aumento de 5,209 o del 1.5% en las cuentas de clientes en comparación con el año anterior. Es importante destacar que el 91.7% de los clientes son residenciales, pero solo consumen el 33.9% de la energía total vendida; el sector comercial que representa el 7.4% de las cuentas de clientes consume el 39.0% de la energía, el sector industrial que representa aproximadamente el 0.1% de las cuentas de clientes consume el 13.8% de la energía y el sector gubernamental que representa el 0.8% de las cuentas de clientes consume el 11.5% de la energía. El alumbrado público representa el 1.9% del consumo de energía.

Los ingresos acumulados por las ventas de energía y otros ingresos a partir del 31 de diciembre de 2010 sumaron un total de US\$452.9 millones, US\$56.5 millones más que el mismo periodo del año anterior, principalmente debido a un aumento del 11.2% en el precio promedio de la energía facturada de 1.9 centavo/kWh además de un aumento de 208.2 GWh en el volumen de energía vendida. Este aumento de US\$56.5 millones está compuesto principalmente por (i) US\$48.0 millones asociados con el componente de generación de tarifa y (ii) US\$6.7 millones debido a un aumento en el valor agregado de distribución.

## Compra de energía y cargos netos de transmisión



La compra de energía acumulada y los costos de transmisión a partir del 31 de diciembre de 2010 sumaron un total de US\$359.2 millones, lo cual representa un aumento de US\$50.2 millones en comparación con el mismo periodo durante el año anterior. Esta variación se atribuye en gran medida a: (i) un aumento del 13.3% en el costo promedio de compra de energía de 11.6 centavos/kWh en 2009 a 13.2 centavos/kWh en 2010, lo cual genera US\$42.1 millones de costos adicionales, y (ii) un aumento de 70 GWh o US\$8.1 millones en el volumen de energía comprada con respecto al mismo periodo del año anterior.

### Costos y gastos operativos

Los gastos operativos acumulados hasta el cuarto trimestre de 2010 sumaron un total de US\$50.0 millones. La siguiente tabla detalla los aumentos y las reducciones de gastos para ambos periodos comparados:

**Costos y gastos operativos para los años fiscales 2010 y 2009**

<i>(en miles de dólares)</i>	<b>FY 2010</b>	<b>FY 2009</b>	<b>Variation</b>	<b>Var%</b>
Sueldos y otros costos relacionados con el personal	\$9,209	\$9,211	(2)	(0.0%)
Provisión para cuentas de cobro dudosas, netas	1,004	2,504	(1,500)	(59.9%)
Reparaciones y mantenimiento	2,926	2,887	39	1.4%
Servicios contratados	12,496	12,709	(213)	(1.7%)
Depreciación y amortización	14,789	14,521	268	1.8%
Cuestiones administrativas u otro tipo de motivos	9,254	8,318	936	11.3%
Pérdida de ventas y eliminación de activos fijos	348	328	20	(6.1%)
<b>Total</b>	<b>\$50,027</b>	<b>\$50,478</b>	<b>(451)</b>	<b>(0.9%)</b>

*Fuente: Información de la compañía*

El cambio en la Provisión para cuentas de cobro dudosas representa la disminución significativa en los costos operativos y es una consecuencia de nuestra implementación de nuevas estrategias para mejorar la recaudación de los clientes residenciales. El aumento en los gastos de servicios contratados y administrativos se debe principalmente a los gastos relacionados con el mantenimiento de la red de distribución de energía y al alumbrado público.

### Gastos por intereses

Los gastos por intereses acumulados a partir del 31 de diciembre de 2010 sumaron un total de US\$8.7 millones, lo cuales, comparados con el mismo periodo del año anterior, reflejan una leve disminución, principalmente debido a una reducción en la tasa Libor y a la liquidez de la compañía mantenida durante 2010, lo cual permitió un uso menos intensivo de las líneas de crédito.

### Ingresos netos

Como consecuencia de lo anterior, registramos ingresos netos de US\$25.5 millones, o el 5.6% de ingresos en 2010, en comparación con los ingresos netos de US\$20.9 millones, o el 5.3% de ingresos en 2009.



## Año que finalizó el 31 de diciembre de 2009 comparado con el año que finalizó el 31 de diciembre de 2008

La siguiente tabla describe los resultados operativos para los años que finalizaron el 31 de diciembre de 2009 y el 31 de diciembre de 2008 para las categorías indicadas:

### Resultados operativos para el año fiscal 2009 y el año fiscal 2008

(en millones de dólares)	FY 2009	FY 2008
<b>Ingresos totales</b>	<b>\$396.4</b>	<b>\$514.8</b>
Compra de energía y cargos netos de transmisión	309.0	433.7
Costos y gastos operativos totales	50.5	49.2
<b>Ganancias antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA)</b>	<b>\$51.5</b>	<b>\$45.0</b>
Depreciación y amortización	14.5	13.1
Ganancias antes de intereses e impuestos (EBIT)	37.0	31.9
Gastos por intereses	9.0	9.3
<b>Ingresos netos</b>	<b>\$20.9</b>	<b>\$17.4</b>

Fuente: Información de la compañía

## Ingresos

El consumo de energía eléctrica para el año que finalizó el 31 de diciembre de 2009 equivalió a 2,369.0 GWh, lo cual refleja un aumento de 104.1 GWh o del 4.6%, con respecto al mismo periodo durante el año anterior. Los principales sectores económicos que contribuyeron a este crecimiento fueron el sector residencial con una tasa del 6.8%, el sector industrial con una tasa del 6.1% y el sector gubernamental con una tasa del 5.2%. El sector comercial continuó teniendo un consumo estable que registró un leve crecimiento del 2.4%.

A partir del 31 de diciembre de 2009, la Compañía facturó 344,134 cuentas de clientes, lo cual representa un aumento de 9,214 o del 4.6% en las cuentas de clientes en comparación con el año anterior. Es importante destacar que el 92.1% de los clientes son residenciales, pero solo consumen el 33.4% de la energía total vendida; el sector comercial que representa el 7.2% de las cuentas de clientes consume el 40.7% de la energía, el sector industrial que representa aproximadamente el 0.1% de las cuentas de clientes consume el 11.7% de la energía y el sector gubernamental que representa el 0.7% de las cuentas de clientes consume el 12.2% de la energía. El alumbrado público representa el 2% del consumo total de energía.

Los ingresos acumulados por las ventas de energía y otros ingresos a partir del 31 de diciembre de 2009 sumaron un total de US\$396.4 millones o US\$118.4 millones menos que el mismo periodo del año anterior. Esta variación se debe a (i) una disminución del 26.7% o 6.0 centavos/kWh en el precio promedio de la energía facturada y una disminución correspondiente en los ingresos de US\$140.1 millones relacionada con el componente de generación de tarifa y (ii) un aumento de US\$22.9 millones en el volumen de electricidad vendida relacionada con un aumento del 4.6% en el consumo de energía eléctrica y la incorporación de 9,214 nuevos clientes.

## Compra de energía y cargos netos de transmisión



La compra de energía acumulada y los costos de transmisión a partir del 31 de diciembre de 2009 sumaron un total de US\$309.0 millones, lo cual representa una disminución neta de US\$124.7 millones en comparación con el mismo periodo durante el año anterior. Esta variación se debe en gran medida a (i) una disminución del 32.2% en el costo promedio de compra de energía de 17.1 centavos/kWh en 2008 a 11.6 centavos/kWh en 2009, lo cual genera US\$146.5 millones de costos más bajos, y (ii) un aumento de 127.38 GWh o US\$21.8 millones en el volumen de energía comprada con respecto al mismo periodo del año anterior.

## Costos y gastos operativos

Los gastos operativos acumulados a partir del 31 de diciembre de 2009 suman un total de US\$50.5 millones. La siguiente tabla detalla los aumentos y las reducciones de gastos para ambos periodos comparados:

**Costos y gastos operativos para los años fiscales 2009 y 2008**

<i>(en miles de dólares)</i>	<b>FY 2009</b>	<b>FY 2008</b>	<b>Variation</b>	<b>Var%</b>
Sueldos y otros costos relacionados con el personal	\$9,211	\$9,329	(118)	(1.2%)
Provisión para cuentas de cobro dudosas, netas	2,504	3,989	(1,485)	(37.2%)
Reparaciones y mantenimiento	2,887	2,853	34	1.2%
Servicios contratados	12,709	11,509	1,200	10.4%
Depreciación y amortización	14,521	13,098	1,423	10.9%
Cuestiones administrativas u otro tipo de motivos	8,318	8,175	143	1.8%
Pérdida de ventas y eliminación de activos fijos	328	234	94	40.2%
<b>Total</b>	<b>\$50,478</b>	<b>\$49,187</b>	<b>\$1,291</b>	<b>2.6%</b>

*Fuente: Información de la compañía*

Los aumentos registrados en Servicios contratados y administrativos y en Depreciación y amortización son típicos del crecimiento orgánico de la red de distribución. La disminución más significativa se muestra en Provisión para cuentas de cobro dudosas en gran medida debido a las actualizaciones sobre la base y los parámetros utilizados en el cálculo.

## Gastos por intereses

Los gastos por intereses acumulados a partir del 31 de diciembre de 2009 suman un total de US\$8.9 millones, los cuales, comparados con el mismo periodo del año anterior, reflejan una disminución de US\$0.4 millones, como consecuencia del menor uso de las líneas de crédito a corto plazo y principalmente debido a la disminución de la tasa Libor de tres y seis meses en comparación con los valores registrados en 2008.

## Ingresos netos

Como consecuencia de lo anterior, registramos ingresos netos de US\$20.9 millones, o del 5.2%, en 2009, en comparación con los ingresos netos de US\$17.4 millones, o del 3.4%, en 2008.

## Liquidez y recursos de capital



Nuestras principales fuentes de liquidez son los fondos generados a partir de las operaciones y, en menor medida, las líneas de financiamiento a corto plazo con las principales instituciones financieras de Panamá. Utilizamos el efectivo principalmente para comprar electricidad a compañías generadoras de electricidad para la venta y distribución a nuestros clientes distribuidores de electricidad y para invertir en activos fijos (Capex) para nuestra red de distribución. Creemos que nuestras fuentes de liquidez son suficientes para satisfacer nuestros requisitos.

Nuestra intención es utilizar las recaudaciones netas de esta oferta para invertir en Capex y cancelar nuestro endeudamiento actual. Consulte “Uso de las recaudaciones”.

A partir del 30 de junio de 2012, tuvimos efectivo y equivalentes al efectivo de US\$4.1 millones y un endeudamiento agregado de US\$154.9 millones. A partir del 31 de diciembre de 2011, tuvimos efectivo y equivalentes al efectivo de US\$3.4 millones. A partir del 31 de diciembre de 2010, tuvimos efectivo y equivalentes al efectivo de US\$22.0 millones. A partir del 31 de diciembre de 2009, tuvimos efectivo y equivalentes al efectivo de US\$5.9 millones.

Actualmente, tenemos líneas de crédito a corto plazo con una disponibilidad de hasta US\$110.5 millones, de lo cual registramos un uso promedio de US\$16.4 millones en 2011, US\$11.5 millones en 2010 y US\$8.3 millones en 2009. Para estos tres años, nuestro monto agregado más grande pendiente de pago en virtud de estas líneas de crédito en cualquier momento dado alcanzó los US\$29.5 millones en noviembre de 2011. En la primera mitad de 2012, tuvimos un uso promedio de US\$20.2 millones en virtud de estas líneas de crédito a corto plazo, y el monto agregado más grande pendiente de pago en virtud de estas líneas de crédito para este periodo de seis meses en cualquier momento dado no excedió los US\$40.5 millones.

Pagamos dividendos en la primera mitad de 2012 por un monto de US\$12.0 y no hicimos ningún pago en la primera mitad de 2011.

A continuación podrá ver información más detallada sobre nuestro flujo de efectivo.

## Flujos de efectivo

La siguiente tabla detalla información sobre nuestros flujos de efectivo para los años que finalizaron el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 y para los seis meses que finalizaron el 30 de junio de 2012 y 2011:

### Resumen de los flujos de efectivo desde el final del año fiscal 2009

<i>(en millones de dólares)</i>	<u>H1 2012</u>	<u>H1 2011</u>	<u>FY 2011</u>	<u>FY 2010</u>	<u>FY 2009</u>
<b>Flujo de efectivo proveniente de actividades operativas</b>					
Ingresos netos	19.0	15.7	30.4	25.5	20.9
Ajustes no monetarios a los ingresos netos	27.1	(13.7)	(0.1)	28.8	10.3
Variaciones netas de capital de trabajo	(38.9)	(3.9)	(7.0)	12.2	8.4
<b>Efectivo neto proporcionado por actividades operativas</b>	<b>\$7.1</b>	<b>(\$1.8)</b>	<b>\$23.4</b>	<b>\$66.5</b>	<b>\$39.5</b>
<b>Flujos de efectivo provenientes de actividades de inversión</b>					
Inversiones de capital y adquisición de activos	(19.8)	(11.9)	(38.3)	(24.8)	(21.5)
Recaudaciones provenientes de la venta de activos fijos	(0.1)	0.1	0.5	0.2	0.2
<b>Efectivo neto utilizado en actividades de inversión</b>	<b>(\$19.9)</b>	<b>(\$11.8)</b>	<b>(\$37.9)</b>	<b>(\$24.6)</b>	<b>(\$21.4)</b>



### Flujo de efectivo proveniente de actividades de financiamiento

(Cancelación de) recaudaciones de deuda a corto plazo	25.5	0.0	10.0	0.0	(25.0)
Otros flujos de efectivo provenientes del financiamiento	(0.0)	(1.2)	(0.6)	0.4	(0.4)
Dividendos pagados	(12.0)	0.0	(13.5)	(26.2)	(12.3)
<b>Efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento</b>	<b>\$13.5</b>	<b>(\$1.2)</b>	<b>(\$4.1)</b>	<b>(\$25.8)</b>	<b>(\$37.6)</b>

### Efectivo y equivalentes al efectivo

Ingresos (disminuciones) netos en efectivo	0.7	(14.8)	(18.6)	16.1	(19.5)
Efectivo al comienzo del año	3.4	22.0	22.0	5.9	25.4
<b>Efectivo al final del año</b>	<b>\$4.1</b>	<b>\$7.2</b>	<b>\$3.4</b>	<b>\$22.0</b>	<b>\$5.9</b>

### Información complementaria de flujos de efectivo

Efectivo pagado durante el año:					
Intereses, netos de montos capitalizados	4.2	4.1	8.2	8.4	8.8
Impuesto sobre la renta	3.2	12.1	14.5	3.2	12.8

Fuente: Información de la compañía





### Flujos de efectivo netos provenientes de actividades operativas

Los flujos de efectivo netos provenientes de actividades operativas fueron de US\$7.1 millones para los seis meses que finalizaron el 30 de junio de 2012, en comparación con una posición negativa de US\$1.8 millones en el mismo periodo en 2011. Nuestros ingresos netos en el primer semestre de 2012 fueron de US\$19.0 millones, o un aumento de US\$3.3 millones, en comparación con el mismo periodo en 2011. Los ajustes no monetarios a los ingresos netos fueron de US\$27.0 millones en el primer semestre de 2012 comparados con una posición negativa de US\$13.7 millones en el mismo periodo en 2011. El aumento en el ajuste no monetario para el periodo de seis meses que finalizó el 30 de junio de 2012 se debe principalmente al ajuste en el componente del combustible que consiste en una recuperación de US\$23.4 millones del déficit acumulado en los costos de energía cobrados a los clientes y a una acumulación de US\$1.6 millones del costo de energía en exceso cobrado a los clientes durante la primera mitad de 2012 y pendiente de ser refinanciado, para los cuales se registró un beneficio derivado del impuesto sobre la renta diferido de US\$7.5 millones. La disminución en los ajustes no monetarios para el periodo de seis meses que finalizó el 30 de junio de 2011 se debe principalmente al ajuste en el componente del combustible debido a una acumulación de déficits de US\$28.3 millones en los costos de energía cobrados a los clientes, para el cual se registró un gasto del impuesto sobre la renta diferido de US\$8.5 millones.

Las variaciones en los activos y pasivos operativos tuvieron un impacto negativo de US\$38.9 millones en nuestros flujos de efectivo provenientes de actividades operativas para los seis meses que finalizaron el 30 de junio de 2012 en comparación con un impacto negativo de US\$3.9 millones en el mismo periodo de 2011. La disminución en los activos y pasivos operativos en el primer semestre de 2012 es primordialmente la consecuencia de un aumento de US\$49.9 millones en las cuentas por cobrar principalmente asociadas con el subsidio gubernamental acumulado.

Los flujos de efectivo netos provenientes de actividades operativas fueron de US\$23.4 millones en 2011, en comparación con US\$66.5 millones en 2010. Nuestros ingresos netos en 2011 fueron de US\$30.4 millones, o un aumento de US\$4.9 millones, en comparación con 2010. Los ajustes no monetarios a los ingresos netos tuvieron un impacto negativo de US\$0.1 millones en 2011 en comparación con un aumento de US\$28.8 en 2010. El impacto negativo de US\$0.1 millón en 2011 es principalmente la consecuencia del impacto negativo de US\$25.3 millones del costo diferido por el ajuste del componente del combustible debido al déficit acumulado en los costos de energía cobrados a los clientes compensados por unos US\$7.6 millones de gastos del impuesto sobre la renta diferido registrado y US\$16.2 millones de gastos de depreciación. El aumento de US\$28.8 millones en ajustes no monetarios en 2010 es principalmente la consecuencia de la recuperación de US\$17.7 millones del déficit acumulado en los costos de energía cobrados a los clientes reducidos por un beneficio del impuesto sobre la renta diferido de US\$5.3 millones y los US\$14.8 de gastos de depreciación.

Los cambios en los activos y pasivos de operaciones tuvieron un impacto negativo de US\$ 7 millones en nuestros flujos de caja provenientes de las actividades operativas en 2011 en comparación con una contribución de US\$ 12,2 millones en 2010. La disminución de US\$ 7 millones en los activos y pasivos de operaciones en 2012 se debe principalmente a un aumento de US\$ 11,4 millones en cuentas por cobrar, principalmente asociado con un subsidio acumulado del gobierno, una disminución de US\$ 9,1 millones en impuesto sobre la renta neto por pagar y un aumento en el inventario de materiales, suministros y repuestos de US\$ 2,3 millones parcialmente compensado por un aumento de US\$ 17,2 millones en cuentas comerciales por pagar y otros pasivos. El aumento de US\$ 12,2 millones en activos y pasivos de operaciones en 2010 se debe principalmente a un aumento de US\$ 13 millones en impuesto sobre la renta por pagar y una disminución de las cuentas comerciales por cobrar de US\$ 3 millones. Estas contribuciones de flujo de caja fueron compensadas parcialmente por una disminución en las cuentas comerciales por pagar y otros pasivos de US\$ 3,1 millones y por un aumento de US\$ 1,4 millones en inventario.



Los flujos de caja netos obtenidos de las actividades operativas fueron de US\$ 39,5 millones en 2009, conformados por un ingreso neto de US\$ 20,9 millones, por ajustes no monetarios al ingreso neto de US\$ 10,3 millones y por un aumento de US\$ 8,4 millones en activos y pasivos de operaciones. El aumento de US\$ 10,3 millones en ajustes no monetarios se debe principalmente a US\$ 14,5 millones de gastos de depreciación y US\$ 2,5 millones de provisión de cuentas de cobranza dudosa, ambos parcialmente compensados por la disminución de US\$ 10 millones del ajuste de componentes de combustible asociados al exceso del costo de energía cobrado a los clientes reducido por un gasto registrado de US\$ 2,8 millones por concepto de impuesto sobre la renta diferido.

El aumento de US\$ 8,4 millones en activos y pasivos de operaciones en 2009 es principalmente el resultado de un aumento en las cuentas comerciales por pagar y otros pasivos de US\$ 11,7 millones y una disminución de las cuentas comerciales por cobrar de US\$ 2,5 millones, parcialmente compensada por una reducción en el impuesto sobre la renta por pagar de US\$ 6,7 millones.

#### Flujos de caja obtenidos de las actividades de inversión

El efectivo utilizado en las actividades de inversión fue de US\$ 19,8 millones para el semestre finalizado el 30 de junio de 2012, en comparación con US\$ 11,9 millones en el mismo período de 2011. Este aumento de US\$ 7,9 millones se debió principalmente a la mayor inversión en la expansión de la red de distribución y la construcción de una nueva subestación.

El efectivo utilizado en las actividades de inversión fue de US\$ 38,3 millones en 2011 en comparación con US\$ 24,8 millones en 2010. Este aumento de US\$ 13,5 millones se debió principalmente a la adquisición de activos fijos para ajustarlos al crecimiento de clientes, la expansión de nuestra red de distribución como parte de nuestro planes de gastos de capital y de construcción de subestaciones.

Efectivo utilizado en las actividades de inversión fue US\$ 24,8 millones en 2010 en comparación con US\$ 21,5 millones en 2009. El aumento de US\$ 3,3 millones se debió principalmente a la expansión de la red de distribución y crecimiento de clientes.

#### Flujos de efectivo por actividades de financiación

El efectivo utilizado por las actividades de financiación fue de US\$ 13,5 millones en positivo para el semestre finalizado el 30 de junio de 2012, en comparación con la posición negativa de US\$ 1,2 millones para el mismo período de 2011. Esta variación de US\$ 14,7 millones se debió mayormente a un pago de dividendos de US\$ 12 millones realizado a los accionistas en el primer trimestre de 2012 y el recibo de ingresos de US\$ 25,5 millones correspondientes a nuestras líneas de crédito a corto plazo de los bancos.

El efectivo utilizado por las actividades de financiación fue de US\$ 4,1 millones en negativo en 2011 en comparación con US\$ 25,8 millones en negativo en 2010. La variación de US\$ 29,9 millones en 2011 se debió principalmente al pago de dividendos de US\$ 13,5 millones a nuestros accionistas. También recibimos ingresos de US\$ 10 millones provenientes de nuestras líneas de crédito a corto plazo de los bancos.

El efectivo utilizado por las actividades de financiación fue de US\$ 25,8 millones en negativo en 2010 en comparación con US\$ 37,6 millones en negativo en 2009. Esta variación de US\$ 11,8 millones en 2010 se debió principalmente al pago de dividendos a los accionistas.

#### **Endeudamiento**



Nuestras principales fuentes de liquidez están disponibles en efectivo, en flujos de caja obtenidos de las operaciones y préstamos correspondientes a (i) nuestros bonos con derechos prioritarios de US\$ 100 millones a largo plazo, (ii) bono corporativo local de US\$ 20 millones a largo plazo y (iii) líneas de crédito rotativas que tenemos con el Banco Nacional de Panamá, HSBC, Bank of Nova Scotia, Banco Panamá, S.A y Banco General, S.A., que suman a una línea de crédito total de US\$ 110,5 millones a la fecha del 30 de junio de 2012. Nuestro Comité de Dirección, en mayo de 2008, limitó nuestra capacidad para usar nuestras líneas de crédito rotativas hasta un monto total de US\$ 60 millones, que fue un importe fijado por nuestro Comité de acuerdo con nuestras necesidades de capital de trabajo en ese momento.

Para el 30 de junio de 2012, nuestro endeudamiento total pendiente, era US\$ 154,9 millones, conformado por US\$ 35,5 millones de endeudamiento a corto plazo y US\$ 119,4 millones que representan el endeudamiento a largo plazo, como resultado de la emisión de bonos con derechos prioritarios y bonos corporativos locales.



### Endeudamiento a corto plazo

Nuestro endeudamiento a corto plazo, aumentó de US\$ 10 millones a US\$ 35,5 millones durante el semestre finalizado el 30 de junio de 2012 a partir del 31 de diciembre de 2011, principalmente como resultado del aumento de préstamos de US\$ 25,5 millones correspondientes a nuestras líneas de crédito a corto plazo.

Mantenemos líneas de crédito rotativas con los principales bancos locales. Tenemos una línea de crédito total de US\$ 110,5 millones correspondientes a nuestras cinco líneas de crédito rotativas. En el semestre finalizado el 30 de junio de 2012, nuestro endeudamiento de corto plazo ascendió a US\$ 35,5 millones, el cual consistió en US\$ 10 millones correspondientes a la línea de crédito de HSBC Bank (Panamá), S.A. y US\$ 25,5 millones en el Banco Nacional de Panamá. Las líneas de crédito con HSBC Bank (Panamá) S.A. y Banco Nacional de Panamá tienen un límite de US\$ 20,5 millones y US\$ 45,5 millones, respectivamente. También mantenemos líneas de crédito con: (i) Banco General, S.A., por un monto de US\$ 10 millones, (ii) Bank of Nova Scotia por un monto de US\$ 25 millones y (iii) Banco Panamá, S.A. por un monto de US\$ 10 millones. Para el 30 de junio de 2012, no teníamos préstamos pendientes con Banco General, S.A, Bank of Nova Scotia o con Banco Panamá, S.A. Para el 30 de junio de 2012, cada una de estas líneas de crédito aplicaron el interés LIBOR más tasas que oscilaban entre 1,65% y 3,75%, y nuestros préstamos correspondientes a estas cuatro líneas de crédito no son garantizadas.

Utilizamos nuestras líneas de crédito a corto plazo para la emisión de bonos o la emisión, negociación y la refinanciación de cartas de crédito con un tenor máximo de hasta un año. Para el 30 de junio de 2012, teníamos US\$ 35,5 millones en préstamos correspondientes a nuestras líneas de crédito a corto plazo y cerca de US\$ 5,4 millones en cartas de crédito para garantizar nuestras obligaciones de pago a ETESA.

Algunas de nuestras líneas de crédito a corto plazo contienen pactos comunes en favor o en contra para las líneas de crédito no garantizadas de este tipo, que incluyen, entre otros, la provisión de los estados financieros y certificados de cumplimiento, las limitaciones en la concesión de garantías.

Además, algunas de nuestras líneas de crédito requieren que cumplamos y mantengamos ciertos coeficientes y análisis financieros, que incluyen una deuda financiada a una tasa del EBITDA no superior entre 3,25 y 1. La definición del indicador EBITDA para los fines de los análisis financieros de nuestras líneas de crédito a corto plazo es diferente de nuestra definición de EBITDA utilizada en otras partes de este Prospecto de oferta.

Hemos estado en cumplimiento con todos nuestros pactos financieros correspondiente a nuestro endeudamiento pendiente. Nuestra capacidad para cumplir con estos pactos y cumplir y mantener esos coeficientes y análisis financieros puede verse afectado por acontecimientos fuera de nuestro control, tales como los descritos en "Factores de riesgo". Si no cumplimos y mantenemos estos coeficientes y análisis financieros, no seremos capaces de pedir préstamos y los prestamistas podrían adelantar el vencimiento y exigir el pago de todos los montos pendientes inmediatamente, lo cual también podría desencadenar un derecho similar en virtud de otros acuerdos.

Algunas de nuestras líneas de crédito a corto plazo contienen eventos habituales de incumplimiento, incluyendo, entre otros, la omisión del pago de capital, intereses u honorarios, el incumplimiento de cualquier pacto, el incumplimiento de que cualquier representación o garantía sean ciertos en todos sus aspectos sustanciales cuando se ejecuten o se consideren ejecutados, incumplimientos por obligaciones de otros instrumentos de deuda, cambios en el entorno reglamentario que obstaculicen sustancialmente nuestra capacidad de realizar los pagos a tiempo, pérdida de un permiso o licencia necesaria para hacer negocios y la incautación por parte del gobierno de sustancialmente todos nuestros activos.



Creemos que tanto los fondos disponibles correspondientes a nuestras líneas de crédito a corto plazo, aprobados por nuestro Comité de Dirección, y los fondos generados por nuestras operaciones serán suficientes para financiar nuestras necesidades de capital de trabajo de conformidad con las condiciones actuales del mercado.

### Endeudamiento a largo plazo

La Compañía posee bonos en virtud de un contrato de deuda prioritaria ("bonos con derechos prioritarios") por un total de US\$ 100.000.000, que se registra en US\$ 99.371.328, netos del descuento no amortizado de US\$ 628.672 al 30 de junio de 2012. Los bonos tienen una tasa de interés fija del 7,6%, pagaderos semestralmente y con vencimiento en 2021. El pago de capital se vence tras su período de validez. Los bonos mantienen una posición de crédito prioritario y no son garantizados. La Compañía podrá redimir los bonos con derechos prioritarios, en su totalidad o en parte, en cualquier momento antes de su vencimiento tras el cumplimiento de ciertas condiciones, incluso el pago de una prima completa especificada. Las obligaciones incluyen, entre otras disposiciones, un coeficiente de cobertura de deuda que proporciona un límite de deuda no superior a 3,25 veces su EBITDA.

En una oferta pública el 20 de octubre de 2008, la Compañía emitió la cantidad total de capital de US\$ 40.000.000 en bonos no garantizados y bonos corporativos no subordinados ("Bonos") con vencimiento el 20 de octubre de 2018. En dicha fecha, se suscribieron y emitieron US\$ 20.000.000 de esta oferta de bonos corporativos con Banco General, S.A. Los bonos se clasifican "*pari passu*" con todas las demás obligaciones no garantizadas y no subordinadas. Los bonos tienen un interés LIBOR a tres meses más 2,375% anual, pagadero trimestralmente. El capital se vence tras su período de validez. Los fondos obtenidos de la oferta de los bonos se utilizaron para financiar gastos actuales y los gastos de capital y para propósitos corporativos generales. Los bonos están sujetos a los términos y condiciones que son normales para estas transacciones adicionales. Los pactos de los bonos incluyen coeficientes de cobertura de deuda y otras disposiciones. La Compañía puede redimir los bonos, parcial o completamente, en el tercer aniversario, a partir de la fecha de la oferta

Utilizaremos los fondos obtenidos de esta oferta para pagar todas las cantidades pendientes vencidas correspondientes a nuestras líneas de crédito a corto plazo y para nuestro programa de gastos de capital. Consulte "Uso de los fondos obtenidos".

### **Compromisos contractuales y gastos de capital**

La siguiente tabla resume las obligaciones contractuales incondicionales importantes a largo plazo a la fecha del 30 de junio de 2012:

**Obligaciones contractuales incondicionales importantes a largo plazo, 30 de junio de 2012:**

(US\$ en miles)	2012	2013	2014	2015	En adelante	Total
Obligaciones de compra <sup>(a)</sup>	44.2	96.3	93.5	83.5	538.2	855.7
Arrendamientos de operaciones <sup>(b)</sup>	0.3	0.5	0.2			
Total de obligaciones contractuales	44.5	96.8	93.7	83.5	538.2	855.7

(a) Representa los compromisos de compra de capacidad de electricidad en virtud de obligaciones vinculantes con los generadores de electricidad. Los precios de compra aplicables a las compras de capacidad de conformidad con nuestros contratos de compra de energía incluyen disposiciones de "compra mínima". El monto de nuestras obligaciones anteriores no incluyen nuestros compromisos para la energía comprada a estos generadores, dado que estos montos dependen del consumo del cliente así como del precio actual del combustible. Debido a nuestra capacidad para trasladar a nuestros clientes los costos de energía, hemos cumplido constantemente con nuestras obligaciones de pagar la electricidad a los generadores, ya sea en virtud de nuestros contratos de compra de energía o cuando compramos electricidad en el mercado de contado.

(b) La Compañía ha celebrado un contrato de arrendamiento de operaciones no cancelable de siete años, cuya duración comenzó en mayo de 2007, para el uso de oficinas e instalaciones operativas. Para el 30 de junio de 2012 y 2011, el total de gastos de arrendamiento de operaciones fue US\$ 913.745 (2011: US\$ 888.295).

Fuente: Información de la Compañía



## Gastos de capital

Los gastos de capital comprenden principalmente los proyectos para ampliar nuestra red de distribución a fin de satisfacer la demanda de conexión de clientes adicionales y reducir las pérdidas de energía y, en menor medida, los proyectos de refuerzo de la red de distribución destinados a mejorar la calidad del servicio y la fiabilidad de la red.

Antes de realizar cualquier gasto de capital, modelamos el impacto que cada gasto de capital propuesto tendría sobre la fiabilidad de la red y la calidad de las mediciones del servicio y realizamos esos gastos de capital que aumentarían la fiabilidad de la red y la calidad del servicio al menor costo. Todos nuestros gastos de capital son analizados individualmente y evaluados, y son revisados y aprobados por el Comité de Dirección antes de ser realizados.

Nuestros gastos de capital para el semestre finalizado el 30 de junio de 2012 y el 30 de junio de 2011 fueron de US\$ 19,8 millones y US\$ 11,9 millones, respectivamente. Nuestros gastos de capital fueron de US\$ 38,3 millones, US\$ 24,8 millones y US\$ 21,5 millones para los años finalizados el 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente. Nuestros proyectos principales de gastos de capital durante 2009 hasta 2011 y durante los semestres finalizados el 30 de junio de 2012 y el 30 de junio de 2011 fueron:

### Detalle histórico de los gastos de capital

(US\$ en miles)	1H2012	1H2011	2011	2010	2009
Reducción de pérdidas <sup>(a)</sup>	1.3	1.0	2.8	1.3	0.8
Expansión <sup>(b)</sup>	11.0	4.0	18.7	13.5	11.2
Mejoras de confiabilidad <sup>(c)</sup>	2.3	2.7	5.8	1.4	2.2
Seguridad e iluminación <sup>(d)</sup>	0.6	0.7	1.6	0.8	0.7
Sistemas de facturación y administración <sup>(e)</sup>	0.8	1.0	4.0	2.5	1.5
Instalación y reubicación de medidores <sup>(f)</sup>	2.3	1.4	3.2	3.7	3.5
Intereses y mano de obra capitalizados	1.5	1.1	2.2	1.6	1.6
<b>Total</b>	<b>\$19.8</b>	<b>\$11.9</b>	<b>\$38.3</b>	<b>\$24.8</b>	<b>\$21.5</b>

(a) Representa los proyectos centrados en la recuperación de pérdidas no técnicas de energía, como la instalación de conductores especiales, protección para los medidores contra la manipulación ilegal y la sustitución de transformadores y cables.

(b) Representa las inversiones asociadas con la adición de nuevos clientes (residenciales, comerciales o industriales) y nuevas subestaciones.

(c) Representa las inversiones dirigidas a mejorar la calidad de nuestra red de distribución.

(d) Representa la instalación de nuevos postes de luz como consecuencia de nuevos proyectos y nuevos clientes dentro de nuestra área de concesión y también incluye la sustitución de postes de luz dañados.

(e) Representa la inversión en tecnologías de la información, como nuevo hardware y software.

(f) Representa la instalación de medidores para los nuevos clientes, así como la reubicación de los medidores anteriores.

Fuente: Información de la Compañía

El Contrato de Concesión no exige que realicemos ningún gasto de capital de un nivel específico ni inversiones distintas a aquellas de trabajo correctivo del medio ambiente y de ciertos proyectos de electrificación. El trabajo correctivo se describe en el informe medioambiental realizado por los consultores del gobierno panameño, Golder Associates o Golder. Aunque no es necesario, una proporción significativa de nuestro programa de gastos de capital está diseñada para mejorar la calidad del servicio requerida conforme al Contrato de Concesión y las reglamentaciones afines. Los gastos también se centran en ampliar nuestra red de distribución a un ritmo que de cabida a la creciente base de clientes.



Hemos gastado US\$ 19,8 millones en gastos de capital durante el primer semestre de 2012 y hemos presupuestado US\$ 23,1 millones para el resto del 2012 principalmente para la ampliación de nuestra red de distribución e instalaciones y reubicaciones de medidores. Hemos presupuestado US\$ 40,1 millones en 2013 para los gastos de capital. El presupuesto de gastos de capital para 2013 incluye aproximadamente US\$ 19,9 millones para la expansión del sistema de distribución, lo cual incluye la construcción de una subestación nueva, US\$ 4,5 millones para la modernización de nuestro sistema de distribución y US\$ 2,5 millones para las mejoras a nuestros sistemas de tecnología de la información.

Nuestro plan de negocios demanda gastos de capital de aproximadamente US\$ 35,2 millones en el año 2014. El plan de negocios incluye más de US\$ 16,6 millones para la expansión de nuestro sistema de distribución, US\$ 4,4 millones para la modernización de nuestros sistemas de distribución y US\$ 2,8 millones para las inversiones en sistemas de información.



### Acuerdos no incluidos en el balance

En el curso normal del negocio, constituimos una parte en determinados acuerdos no incluidos en el balance. Estos acuerdos incluyen garantías e instrumentos financieros con riesgo fuera del balance, como cartas de crédito bancarias y garantías de rendimiento. Ningún pasivo relacionado con estos acuerdos se refleja en nuestros balances, y no esperamos ningún efecto adverso sustancial sobre nuestra condición financiera, resultados de operaciones o flujos de caja como resultado de estos acuerdos no incluidos en el balance.

Nuestro Contrato de Concesión nos obliga a garantizar nuestras obligaciones con una garantía de rendimiento de US\$ 8 millones a favor de la ASEP durante el período de vigencia de la Concesión. Normalmente garantizamos estas obligaciones con garantías de rendimiento renovables anualmente, cada uno un instrumento no incluido en el balance porque son de proveedores terceros como lo exige nuestro Contrato de Concesión de conformidad con las obligaciones de reembolso no garantizadas. El uso de las garantías de rendimiento es menos costoso para nosotros que la alternativa de contabilizar una garantía en efectivo. Para el 30 de junio de 2012, teníamos una garantía de rendimiento pendiente por un total de US\$ 8 millones a favor del gobierno panameño para cumplir con nuestro Contrato de Concesión. De conformidad con nuestros contratos de compra de energía, estamos obligados a ofrecer una garantía de rendimiento anual equivalente al valor de nuestro consumo mensual promedio en el precio total promedio contratado. Para el 30 de junio de 2012, teníamos una garantía de rendimiento pendiente por un total de US\$35,1 millones a favor de los generadores para cumplir con nuestros contratos de compra de energía (Power Purchase Agreements, PPA). También utilizamos cartas de crédito para garantizar los pagos de los cargos por transmisión a ETESA y para garantizar el pago de nuestras compras de energía en mercado regional y al contado. Para el 30 de junio de 2012, teníamos US\$ 5,4 millones en cartas de crédito para garantizar nuestras obligaciones de pago a ETESA.

### **Información cuantitativa y cualitativa sobre riesgo del mercado**

Estamos expuestos a riesgos específicos en el manejo de nuestro negocio y en el entorno comercial en el que operamos. Estos riesgos incluyen, o históricamente han incluido, la exposición a derivados, liquidez, tasa de interés, inflación, el reajuste reglamentario de tarifas y los riesgos de créditos al cliente que surgen en el curso normal de nuestro negocio. Generalmente, nuestro objetivo general es asegurarnos de que entendamos, midamos y vigilemos estos diversos riesgos y tomemos las medidas correctas para minimizar nuestra exposición a dichos riesgos. Nuestras políticas para la gestión de cada uno de estos riesgos se describen a continuación.

#### **Riesgo de liquidez**

Hemos adoptado prácticas de gestión de riesgo de liquidez que pretenden mantener efectivo y activos financieros líquidos suficientes. Mantenemos líneas de financiamiento de corto plazo con las principales instituciones financieras en Panamá que nos brindan la flexibilidad operacional necesaria para cumplir con nuestra compra de electricidad y otras obligaciones. Para más información, consulte "Liquidez y recursos de capital".

Dado que invertimos nuevamente nuestros fondos de operaciones para apoyar nuestro programa anual de gastos de capital, no tenemos cantidades significativas de efectivo de manera excedente para inversiones adicionales.

#### **Riesgo de tasa de interés**





Con el fin de minimizar el impacto de las fluctuaciones de la tasa de interés en nuestros flujos de caja, tenemos una práctica de negociación de diferenciales con nuestras instituciones bancarias de preferencia. En los últimos tres años, hemos podido reducir los diferenciales con respecto a nuestras líneas de crédito a corto plazo sin garantías de 4,25% a 1,65%. Históricamente, no hemos utilizado intercambios de tasa de interés y derivados similares para cubrir nuestra exposición a los riesgos de tasas de interés.

La tasa de interés de nuestros bonos (US\$ 100 millones) se fija en 7,60%, por lo tanto, no debe ser experimentado ningún riesgo con respecto a las fluctuaciones de la tasa de interés. Nuestro bono corporativo local (US\$ 40 millones) tiene la tasa LIBOR de tres meses más 2,375% de diferencial. Este instrumento tiene una tasa de interés variable, por lo tanto, está sujeto a las fluctuaciones del mercado, sin embargo los bonos corporativos no representan una deuda significativa dentro de nuestro endeudamiento total y el instrumento puede ser redimido después de tres años a partir de su emisión. La tasa actual desde el 20 de julio de 2012 hasta el 20 de octubre de 2012 corresponde a una tasa LIBOR de 0,45510% más el diferencial de 2,375% para un total de 2,83010%.

### **Riesgo de reajuste reglamentario de tarifa**

Nuestros niveles máximos permitidos de tarifa para nuestros cargos de distribución y de servicio al cliente, que son un determinante importante de nuestros resultados operativos, los fija la ASEP, cada cuatro años en un proceso transparente con la participación de los distribuidores de electricidad. El vencimiento de nuestra tarifa actual se prevé para el 30 de junio de 2014. Nuestros niveles máximos de tarifa incluyen los montos de los gastos de operación, mantenimiento, gastos administrativos y comerciales, un nivel estándar de pérdidas de energía de la distribución y un retorno razonable de nuestro capital invertido. La ASEP determina cada uno de estos costos y la tasa de retorno en función de los gastos y retornos de empresas similares. Si superamos los supuestos de la ASEP y nuestros gastos futuros de operación y mantenimiento y gastos de capital son inferiores al importe incluido en los cargos tarifarios, podemos generar un mayor retorno sobre nuestros activos fijos netos, pero si nuestros costos futuros son más elevados, entonces podemos generar un retorno inferior sobre nuestros activos fijos netos. Además, si nuestro VAD previsto se establece en una cantidad mayor de nuestros costos reales para el período de reajuste tarifario del VAD, podríamos estar sujeto a los créditos de clientes.

Reducimos nuestro riesgo reglamentario trabajando conjuntamente con el gobierno panameño y nuestros reguladores para garantizar que el marco reglamentario sea transparente y permita la recuperación del costo total y un retorno satisfactorio de nuestras inversiones en la mayor medida posible. Para lograr resultados reglamentarios favorables, promovemos la eficiencia y el trabajo colaborando estrechamente con nuestro regulador en cuestiones de precios y asuntos relativos al consumidor. También gestionamos proactivamente nuestros consumidores y buscamos obtener sus comentarios con relación a los precios y servicios.

Nos reunimos regularmente con los reguladores y funcionarios del gobierno panameño para compartir información con respecto a nuestro negocio. El objetivo de esta estrecha relación de trabajo con el gobierno panameño es fomentar la adopción de políticas que nos permitan obtener un retorno razonable sobre el capital invertido y mantener flujos de caja predecibles. Tenemos la intención de seguir trabajando con la ASEP para lograr tarifas máximas razonables para nuestros cargos de distribución y servicio al cliente sobre cada reajuste reglamentario de las tarifas máximas.

### **Riesgo de crédito de clientes**



Nuestros riesgos de crédito de clientes son administrados en gran parte solicitando el equivalente a un mes de facturación como un depósito de seguridad para todos los nuevos clientes. Los clientes existentes con un buen historial de pago pueden abrir cuentas adicionales sin este depósito de seguridad. No tenemos ninguna concentración significativa de riesgo de crédito con respecto a terceros no gubernamentales.

Nuestros clientes industriales, comerciales y temporales generalmente proporcionan depósitos o garantías bancarias equivalentes al costo de un mes de servicio estimado para poder conectarse a los servicios de electricidad. Estos depósitos o garantías pueden compensar contra las cuentas vencidas de este grupo de clientes. Las cuentas vencidas gubernamentales varían dependiendo de los procesos de aprobación de presupuesto de cada entidad gubernamental. Estas cuentas tienden a ser pagadas después de la fecha de vencimiento inicial, generalmente debido a las complicaciones procesales dentro del proceso de las cuentas por pagar del gobierno. Cobramos intereses durante estos retrasos de pago. Sin embargo, una vez que estos presupuestos son aprobados y finaliza el proceso, generalmente podemos cobrar todas las cuentas por cobrar vencidas del gobierno. En 2011, aproximadamente 11,4% de nuestras ventas netas de energía fueron a clientes del sector público. Dichos clientes representan 5,4% o US\$ 8,5 millones, de nuestras cuentas por cobrar. Para el 30 de junio de 2012, aproximadamente 11,5% de nuestras ventas netas de energía eran a los clientes gubernamentales y dichos clientes representaban 17,7% o US\$ 11,2 millones de nuestras cuentas por cobrar.

La Ley de Energía Eléctrica permite a las compañías de distribución de electricidad cancelar el servicio a cualquier cliente que no pague su factura dentro del plazo de 60 días después de la facturación. Nuestra política es contactar activamente a los clientes comerciales, institucionales e industriales cuyas facturas están vencidas. Si no puede lograrse un acuerdo satisfactorio, se suspende el servicio hasta que se obtenga el pago o se obtengan acuerdos satisfactorios. De manera rutinaria, ordenamos los cortes para nuestros clientes más pequeños después de que han recibido una notificación de corte en una factura posterior, una carta de notificación, una llamada de teléfono o cualquier otro medio de notificación disponible para informarles de su corte de servicio pendiente.

La mayoría de los cortes se vuelven a conectar después de que el cliente paga la factura vencida o firma un acuerdo de pago. La Ley de Energía Eléctrica de 1997 permite que las compañías de distribución de electricidad cobren intereses sobre los montos pendientes a partir de 30 días después de la facturación. Actualmente cobramos una tasa de interés regulada en función de la tasa promedio disponible de los bancos locales. Restauramos el servicio tras el pago del monto y los intereses, con un cargo de reconexión agregado a la siguiente factura. La vigilancia regular de los cortes diarios de servicio y de las cuentas por cobrar se utiliza para limitar el riesgo de continuar el servicio a los clientes que no pagan.

### **Riesgo por moneda extranjera**

Nuestros estados financieros se expresan en dólares estadounidenses. Nuestros ingresos y préstamos y demás obligaciones se denominan en dólares estadounidenses. No corremos ningún riesgo por moneda extranjera debido a la adopción del dólar como moneda de curso legal en moneda extranjera y moneda funcional de Panamá y nuestro uso del dólar estadounidense en todas nuestras operaciones y transacciones. No utilizamos los diferenciales de moneda extranjera para cubrirnos de los riesgos de moneda extranjera.

### **Riesgo de inflación**



La inflación en Panamá se mide por el IPC, que es calculado por la *Dirección General de Estadística y Censos* una unidad especializada dentro de la Contraloría General de la República de Panamá, mediante el uso de una cesta básica de bienes y servicios. La cesta utiliza el nivel de precios de diciembre de 1992 como la base para determinar el IPC y se ve afectada por los precios de los alimentos básicos (frutas y verduras, granos básicos como maíz, arroz, frijoles y otros), que comprenden un 31,8% del peso total de la cesta.

La siguiente tabla establece la tasa de inflación en Panamá en función de lo determinado por el IPC para los períodos presentados.

**Inflación panameña, 2009 - 2011**

	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
Inflación	2.40%	3.50%	6.20%

*Fuente: Contraloría General de la República de Panamá*

Creemos que estos niveles de inflación no afectan sustancialmente nuestros resultados de las operaciones o la situación financiera.



## Section 9

Descripción del negocio



## Descripción del negocio

Elektra Noreste, S.A. ("Elektra Noreste" "ENSA" la "Compañía" o el "Emisor") es una sociedad anónima organizada bajo las leyes de la República de Panamá ("Panamá"), a través de la escritura pública número 143 del 19 de enero de 1998 de la Notaría Segunda del Circuito de Panamá, con domicilio en la República de Panamá, registrada en la ficha 340439, rollo 57983, imagen 56 de la Sección Mercantil del Registro Público, desde el 22 de enero de 1998.

Elektra Noreste, S.A.  
Costa del Este, Business Park  
Torre Oeste, Piso 3  
Plaza Panama 08330202  
Panama City, Republic of Panama  
Teléfono: 507340-4608  
Fax: 507340-4785  
Correo electrónico: javier.pariante@ensa.com.pa

### Generalidades

ENSA es la segunda compañía más importante de distribución de electricidad en Panamá en términos de volumen de electricidad distribuida, número de clientes y área de servicio. La compañía tiene una concesión exclusiva en virtud de un contrato de concesión con el gobierno panameño (el "Contrato de Concesión") para operar la red de distribución de electricidad en la parte septentrional y oriental de Panamá, que incluye la parte oriental de la Ciudad de Panamá, la ciudad portuaria de Colón y el Golfo de Panamá. Para el 30 de junio de 2012, las operaciones de ENSA cubrían un territorio de aproximadamente 29.200 kilómetros cuadrados que incluyeron aproximadamente 1,4 millones de habitantes, o 43% de la población total de Panamá, incluidos los tres principales centros económicos de Panamá. Para el 31 de diciembre de 2011, ENSA tuvo una participación en el mercado de aproximadamente 43% de los clientes y aproximadamente 41% del total de las ventas de energía en Panamá.

En 2011, ENSA tuvo un total de ventas de energía de 2.716 GWh a un promedio de 360.481 clientes. De los clientes de la Compañía en 2011 aproximadamente 91,7% eran clientes residenciales, 7,5% clientes comerciales e industriales y todos los demás eran en mayormente clientes gubernamentales. Del total de ventas de energía en 2011 (2.716 GWh), aproximadamente el 33,9% de nuestras ventas fueron a clientes residenciales, aproximadamente 52,9% a clientes comerciales e industriales y aproximadamente 13,2% a clientes gubernamentales. Durante los seis meses finalizados el 30 de junio de 2012, ENSA tuvo un total de ventas de energía de 1.458 GWh a un promedio de 365.355 clientes, de los cuales aproximadamente 91,7% eran clientes residenciales, 7,5% eran clientes comerciales e industriales y todos los demás eran mayormente clientes gubernamentales. Durante el mismo período, 34% de las ventas de energía de 1.458 GWh de ENSA fueron a clientes residenciales, aproximadamente 52,8% a clientes comerciales e industriales y aproximadamente 13,3% a clientes gubernamentales.



En el 31 de diciembre de 2011, la red de distribución de electricidad de la Compañía estaba constituida por aproximadamente 9.431 kilómetros de líneas de distribución y transmisión, trece subestaciones principales, aproximadamente 24.084 transformadores y equipos afines. 9.431 kilómetros de líneas de distribución de ENSA están conformados por aproximadamente 8.761 kilómetros de circuitos de cables aéreos y 670 kilómetros de circuitos de cables subterráneos. El territorio de servicio de la Compañía es relativamente denso con 13 subestaciones principales y un factor de carga, que es la razón de carga media a carga máxima, de aproximadamente 70%, lo cual refleja un buen equilibrio entre el perfil de carga residencial y los requerimientos de iluminación y aire acondicionado durante el día del sector comercial.

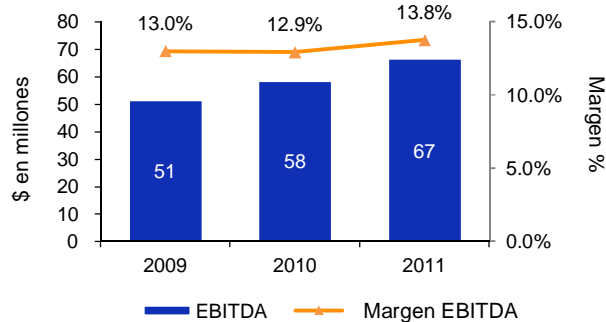
### Área de concesión de ENSA



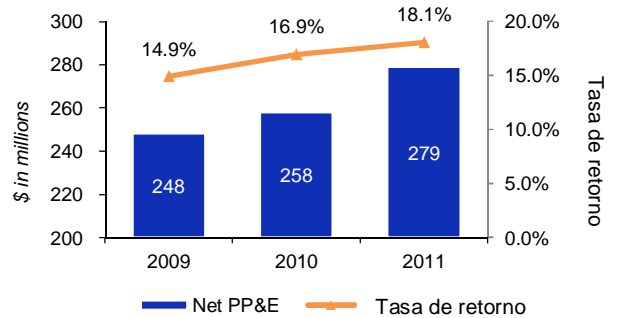
Fuente: Información de la Compañía, Deutsche Bank

Para el año fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2011, ENSA tenía una demanda máxima de 460MW, ingresos de \$484 millones, ganancias antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización, o EBITDA, de \$67 millones y activos fijos netos de \$279 millones. Los siguientes diagramas resaltan el desarrollo del EBITDA de la Compañía y la tasa de retorno en los últimos cinco años fiscales:

#### EBITDA / margen EBITDA



#### Activos fijos netos / tasa de retorno obtenido



Nota: Tasa de retorno obtenido definida como EBIT dividido entre propiedad, planta y equipo neto (Property, Plan and Equipment, PP&E).

Fuente: Información de la Compañía



ENSA ha logrado mejoras operacionales significativas y un aumento de la productividad desde su privatización en 1998 a través de la implementación de las mejores prácticas de la industria optimizadas e inversiones de capital de más \$291,9 millones en sus instalaciones y sistemas, \$124,8 millones de los cuales se obtuvieron desde enero de 2007 hasta enero de 2011. Estas inversiones se concentraron principalmente en la modernización y optimización de la red de distribución de ENSA y en mejorar la tecnología de la información y los sistemas cobro y facturación. Los gastos de capital de ENSA fueron \$21,5 millones, \$24,8 millones y \$38,3 millones para 2009, 2010 y 2011, respectivamente.



## Estrategia de negocio

El negocio de ENSA consiste en la distribución de electricidad en Panamá a clientes regulados y no regulados dentro de su área de concesión. La Compañía busca mantener la generación sólida de flujo de caja y rentabilidad garantizando operaciones altamente eficientes, aumentando la calidad del servicio y mejorando la satisfacción del cliente. Los elementos principales de la estrategia de negocio incluyen:

- Proporcionar a los clientes un servicio asequible y de alta calidad
- Operación y mantenimiento rentable de su red de distribución
- Capacitación y desarrollo de sus empleados
- Gastos de capital estratégicos y precisos
- Mantener niveles bajos de pérdidas de electricidad
- Aislar a los clientes de las fluctuaciones del costo de la electricidad a través de la gestión activa de un programa de compra de energía





## **Fortalezas competitivas**

### **Calificaciones crediticias de grado para inversiones sólidas**

Sobre la base no garantizada con derechos prioritarios, ENSA está clasificada como BBB, según Fitch. Fitch no considera que las calificaciones de la Compañía estén restringidas por la clasificación soberana 'BBB' de Panamá.

### **Área de servicio atractiva y posición sólida en el mercado**

ENSA es una compañía de servicio eléctrico público con una base de clientes de más de 334.878 cuentas residenciales, 27.324 cuentas comerciales y 208 cuentas industriales a la fecha del 30 de junio de 2012. La Compañía también brinda servicio a un número de cuentas del gobierno.

La Compañía tiene una concesión exclusiva para operar la red de distribución de electricidad en algunas de las regiones más densamente pobladas y económicamente activas de Panamá, que incluye una parte importante de la ciudad de Panamá, la zona del Canal y la ciudad portuaria de Colón, tres de los principales centros económicos de Panamá. Para el 30 de junio de 2012, las operaciones de la Compañía cubrían un territorio de aproximadamente 29.200 kilómetros cuadrados que incluía cerca de 43% de la población de Panamá y representaba aproximadamente 41% de las ventas de energía en Panamá.

### **Régimen normativo establecido y transparente con incentivos para obtener ganancias de la eficiencia**

La Ley de Energía Eléctrica de 1997 creó un marco de trabajo orientado al mercado de los distribuidores de electricidad del país, el cual permite a ENSA conservar los beneficios financieros provenientes de las ganancias de la eficiencia durante cada período tarifario de cuatro años. El VAD (Valor Agregado de Distribución) de las tarifas relativas a la tasa de retorno permitida de ENSA está sujeto a cantidades máximas establecidas cada cuatro años por la ASEP en consulta con ENSA y en función de los futuros gastos operativos y de capital, según lo estimado por la ASEP. De conformidad con la Ley de Energía Eléctrica de 1997, ENSA puede trasladar a sus clientes el costo de la electricidad y la capacidad que compra a los generadores de electricidad.

### **Proveedor de servicio de monopolio con flujos de caja predecibles**

ENSA tiene derechos exclusivos para proporcionar los servicios de distribución de energía en su área de concesión. Existe un entorno reglamentario panameño establecido para los servicios eléctricos y es transparente con incentivos para las ganancias por eficiencia. ENSA funciona con una estructura operativa basada en costos, aprobada por la ASEP. Las tarifas que ENSA cobra a sus clientes tienen dos componentes: el componente del costo por energía y el componente de tarifa de distribución máxima. Esta estructura permite a ENSA obtener un retorno mínimo en función de sus activos fijos y trasladar los costos de compra de energía a sus clientes. La estructura también permite a ENSA conservar el beneficio proveniente de las eficiencias operativas y de capital, la cual proporciona incentivos para obtener retornos más altos.

ENSA ha aumentado significativamente su tasa de retorno obtenido de 14,9% en 2009 a 18,1% en 2011. Además, el EBITDA de la Compañía creció un 29% alcanzando \$67 millones en 2011, en comparación con \$52 millones en 2009. El éxito de ENSA en la optimización de las eficiencias operacionales puede observarse en la diferencia entre la tasa del retorno obtenido y la tasa reglamentaria de retorno, la cual se fijó en 10,44% durante 2011.



### **Sólido equipo de gerencia experto con apoyo del accionista mayoritario**

El equipo de gerencia de ENSA posee una amplia experiencia en el sector de distribución de energía eléctrica, el mercado mayorista de energía y el sector empresarial y reglamentario de la energía eléctrica en Panamá. Los gerentes principales, el Gerente General de ENSA y el Director de Finanzas y Administración tienen en promedio entre 9 y 13 años con la Compañía. El equipo de gerencia mantiene un diálogo permanente con el accionista mayoritario de la Compañía, Empresas Públicas de Medellín ESP ("EPM"). Este intercambio de información es estructurado para apoyar a los gerentes de ENSA en la administración de la Compañía aprovechando la amplia experiencia de EPM en el sector de energía.

### **Entorno económico estable con moneda funcional en dólar estadounidense**

La República de Panamá tiene la calificación Baa3/BBB/BBB de acuerdo con Moody, S&P y Fitch, respectivamente. El país tuvo un crecimiento desmedido en relación con otros comparables, con una tasa de crecimiento del PIB de 10,6% en 2011, según la Contraloría General de la República de Panamá. Desde 1904, Panamá ha utilizado el dólar estadounidense como moneda de curso legal y su único papel moneda, mientras utiliza el Balboa como moneda y como unidad de cuenta con una tasa de cambio establecida en paridad con el dólar. Dado que ENSA recibe ingresos en dólares estadounidenses, los inversores no están expuestos a los riesgos asociados con las fluctuaciones de la moneda local que afectan negativamente la capacidad de la Compañía para pagar su deuda.



## Historia y antecedentes

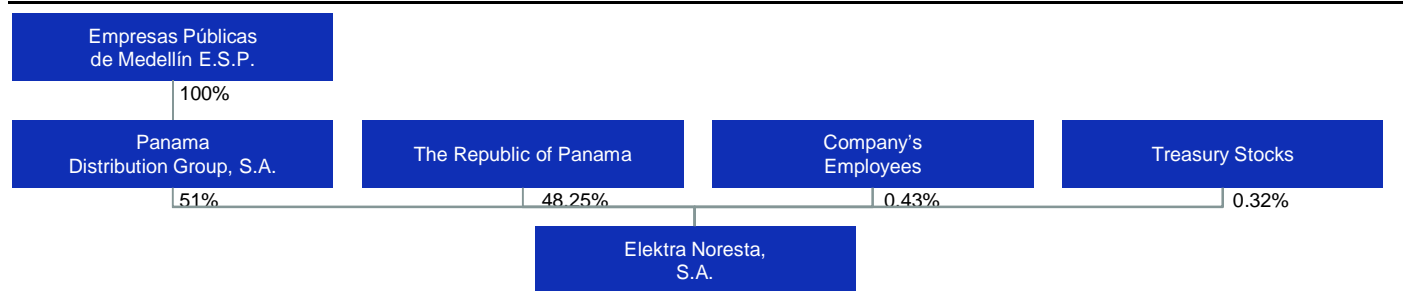
En relación con el proceso de privatización del sector eléctrico panameño, ENSA fue fundada el 22 de enero de 1998 y, a través de un contrato de compra y venta (Contrato de Compraventa de Acciones) con fecha 30 de octubre de 1998, 51% de las acciones de la empresa se vendió a Panama Distribution Group, S.A., o PDG, mientras que el gobierno panameño retiene el 49% restante.

### Eventos principales

Enero de 1998	– ENSA fue fundada el 22 de enero de 1998, con la privatización del sector eléctrico panameño
Octubre de 1998	– Panama Distribution Group SA (PDG) adquiere una participación del 51% en ENSA, mientras que el resto lo conserva gobierno panameño
Noviembre de 1998	– En el momento de la venta, Constellation Power International Investments, Ltd, o CPPI, una compañía exenta de las Islas Caimán con responsabilidad limitada, poseía el 80% de las acciones en circulación de las acciones ordinarias de PDG, mientras que Primer Grupo Energético, una compañía panameña, poseía las acciones en circulación restantes
Septiembre de 2005	– "Contrato de Consultoría de Administración" con CPI, Limited para proporcionar servicios de consultoría y administración a ENSA – CPPI compró las participaciones minoritarias de Primer Grupo Energético en PDG y la compañía matriz de CPPI, Constellation Power, Inc., vendió el 100% de sus participaciones en CPPI a ciertos fondos de inversión administrados por Ashmore Investment Management Limited, o Ashmore – Como resultado, estos fondos de inversión, a través de su propiedad de CPPI, adquirieron todas las acciones en circulación de las acciones ordinarias de PDG (en el momento de la venta, CPPI sufrió un cambio de nombre y ahora se conoce como CPI, Limited) – Como parte de una reestructuración corporativa de Ashmore, los fondos de inversión que eran propietarios de CPI, Limited y que son administrados por Ashmore han contribuido su propiedad colectiva de CPI, Limited a Ashmore Energy International LLC, o AEI Delaware. A cambio, se emitieron acciones para estos fondos en AEI
Julio de 2006	– Se realizó una oferta de bonos con derechos prioritarios ("Senior Notes") por el monto total de US\$ 100 millones. Los fondos obtenidos de la oferta de estos bonos se utilizaron para pagar un crédito bancario sindicado a largo plazo de aproximadamente US\$95,2 millones (al 31 de marzo de 2006), de los cuales US\$93,8 millones era capital y US\$1,4 millones eran participación. Los fondos restantes se utilizaron para pagar el resto del endeudamiento a corto plazo y los gastos asociados a la oferta de los bonos con derechos prioritarios. Los bonos se ofrecieron a compradores institucionales calificados en virtud de la Norma 144A (Reglamento S), fueron registrados con la Comisión Nacional de Valores (actualmente Superintendencia del Mercado de Valores) y también aparecieron en la Bolsa de Valores de Panamá.
Octubre de 2008	– Se realizó un Bono corporativo local por el monto total de US\$40 millones, siendo suscrita la cantidad de US\$ 20 millones. La – Los fondos obtenidos de la oferta de los Bonos se utilizaron para financiar los Gastos de Capital. Los bonos fueron registrados con la Comisión Nacional de Valores (actualmente Superintendencia del Mercado de Valores) y también aparecieron en la Bolsa de Valores de Panamá.
Noviembre de 2009	– El "Contrato de Consultoría de Administración" entre IPC, Ltd. y ENSA venció y no fue renovado.
Marzo de 2011	– Empresas Públicas de Medellín, ESP adquirió el control del 51% de las acciones de ENSA después de comprar a AEI, PDG

El organigrama siguiente describe la propiedad del capital actual de ENSA:

### Organigrama de ENSA<sup>(a)</sup>



(a) La República de Panamá es propietaria de las acciones (48,25%), no el gobierno.  
Fuente: Información de la Compañía



Empresas Públicas de Medellín ESP ("EPM"), con calificación "BBB-" según Fitch, posee el 51% de ENSA a través del 100% de la propiedad de PDG, que a su vez controla la Compañía. En octubre de 2012, el gobierno panameño le exigirá a EPM que lleve a cabo una licitación para la posible venta de la propiedad del 51% de PDG de ENSA. EPM fijará su precio de reserva al inicio del proceso de licitación y sólo podrá aceptar una oferta mayor. Si EPM decidiera vender su posición en la Compañía, conservaría todas las ganancias de la venta.



# Negocio de ENSA

## Generalidades

ENSA se dedica a la distribución de la electricidad en Panamá a clientes regulados y no regulados dentro de su área de concesión. Los clientes regulados compran su electricidad a través de la red de distribución de ENSA y pagan una tarifa regulada a la Compañía. Los clientes no regulados compran su electricidad directamente a través de generadores de electricidad y pagan sólo un cargo por distribución regulado a ENSA. La electricidad que distribuye ENSA es generada por empresas independientes de generación de electricidad no vinculadas y transmitida a ENSA a través de ETESA, una compañía de transmisión del gobierno. La red de distribución de electricidad de ENSA proporciona servicio a clientes industriales, comerciales y residenciales panameños en su área de concesión.

ENSA es el segundo mayor distribuidor de electricidad en Panamá en términos de volumen de electricidad distribuida, número de clientes y área de servicio. En 2011, la empresa distribuyó 2.716 GWh de electricidad a sus clientes, lo que representa aproximadamente el 41% de la electricidad total distribuida en Panamá durante el año. Para el 30 de junio de 2012, ENSA prestaba servicios de distribución de electricidad a aproximadamente 43% del total de clientes de distribución de energía eléctrica en Panamá. Para el 31 de diciembre de 2011, ENSA distribuye electricidad a aproximadamente 360.481 clientes panameños que son usuarios grandes y regulados y, durante el primer semestre de 2012, ENSA distribuyó electricidad a aproximadamente 365.355 clientes. El área de servicio de ENSA cubre 29.200 kilómetros cuadrados, lo que representa 39% del área geográfica de Panamá.

La red de distribución de ENSA está compuesta por centros de control en red, postes, cables de distribución (aéreos y subterráneos), subestaciones de distribución y equipos de conmutación, transformadores de distribución, medidores y las interconexiones con la red de transmisión de ETESA. Para el 31 de diciembre de 2011, la red de distribución incluyó instalaciones que comprenden 9.431 kilómetros de líneas de distribución, 13 subestaciones principales y 1.289 MVA de capacidad de transformación.

### Información de las operaciones

	Semestre finalizado el 30 de junio	Año finalizado el 31 de diciembre		
	2012	2011	2010	2009
Compras de energía (GWh) <sup>(a)</sup>	1,526	2,857	2,729	2,657
Ventas de energía (GWh) <sup>(a)(b)</sup>	1,459	2,716	2,577	2,369
Empleados <sup>(a)</sup>	470	468	493	496
Promedio del número de clientes <sup>(c)</sup>	365,355	360,481	349,343	344,134
Clientes al final del período	368,387	363,345	354,615	348,353
Clientes / Empleados	784	776	719	702
Ventas (MWh) / Empleados <sup>(a)</sup>	3,104	5,804	5,227	4,775
Pérdidas de energía (%) <sup>(c)</sup>	9.7%	10.1%	10.0%	10.2%

(a) Representa el número para la fecha indicada.

(b) Ventas de energía y Cliente incluyen el transporte de energía.

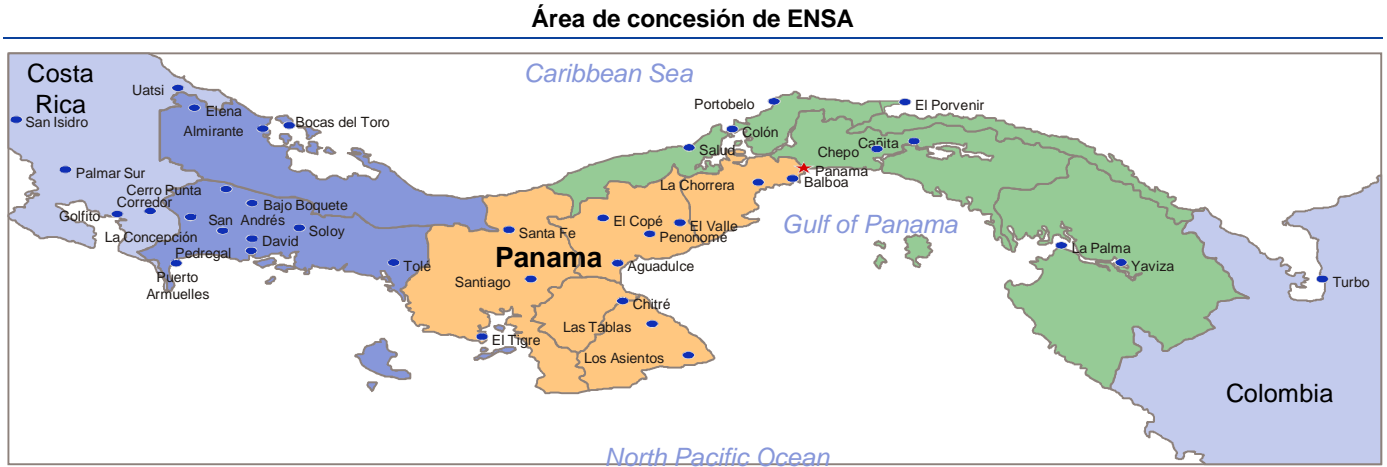
(c) Representa el promedio para el período finalizado en la fecha indicada.

Fuente: Información de la Compañía



## Resumen del Contrato de Concesión de ENSA

El área de concesión de ENSA se encuentra dentro de un área de aproximadamente 29.200 kilómetros cuadrados que cubre aproximadamente el 39% del territorio de Panamá e incluye, al 30 de junio de 2012, aproximadamente 1,4 millones de habitantes o 43% de su población total. Aproximadamente el 58% de la población de la Ciudad de Panamá vive dentro del área de concesión. El siguiente mapa muestra la ubicación del área de concesión dentro de Panamá.



Fuente: Archivos de la empresa

ENSA tiene una concesión en virtud de un contrato con el gobierno panameño (el "Contrato de Concesión") y tiene derechos exclusivos para operar la red de distribución de electricidad en la parte norte y este de Panamá. El área incluye la parte oriental de la Ciudad de Panamá (incluye El Dorado, Santa María, Río Abajo, Parque Lefevre, Panamá Viejo, Chanis, Costa del Este, Tocumen, Chepo y partes de Betania), la provincia de Colón y los sistemas de distribución aislados que sirven a Darién, San Blas y el Golfo de Panamá (incluidas las islas para resorts de Contadora y Taboga). Con la excepción de ciertas secciones a lo largo de la frontera del área de concesión de Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. y el área de concesión de la Compañía en la Ciudad de Panamá y el área del Canal de Panamá, la zona de concesión se extiende hasta 500 metros entre la red de distribución existente y las nuevas líneas en construcción. Aparte de la Autoridad del Canal de Panamá, sólo ENSA tiene derecho para construir u operar líneas de distribución de electricidad dentro del área de concesión. Sin embargo, el Contrato de Concesión autoriza a Metro Oeste (Gas Natural de España) para utilizar ciertas líneas de alta tensión destinadas para suministrar en su zona de concesión, las cuales atraviesan la zona de ENSA. La Autoridad del Canal de Panamá sólo distribuye electricidad para las operaciones del canal y no distribuye a otros clientes.



Para los fines comerciales, el área de concesión de ENSA se divide en 12 distritos. A continuación se indican detalles con relación al número de clientes y ventas de energía durante el semestre finalizado el 30 de junio de 2012 y el año que finalizó el 31 de diciembre de 2011:

#### Clientes y ventas por distrito

Distrito	Semestre finalizado el 30 de junio de 2012				Año finalizado el 31 de diciembre de 2011			
	Número total de clientes		Ventas de unidades		Número total de clientes		Ventas de unidades	
	Promedio	%	Promedio	%	Promedio	%	MWh	%
Panamá	205,276	56%	788,473	59%	201,023	56%	1,474,791	58%
San Miguelito	83,022	23%	248,481	19%	82,507	23%	466,618	18%
Colón	51,147	14%	251,088	19%	51,479	14%	462,451	18%
Chepo	7,814	2%	16,627	1%	7,656	2%	30,420	1%
Portobelo	2,499	1%	4,438	0%	2,593	1%	8,042	0%
Chagres	1,186	0%	1,305	0%	1,252	0%	2,629	0%
Santa Isabel	1,073	0%	1,109	0%	1,058	0%	1,939	0%
Donoso	451	0%	458	0%	487	0%	889	0%
<b>Subtotal</b>	<b>352,467</b>		<b>1,311,980</b>		<b>348,054</b>		<b>2,447,778</b>	
Sistemas aislados <sup>(a)</sup>	12,865	4%	15,990	1%	12,404	3%	28,628	1%
Alumbrado público <sup>(b)</sup>			25,711				49,382	
<b>Total</b>	<b>365,332</b>	<b>100%</b>	<b>1,327,970</b>	<b>100%</b>	<b>360,458</b>	<b>100%</b>	<b>2,525,788</b>	<b>98%</b>

Nota: No incluye a clientes de transporte de energía.

(a) Los sistemas aislados proporcionan servicio a aquellos clientes que no están conectados al Sistema Interconectado Nacional para la transmisión y distribución de electricidad. Los sistemas aislados incluyen los datos de Taboga, Balboa, Pinogana, Chepigana y San Blas. Todos son distritos en el área de concesión, a excepción de San Blas.

(b) El alumbrado público representa el suministro de electricidad para el alumbrado público dentro del área de concesión.

Fuente: Información de la Compañía

#### Términos principales del Contrato de Concesión

Conforme a los términos del Contrato de Concesión, ENSA está obligada a proporcionar el servicio de distribución de electricidad a cualquier usuario final dentro de la distancia de 100 metros de la red existente de la compañía con tarifas de conexión fijas sin ninguna contribución del usuario final. Es posible que se les exijan costos adicionales por conexión a aquellos usuarios finales que deseen el servicio de distribución de electricidad y que están ubicados a una distancia mayor de 100 metros de la red existente de ENSA. Dentro de los límites del área de concesión de ENSA hay una "zona de influencia" adicional que se extiende hasta 3 kilómetros más allá de la zona de concesión, dentro de la cual ENSA tiene ciertos derechos preferenciales con respecto a nuevos proyectos de electrificación en zonas rurales, cuando, sin subsidios gubernamentales, no se desarrollen proyectos de distribución. Cuando surgen nuevos proyectos de electrificación fuera de la zona de concesión de ENSA, el derecho a prestar servicio es otorgado a través de un proceso de licitación realizado por la ASEP. En el caso de proyectos de electrificación rural apoyados por los subsidios de la Oficina para la Electrificación Rural, se le da la oportunidad inicial de proporcionar servicio al distribuidor con la red más cercana cuando puede lograrse este servicio al precio más bajo a través de la extensión y el desarrollo de una red existente. De lo contrario, cuando no se ofrecen subsidios, esos proyectos son otorgados a través de un proceso de licitación. Desde la privatización en 1998, ENSA ha conectado a 40 comunidades a su red de distribución para un total de 2.263 clientes y ha recibido un subsidio total de US\$ 2,3 millones.



La concesión tiene un plazo de 15 años y vence en octubre de 2013. Un año antes del vencimiento del período de la concesión, la ASEP llevará a cabo una oferta de licitación competitiva abierta para la venta de 51% de acciones de ENSA, actualmente propiedad de PDG. PDG tiene el derecho a fijar el precio de petición de las acciones que posee (para reflejar, entre otras cosas, las mejoras hechas durante la concesión), mediante la realización de su propia oferta y sólo estará obligado a vender sus acciones si se hace una oferta mayor, en cuyo caso PDG tendrá derecho a retener las ganancias de la venta. Si no se hace una oferta mayor, PDG conservará la concesión por otro período de 15 años, sujeta al mismo procedimiento de renovación a partir de entonces sin necesidad de realizar ningún pago al gobierno panameño. PDG no podrá igualar una oferta posterior si se presenta una oferta mayor por parte de otro.

El Contrato de Concesión exige que ENSA acate las obligaciones del servicio contenidas en el artículo 90 de la Ley de Energía Eléctrica de 1997, como el mantenimiento y monitoreo de la calidad del suministro, la instalación y el mantenimiento de equipos para el alumbrado público, permitiendo el acceso de terceros a la infraestructura de distribución, promoviendo la eficiencia energética, cumpliendo con todas las normas, la legislación y las regulaciones aplicables, y la presentación de los informes anuales técnicos, financieros y de cumplimiento a la ASEP. Además, ENSA mantiene una garantía de rendimiento anualmente renovable de US\$ 8 millones con la ASEP durante todo el período de concesión. La Compañía también está obligada a notificar a la ASEP sobre ciertas interrupciones, un plan de acción de emergencia y sobre la verificación del cumplimiento de las normas de medición de la ASEP. El Contrato de Concesión exige que ENSA cumpla con las regulaciones ambientales panameñas, tome las medidas necesarias para el monitoreo efectivo del medio ambiente y cumpla con las conclusiones del informe ambiental realizado por Golder preparado como parte del proceso de privatización.

El contrato de concesión permite que ENSA conceda un derecho de retención sobre la concesión con el consentimiento previo de la ASEP y la mayoría de los accionistas. ENSA no ha concedido y tampoco piensa otorgar un derecho de retención sobre el Contrato de Concesión. ENSA también tiene permitido suspender el servicio a los clientes regulados cuyas facturas pendientes de pago tienen más de 60 días vencidas o que han cometido fraude por robo de electricidad a través de conexiones ilegales o de otro modo.

El gobierno panameño se reserva el derecho de rescindir la concesión en caso de guerra, disturbios civiles graves u otro interés público de urgencia. En estas circunstancias, el gobierno panameño seguirá los procedimientos de expropiación del Código Judicial y pagará a los accionistas de ENSA una compensación con una prima del 10% de su valor de mercado, según lo acordado entre las partes, y según lo determinen los expertos independientes o por arbitraje. La ASEP puede rescindir la concesión si ENSA se declara bancarota, participa en un proceso de cesión general en beneficio de acreedores, suspende los pagos, inicia un proceso de liquidación, o en caso de incumplimientos reiterados y sustanciales de las obligaciones legales que regulan la distribución de la energía eléctrica pública o si los términos de la concesión no se subsanan dentro de 150 días después de recibir la notificación de la ASEP. En caso de rescisión, los accionistas de ENSA tienen derecho a recibir una compensación con un descuento del 10% del valor de mercado como se especifica anteriormente.





## Red de distribución

*Cables de distribución.* La red de distribución de ENSA comprende 9.431 kilómetros de líneas de alta, media y baja tensión distribuidas en líneas aéreas y subterráneas con 1.289 MVA de capacidad de transformación, de los cuales 686 MVA se proporcionan mediante tres transformadores trifásicos (instalados en postes y pedestales) y 603 MVA en postes y transformadores monofásicos instalados en postes y pedestales. El voltaje primario estándar es 13,2 kV, especialmente en las zonas con mayor densidad de población del área de concesión. En la parte norte del área de concesión, en particular las áreas revertidas alrededor de Colón, los voltajes de distribución son 12 kV, 4,16 kV y 2,4 kV. Los sistemas aislados mediante los cuales ENSA distribuye electricidad también tienen una cantidad limitada de líneas trifásicas y monofásicas de 34,5 kV (es decir, 19,92 kV). Los cables de distribución de electricidad de la Compañía están compuestos de conductores de aluminio con hilos de cobre, aluminio o acero sujetos mediante postes (madera, acero, concreto y fibra de vidrio reforzada). La red de distribución, para el 31 de diciembre de 2011, estaba dividida en aproximadamente 137 alimentadores principales, que han instalado [335] interruptores controlados de forma remota y 1.286 interruptores o fusibles manuales. Los conmutadores, interruptores y fusibles son dispositivos instalados a lo largo de las líneas que permiten una mayor segmentación de los alimentadores para reconfigurar la red o aislar las fallas; por lo tanto, aumentan la fiabilidad de la red al limitar el alcance de cualquier interrupción de servicio al menor número posible de clientes.

Además, la red de ENSA incluye 59,3 kilómetros de líneas aéreas de transmisión de 115 kV, circuito simple y doble, y 11,4 kilómetros de líneas de transmisión subterráneas de alimentación que alimentan a las subestaciones en la Ciudad de Panamá. Las líneas de 115 kV incluyen un enlace de 15 kilómetros entre la subestación Panamá II de ETESA y la subestación Cerro Viento, que lo utilizan los generadores para suministrar energía a los clientes fuera del área de concesión, por lo cual la Compañía recibe tarifas por transporte de energía. Además, ENSA posee 9.57 kilómetros de línea de 44 kV que conecta la subestación France Field con Mount Hope y las subestaciones de Colón. La siguiente tabla proporciona un resumen de la longitud total del circuito de cables en kilómetros de los cables de distribución de ENSA según la naturaleza de la línea para el 31 de octubre de 1998 y el 31 de diciembre de 2011:

La siguiente tabla proporciona un resumen de la longitud total del circuito de cables en kilómetros de los cables de distribución de ENSA según la naturaleza de la línea para el 31 de octubre de 1998 y el 31 de diciembre de 2011:

**Longitud del circuito de cables (km)**

Línea	31 de octubre de 1998		31 de diciembre de 2011	
	Aéreas	Subterránea	Aéreas	Subterránea
115kV	23.4	0.0	59.35	11.40
44 kV	12.9	0.0	9.24	0.33
34,5/19,9KV	94.8	0.0	269.34	0.0
13,8kV	1,345.4	18.0	3,207.39	194.59
< 13,8kV2,4kV	878.9	39.6	53.20	87.72
Hasta 600V	1,945.8	0.0	5,162.06	376.42
Total	4,301.2	57.6	8,760.58	670.46

Fuente: Información de la Compañía



**Subestaciones de distribución.** Las subestaciones son instalaciones que reducen gradualmente el voltaje de electricidad entre las líneas de transmisión y las líneas de distribución o entre las líneas de distribución. En las subestaciones de distribución, los distintos circuitos de una red de distribución de electricidad son agrupados por equipos de conmutación de alto voltaje. En caso de fallo de la red, este equipo de conmutación desconecta automáticamente el equipo de transmisión o de distribución con el fin de aislar y minimizar los daños a los activos de la red. El equipamiento de alta tensión en las subestaciones también permite la división de una red de distribución de electricidad en secciones más pequeñas, permitiendo llevar a cabo el mantenimiento o el restablecimiento del suministro de forma local después de un fallo. Para el 31 de diciembre de 2011, la red de distribución de ENSA incluía un total de trece subestaciones principales.

La carga de electricidad de ENSA se alimenta del sistema de transmisión de ETESA con tres subestaciones de 115 kV. En la Ciudad de Panamá, las subestaciones de Panamá y Panamá II brindan servicio a las subestaciones de distribución Cerro Viento, Santa María, Monte Oscuro, Tocumen, Chilibre, Tinajitas y Calzada Larga. En el lado norte del área de concesión, las subestaciones de distribución en Bahía Las Minas, France Field, Colón y Mount Hope reciben energía de las subestaciones generadoras Bahía Las Minas N° 1 y N° 2, el punto de conexión para una mayor capacidad generadora térmica ubicada en la Ciudad de Colón del Puerto Atlántico. La subestación de Geehan de ENSA se alimenta de las instalaciones de generación de Pedregal Power. Actualmente existen dos proyectos de subestaciones nuevas: La subestación de Llano Bonito (principios de 2013) que será alimentada por una nueva línea subterránea de 115 kV desde Cerro Viento y la subestación 24 de diciembre (finales de 2013) que será alimentada a 230 kV directamente por ETESA.

La siguiente tabla indica el nivel de consumo de energía de las 13 subestaciones principales de distribución para el semestre finalizado el 30 de junio de 2012 y el año que finalizó el 31 de diciembre de 2011.

#### Consumo de energía por subestación

Subestación	Semestre finalizado el 30 de junio de 2012		Año finalizado el 31 de diciembre de 2011	
	Consumo de energía (GWh) <sup>(a)</sup>	% del consumo total	Consumo de energía (GWh) <sup>(a)</sup>	% del consumo total
Santa María	205,230	10.5%	387,270	10.6%
Cerro Viento	344,554	17.6%	651,843	17.9%
Monte Oscuro	199,184	10.2%	365,107	10.0%
Tocumen	228,257	11.7%	412,557	11.3%
France Field	222,478	11.4%	373,734	10.2%
Chilibre	239,999	12.3%	470,972	12.9%
Colón	74,526	3.8%	145,007	4.0%
Bahía Las Minas	57,577	2.9%	108,928	3.0%
Mount Hope	49,994	2.6%	114,773	3.1%
Calzada Larga	99,746	5.1%	176,765	4.8%
Bayano	2,324	0.1%	4,334	0.1%
Geehan	60,232	3.1%	119,841	3.3%
Tinajitas	172,989	8.8%	317,249	8.7%
<b>Total</b>	<b>1,957,091</b>	<b>100.0%</b>	<b>3,648,379</b>	<b>100.0%</b>

(a) Las cantidades de consumo de energía no incluyen las pérdidas de transmisión, el servicio B de sistemas aislados.

Fuente: Información de la Compañía

**Interconexión con la Red de Transmisión de ETESA.** La red de transmisión operada por ETESA conecta entre sí a la red de distribución en un total de cuatro puntos de interconexión que funcionan con voltajes diferentes. La red de ETESA ofrece una energía proveniente de generadores fuera del área de concesión de ENSA para la Compañía.



**Transformadores de distribución.** Un transformador es un dispositivo utilizado para cambiar el nivel de voltaje eléctrico según el voltaje de alimentación requerido de los clientes. Para el 31 de diciembre de 2011, la red de distribución de ENSA incluía aproximadamente 24.084 transformadores, principalmente de 1 kVA hasta 2.500 kVA con un total de 1.289 MVA.

**Medidores.** ENSA posee y mantiene todos los medidores utilizados para medir la cantidad de electricidad consumida por los consumidores. Estos medidores están ubicados en las instalaciones de los clientes y los empleados o contratistas los leen manualmente. Para el 30 de junio de 2012, la compañía tenía más de 368.364 medidores instalados en todas sus redes de distribución. La mayoría de los medidores dentro de la red de ENSA son electromecánicos y algunos son digitales. Para los clientes más grandes, los medidores miden capacidad (kW), potencia reactiva (kVAr) y consumo de energía (kWh).

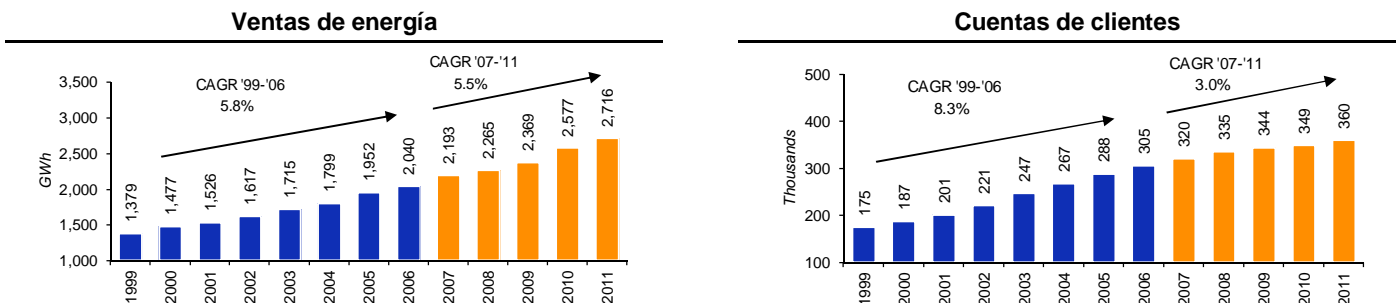
**Alumbrado público.** Además de dar servicio a clientes regulados y no regulados, ENSA es responsable de instalar y operar todo el alumbrado público dentro de su área de concesión. Desde enero de 2003 hasta el 30 de junio de 2012, ENSA ha instalado 37.674 unidades nuevas y sustituido 22.700 postes para un total de 60.374 unidades. ENSA seguirá ampliando y modernizando el alumbrado público de manera gradual para satisfacer y exceder los estándares de iluminación establecidos por las normas de alumbrado público de la ASEP. Para el 31 de diciembre de 2011, la Compañía cumplía con los requisitos de la ASEP con respecto al número de nuevos postes que tuvieron que ser instalados hasta esa fecha.

## Cientes

Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2011, las ventas de energía de ENSA fueron de 2.716 GWh, 5,4% más altas que las del año anterior y equivalente a aproximadamente 41% de las ventas de energía total en Panamá. Durante 2011, ENSA tuvo un promedio de 360.481 clientes que fueron clientes regulados y usuarios grandes, un incremento del 3,2% con respecto al año anterior, lo cual representa aproximadamente el 43% del mercado panameño. Durante el primer semestre de 2012, ENSA tuvo un promedio de 365.355 clientes.

Entre 1999 y 2006, ENSA aumentó la base de clientes a una tasa promedio anual del 8,3%, principalmente como resultado de enfocarse en la conversión de conexiones ilegales en clientes legales. El crecimiento de clientes comenzó a estabilizarse en 2007, y entre 2007 y 2011, la base de clientes de ENSA creció a una tasa anual de 3,0%. La ventas de energía crecieron a una tasa anual de 5,8% durante el período de 1999 y el período de 2006 y de 5,5% durante el período de 2007 y 2011.

Las siguientes tablas proporcionan una visión general de las ventas históricas de energía de ENSA y la base de clientes desde su privatización en 1998:



Fuente: Información de la Compañía



*Categorías de clientes regulados.* La base de clientes regulados de ENSA se divide en cuatro categorías: residenciales, comerciales (es decir, los minoristas), industriales (es decir, las plantas e instalaciones de fabricación) y gubernamentales. Las agencias gubernamentales, como los municipios y el gobierno panameño, así como las plantas públicas de agua y el alumbrado público, se incluyen en la categoría de "gubernamentales". Para el 30 de junio de 2012, los clientes regulados representaban 93.0% del total de ventas de electricidad de la primera mitad de ENSA y los clientes no regulados representaban 7,0% y ningún cliente individual representó más de 10,0% del negocio ENSA.



La siguiente tabla establece el número promedio de consumidores regulados de ENSA por categoría para los períodos indicados.

#### Promedio del número de consumidores regulados

Tipo de cliente	Semestre finalizado el 30 de junio de 2012	Año finalizado el 31 de diciembre 2011	Año finalizado el 31 de diciembre 2010	Año finalizado el 31 de diciembre 2009	Media de crecimiento anual 2009 2011 (%)
Residenciales	334,878	330,559	320,811	316,778	2.28%
Comerciales	27,324	26,869	25,683	24,780	4.43%
Industriales	208	208	210	204	-0.16%
Gubernamentales	2,946	2,845	2,640	2,371	9.45%
<b>Total</b>	<b>365,355</b>	<b>360,481</b>	<b>349,343</b>	<b>344,134</b>	<b>2.48%</b>

Fuente: Información de la Compañía

La siguiente tabla establece el total de las ventas de electricidad a los clientes regulados de ENSA por categoría para los períodos indicados.

#### Ventas de electricidad (GWh) a clientes regulados por categoría

Tipo de cliente	Semestre finalizado el 30 de junio de 2012	Año finalizado el 31 de diciembre 2011	Año finalizado el 31 de diciembre 2010	Año finalizado el 31 de diciembre 2009	Media de crecimiento anual 2009 2011 (%)
Residenciales	495	920	872	791	7.47%
Comerciales	576	1,071	1,005	964	4.41%
Industriales	194	366	356	277	11.80%
Gubernamentales	168	310	296	290	4.04%
Alumbrado público	26	49	48	47	2.72%
<b>Total</b>	<b>1,458</b>	<b>2,716</b>	<b>2,577</b>	<b>2,369</b>	<b>6.25%</b>

Fuente: Información de la Compañía

Algunos de los clientes de ENSA son atendidos por los sistemas aislados, que son los sistemas de distribución que no están conectados al Sistema Interconectado Nacional para la transmisión y distribución de electricidad. Para el 31 de diciembre de 2011, ENSA brindó servicios a más 12.404 clientes en los sistemas aislados, con un consumo total de 28.628 MWh, equivalente al 1,1% del consumo total dentro del área de concesión.

Inversiones de ENSA en su red de distribución permiten a la Compañía asegurarse que sus subestaciones y líneas de transmisión funcionan de acuerdo con los estándares tecnológicos más actuales. Los avances tecnológicos en la distribución de potencia resultan en una entrega más eficiente y más rentable de electricidad a los clientes.



*Cientes grandes (y potencialmente no regulados).* ENSA también vende electricidad a usuarios grandes, que son los clientes con una demanda máxima superior a 100 kW. Los usuarios grandes pueden escoger si desean ser clientes regulados o no regulados. Los usuarios grandes no tienen la obligación de comprar la energía a las compañías de distribución y convertirse en clientes no regulados mediante la compra de energía directamente a los generadores. ENSA está obligado a proporcionar a los generadores de electricidad acceso a su red para permitir la entrega a estos clientes siempre que los generadores y los clientes no regulados paguen a ENSA cargos de distribución regulados conocidos como cargos por transporte de energía. A finales del año 2011, 629 clientes de la Compañía calificaron como usuarios grandes, lo que representó aproximadamente el 34% del consumo total en 2011 y, para el 30 de junio de 2012, un total de 682 clientes de ENSA calificaban como usuarios grandes, lo que representaba aproximadamente el 35% del consumo total en el primer trimestre de 2012. Para el 30 de junio de 2012, 23 de los clientes grandes de ENSA eran no regulados y compraban la energía directamente a los generadores. Inicialmente, los usuarios grandes eran aquellos con una demanda máxima superior a 500 kW, pero desde 2002, este requisito se redujo gradualmente. Para enero de 2005, los usuarios grandes eran aquellos con demandas máximas superiores a 100 kW. La siguiente tabla establece el número de usuarios grandes y el total de electricidad vendida por ENSA a estos clientes para los períodos indicados. Los clientes grandes del área de concesión de ENSA que decidan comprar energía a los generadores u otro servicio público directamente seguirán estando obligados a utilizar la red de distribución de ENSA y también a comprar e instalar los equipos de medición y transformación aprobados por el CND.

#### Ventas de electricidad a usuarios grandes

	Semestre finalizado el 30 de junio		Año finalizado el 31 de diciembre		
			2011	2010	2009
	2012				
Número de usuarios grandes	682		629	585	622
Cantidad de electricidad vendida (en GWh)	504		920	860	933

Fuente: Información de la Compañía

*Otros que utilizan la Red de Distribución de ENSA.* Además, ENSA tiene derecho a recibir los cargos por transporte de energía de los generadores o distribuidores que utilicen sus redes de distribución para llevar energía a los clientes no regulados que compren directamente al generador o al mercado al contado. ENSA también recibe ingresos de la compañía telefónica Cable & Wireless (Panamá) S.A. y de la compañía de televisión por cable Cable Onda S.A. por la utilización de sus postes. Junto con varias de las empresas más pequeñas de televisión, Cable & Wireless y Cable Onda utilizan la red de distribución existente de ENSA para llevar sus respectivos servicios a sus clientes respectivos. La Compañía también firmó contratos con otras compañías y proveedores de Internet más pequeños que alquilen un espacio en los postes de la misma.

#### Tarifas de distribución reguladas



Los cargos de acceso de red están diseñados para ajustarse a un nivel que permita a los distribuidores obtener ingresos suficientes para cubrir los costos de sus inversiones eficientes, gastos operativos, gastos por mantenimiento (que incluye la medición, facturación y servicio al cliente), gastos administrativos y comerciales, nivel estándar de pérdidas y una rentabilidad razonable de la inversión. Cada uno de estos costos y el retorno sobre el capital está determinado por la ASEP en función de los gastos y retornos de compañías similares. La tasa de retorno permitida antes de impuestos, según lo determinado por la ASEP, debe estar dentro de un rango de 2% por encima o por debajo del rendimiento promedio de los Bonos del Tesoro en Estados Unidos a 30 años en el año anterior al establecimiento del valor de la tarifa más una prima de riesgo del 8%. Para la estructura de tarifas actual, que se mantendrá en vigor hasta el 30 de junio de 2014, la tasa de retorno antes de impuestos se establecerá en 10,44%. Esta tasa se aplica a los activos fijos de la red de los distribuidores en operación durante el período tarifario en función de los valores contables históricos al comienzo del período tarifario más los requisitos de inversión eficiente de los distribuidores para el período tarifario.

Conforme a la estructura tarifaria actual, todos los usuarios del sistema de distribución y todos los clientes regulados pagan un cargo por consumo separado dentro de la tarifa para cubrir los costos de capital, energía y los costos operativos de alumbrado público. Los jubilados (hombres mayores de 62 años y mujeres mayores de 57 años) reciben un descuento de 25% sobre las tasas aplicadas para los primeros 600 kWh de consumo. Para cualquier consumo por encima del umbral de kWh 600, los jubilados pagan cargos completos.

Las opciones de tarifas para los clientes incluyen: (i) una tarifa simple por hora kilovatios, restringida a los clientes residenciales y a otros con una demanda de electricidad de 15 kW o menos, (ii) una tarifa por demanda; y (iii) una tarifa por hora del día. Este último tipo de tarifa se le proporciona a los clientes con cualquier tensión. Para el 30 de junio de 2012, sólo se les proporcionó a 100 clientes una tarifa por hora del día, incluidos aquellos que cambiaron de tarifa por demanda a una tarifa por hora del día durante el último año. Los clientes pueden cambiar su opción de tarifa dos veces en un período de doce meses sin incurrir en ninguna penalización. Tras el segundo cambio, el cliente pagará una penalización por un monto de 50% de la cuota de conexión.

La estructura de tarifas VAD sigue en pleno vigor y efecto durante un período de cuatro años. Cada seis meses durante el período tarifario, las componentes de costos de la tarifa por capacidad y energía se ajustan para tener en cuenta las diferencias en los costos de energía reales y esperados, y sólo el 50% de los cargos por distribución y comerciales se ajusta por inflación de acuerdo con el IPC panameño de los dos semestres anteriores. Los componentes de generación y transmisión de la tarifa se ajustan en función de la energía real adquirida y el costo real de la transmisión. Cada uno de los clientes acepta comprar la electricidad a ENSA con uno de los varios tipos de tarifas ofrecidos.

*Tarifa sencilla ("BTS")* La tarifa sencilla es una energía a una tasa de kW hora restringida a los clientes con líneas de baja tensión (600 V o menos) y con una demanda de 15 kW o menor. Al 30 de junio de 2012, la tarifa sencilla fue aplicada al 98,7% de los clientes de ENSA. El consumo de electricidad de los clientes que se encuentran bajo el régimen de tarifas sencillas correspondió al 44% de la electricidad entidad por ENSA a sus clientes durante los primeros 6 meses del 2012.



*Tarifa de demanda máxima de baja tensión ("BTD") y tarifa de tiempo de uso de baja tensión ("BTH").* La tarifa de demanda máxima de baja tensión y la tarifa de tiempo de uso de baja tensión están disponibles para los clientes comerciales, industriales y residenciales regulados de ENSA están conectados a un nivel de voltaje de 600 V o por debajo de éste y tienen además un nivel de demanda predecible equivalente o superior a 15 kW. Estas tarifas incluyen un componente de capacidad o demanda, un componente de energía y un cargo fijo para el cliente. Los componentes de capacidad y energía incluyendo un componente de generación, transmisión y distribución. Antes del 1 de abril de 2006, el cargo por la capacidad ha sido aplicado al promedio de los tres montos de demanda más altos registrados mensualmente durante el periodo anterior de seis meses, y el cargo por la energía ya ha sido aplicado a la electricidad consumida. En virtud de las resoluciones del 31 de marzo 2006 de la ASEP, el cargo por la capacidad actualmente se basa en la capacidad y el consumo real del cliente.

*Tarifa de demanda máxima de media tensión ("MTD") y tarifa de tiempo de uso de media tensión ("MTH").* La tarifa de demanda máxima de media tensión y la tarifa de tiempo de uso de media tensión están disponibles para los clientes a los que se entrega electricidad a un nivel de voltaje superior a 600 V y menor a 115 kV. Estos cargos tarifarios tienen la misma estructura y operan de la misma manera que la tarifa máxima de baja tensión y la tarifa de tiempo de uso de baja tensión.

*Tarifa de demanda máxima de alta tensión ("ATD") y tarifa de tiempo de uso de alta tensión ("ATH").* La tarifa de demanda máxima de alta tensión y la tarifa de tiempo de uso de media tensión están disponibles para los clientes a los que se entrega electricidad a un nivel de voltaje superior a 115 kV. Estos cargos tarifarios tienen la misma estructura y operan de la misma manera que la tarifa máxima de baja y media tensión y la tarifa de tiempo de uso de bajay media tensión.

*Cargos de transmisión para baja, media y alta tensión.* Los clientes no regulados de compra energía en el mercado mayorista directamente de las compañías generadoras o en el mercado al contado, deben pagar a la distribuidora que presta servicios a su ubicación un cargo de la capacidad y de la energía, o un cargo de transmisión, por el componente de distribución y de la tarifa comercial.

*Cargos por alumbrado público.* Los cargos por alumbrado público, incluyendo un retorno de los gastos de capital, operativos y de mantenimiento y los costos del consumo de energía se incorporan a la tarifa regulada del cliente.

La siguiente tabla estipula la cantidad promedio de clientes de ENSA por tarifa correspondiente para los periodos indicados:





### Clientes por tarifa correspondiente<sup>(a)</sup>

	Semestre finalizado el	Año finalizado el 31 de diciembre,		
	30 de junio	2011	2010	2009
	2012			
<b>Baja tensión</b>				
BTS: residencial	334,802	330,484	320,729	316,631
BTS: otro	25,969	25,584	24,391	23,359
BTD	4,091	3,945	3,770	3,719
BTH	95	97	96	89
<b>Media tensión</b>				
MTD	390	364	350	327
MTH	5	4	4	4
<b>Alta tensión</b>				
ATD	3	3	3	5
Alumbrado público				
<b>Total</b>	<b>365,355</b>	<b>360,481</b>	<b>349,343</b>	<b>344,134</b>

Nota: Incluye a los clientes de la transmisión.

(a) Cantidad promedio de clientes por tarifa durante el periodo de tiempo definido.

Fuente: Información de compañía

La siguiente tabla estipula la venta total de electricidad a los clientes de ENSA por tarifa correspondiente para los periodos indicados:

### Ventas (GWh) por tarifa correspondiente

	Semestre finalizado	Año finalizado el 31 de diciembre,		
	el 30 de junio,	2011	2010	2009
	2012			
<b>Baja tensión</b>				
BTS: residencial	494	917	869	786
BTS: otro	142	271	255	244
BTD	327	616	592	554
BTH	3	6	6	6
<b>Media tensión</b>				
MTD	323	595	552	520
MTH	1	2	2	2
<b>Alta tensión</b>				
ATD	143	259	252	211
Alumbrado público	26	49	48	47
<b>Total</b>	<b>1,458</b>	<b>2,716</b>	<b>2,577</b>	<b>2,369</b>

Nota: Incluye a los clientes de la transmisión.

Fuente: Información de compañía

La siguiente tabla estipula cada una de nuestras tarifas energéticas correspondientes para los periodos indicados:



Tarifas energéticas correspondientes (2009 - 2012)

		1 de abril de 2012 al 30 de junio de 2012	1 de enero de 2012 al 31 de marzo de 2012	1 de julio de 2011 al 31 de diciembre de 2011	1 de enero de 2011 al 30 de junio de 2011	1 de julio de 2010 al 31 de diciembre de 2010	1 de enero de 2010 al 30 de junio de 2010	1 de julio de 2009 al 31 de diciembre de 2009	1 de enero de 2009 al 30 de junio de 2009
<b>TARIFAS DE BAJA TENSIÓN</b>									
<b>Tarifa sencilla (BTS)</b>									
Cargo fijo para los primeros 101 kWh	F/. Cliente/mes	1.94	1.94	1.92	1.92	1.89	1.90	1.88	1.88
Cargo por energía por los siguientes 490 kWh	F/. kWh	0.18050	0.18050	0.17827	0.17827	0.18683	0.18358	0.17033	0.18088
Cargo por energía por los siguientes kWh	F/. kWh	0.20676	0.20676	0.20420	0.20420	0.20790	0.21342	0.19509	0.20680
<b>Tarifa de demanda máxima (BTD)</b>									
Cargo fijo	F/. Cliente/mes	3.57	3.57	3.53	3.53	3.47	3.61	3.57	3.57
Cargo por energía	F/. kWh	0.15868	0.15868	0.15671	0.15671	0.16351	0.15486	0.14191	0.15174
Cargo por demanda máxima	F/. kW/mes	12.08	12.08	11.94	11.94	11.30	17.05	14.73	15.19
<b>Tarifa por tiempo de uso (BTH)</b>									
Cargo fijo	F/. Cliente/mes	3.57	3.57	3.53	3.53	3.47	3.61	3.57	3.57
Cargo por energía en el periodo pico	F/. kWh	0.15078	0.15078	0.14891	0.14891	0.12985	0.26372	0.20880	0.21772
Cargo por energía fuera del periodo pico	F/. kWh	0.10046	0.10046	0.09921	0.09921	0.12136	0.09070	0.09035	0.09883
Cargo por demanda máxima en el periodo pico	F/. kW/mes	25.28	25.28	24.97	24.97	22.21	24.25	20.64	21.29
Cargo por demanda máxima fuera del periodo pico	F/. kW/mes	4.18	4.18	4.13	4.13	4.09	3.75	3.73	3.73
<b>TARIFAS DE MEDIA TENSIÓN</b>									
<b>Tarifa de demanda máxima (MTD)</b>									
Cargo fijo	F/. Cliente/mes	6.40	6.40	6.32	6.32	6.20	5.98	5.92	5.92
Cargo por energía	F/. kWh	0.12978	0.12978	0.12816	0.12816	0.13777	0.13614	0.12644	0.13664
Cargo por energía por las horas siguientes	F/. kWh	0.11565	0.11565	0.11420	0.11420	0.12253	0.12175	0.11339	0.12232
Cargo por demanda máxima	F/. kW/mes	10.47	10.47	10.35	10.35	9.43	13.83	12.50	12.83
<b>Tarifa por tiempo de uso (MTH)</b>									
Cargo fijo	F/. Cliente/mes	6.40	6.40	6.32	6.32	6.20	5.98	5.92	5.92
Cargo por energía en el periodo pico	F/. kWh	0.11959	0.11959	0.11810	0.11810	0.10039	0.23328	0.18145	0.18976
Cargo por energía fuera del periodo pico	F/. kWh	0.07602	0.07602	0.07507	0.07507	0.09339	0.07266	0.07249	0.08038
Cargo por demanda máxima en el periodo pico	F/. kW/mes	23.84	23.84	23.55	23.55	20.60	29.27	24.56	25.40
Cargo por demanda máxima fuera del periodo pico	F/. kW/mes	3.89	3.89	3.84	3.84	3.80	4.06	4.04	4.04
<b>TARIFAS DE ALTA TENSIÓN</b>									
<b>Tarifa de demanda máxima (ATD)</b>									
Cargo fijo	F/. Cliente/mes	6.40	6.40	6.32	6.32	6.20	5.98	5.92	5.92
Cargo por energía	F/. kWh	0.11116	0.11116	0.10978	0.10978	0.12167	0.11863	0.10852	0.11799
Cargo por energía por las horas siguientes	F/. kWh	0.09763	0.09763	0.09641	0.09641	0.10667	0.10449	0.09581	0.10409
Cargo por demanda máxima	F/. kW/mes	11.78	11.78	11.63	11.63	10.15	15.80	13.41	13.90
<b>Tarifa por tiempo de uso (ATH)</b>									
Cargo fijo	F/. Cliente/mes	6.40	6.40	6.32	6.32	6.20	5.98	5.92	5.92
Cargo por energía en el periodo pico	F/. kWh	0.12357	0.12357	0.12203	0.12203	0.10309	0.22649	0.17558	0.18371
Cargo por energía fuera del periodo pico	F/. kWh	0.07772	0.07772	0.07674	0.07674	0.09587	0.06964	0.06952	0.07724
Cargo por demanda máxima en el periodo pico	F/. kW/mes	23.25	23.25	22.96	22.96	19.63	25.84	20.99	21.86
Cargo por demanda máxima fuera del periodo pico	F/. kW/mes	6.40	6.40	6.32	6.32	6.20	5.98	5.92	5.92

Nota: La reguladora aprobó un aumento del 1,25% para los clientes BTS y un 10% para el resto de las tarifas. Estos aumentos son aplicados como nuevo cargo de la factura del cliente y no están incluidas en esta tabla

Fuente: ASEP

Durante los últimos años, los aumentos de las tasas generadas por el proceso de ajuste semestral de la tasa no fueron completamente transferidos a los clientes en la forma de aumentos en la tarifa, sino que fueron transferidos directamente a los clientes, en parte, donde el monto restante fue pagado por el gobierno panameño. La siguiente tabla ilustra los aumentos aprobados de la tasa y el monto del subsidio gubernamental que hemos recibido durante los periodos que se indican a continuación.



#### Ajustes tarifario aplicados a las tasas del cliente

	Aumento solicitado (%)	Aumento solicitado (\$ en millones)	Subsidio gubernamental recibido (%)	Subsidio gubernamental recibido (\$ en millones)	Aumento transferido a los clientes (%)	Aumento transferido a los clientes (\$) <sup>(b)</sup>
1 de enero de 2010 al 30 de junio de 2010	8.95%	17,194	0.0%	0	8.95%	17,194
1 de julio de 2010 al 31 de diciembre de 2010	(2.0%)	(4,505)	1.0%	2,280	(3.0%)	(6,785)
1 de enero de 2011 al 30 de junio de 2011	5.57%	13,026	8.8%	20,487	(3.2%)	(7,461)
1 de julio de 2011 al 31 de diciembre de 2011	13.81%	30,919	13.8%	30,919	0.0%	0
1 de enero de 2011 al 30 de junio de 2012	20.2%	39,839	18.9%	36,956	1.25%	2,883
1 de julio de 2011 al 31 de diciembre de 2012	17.2%	40,576	11.5%	27,013	5.77%	13,563

Fuente: Información de compañía

### Compras de energía

Por ley se requiere que ENSA proporcione una cobertura contractual de la contribución de los clientes regulados en la demanda máxima (demanda pico) del sistema. Demanda Máxima de Generación, o DMG, y la energía asociada. La misma está obligada a contratar el 100% de la demanda de los clientes regulados (incluyendo los clientes grandes) para los próximos dos años, el 90% para el tercer y cuarto años siguientes, y 80% para el quinto y sexto años siguientes. Esto requiere que ENSA calcule con precisión las necesidades de los clientes mientras limita la posibilidad de contratar de más. La estrategia de compra la electricidad de la Compañía de celebrar contratos a medio y a largo plazo está diseñada para proteger a los clientes que las fluctuaciones del componente de costo de la energía de su tarifa y para evitar una fuerte dependencia del mercado al contado (mercado ocasional) de electricidad, cuyos precios pueden estar sujetos a fluctuaciones mucho mayores. ENSA y las demás distribuidoras operan estrechamente con ETESA cuando elaboran su programa de compra de electricidad. Las mismas comunican a ETESA sus necesidades y ésta a su vez envía, a las generadoras, una solicitud para compra a futuro, o RFP (request for forward purchase). ETESA administra el proceso licitatorio, las negociaciones contractuales y demás elementos de logística, y luego asigna el contrato a las distribuidoras. Los costos por la compra de energía son transferidos durante este proceso, ahorrando tiempo y energía a ENSA en la medida en que ETESA administra la mayoría de los procesos administrativos relacionados. Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2011, ENSA compró aproximadamente el 99% de sus requisitos totales de energía mediante contratos para la compra de electricidad, y ha contratado el 100% de sus necesidades de energía hasta el final del 2012. Los precios de compra de estos contratos están basados en procesos licitatorios competitivos.

Los contratos de capacidad y de energía asociada no son contratos de compra obligatoria (take or pay contracts) para el componente de energía, sino que el componente de energía únicamente es pagado cuando se utiliza. Sin embargo, la Compañía tiene obligaciones contractuales a largo plazo incondicionales, relacionadas únicamente con la compra de capacidad eléctrica, la cual es transferida en su totalidad a sus clientes.



A continuación se encuentran los montos de los pagos requeridos para dichas obligaciones:

### Obligaciones por compra de energía a largo plazo

Año	Obligaciones de pago	
2012		\$88.3
2013		96.3
2014		93.5
2015		83.5
En el futuro		501.8
<b>Total</b>		<b>\$926.3</b>

Fuente: Información de compañía

ENSA actualmente ha contratado el 97% y el 89% de sus requisitos de capacidad previstos para el 2014 y 2015. Antes de marzo de 2006, no se requería que ENSA contratara para sus clientes grandes regulados, que eran capaces de volverse no regulados y comprar directamente de las generadoras. Actualmente, ENSA debe incluir a los clientes grandes en su cobertura contractual, sin embargo, si un cliente grande regulado elige convertirse en no regulado, todos los contratos de compra permiten que la Compañía excluya de su contrato el monto proporcional representado por ese cliente. La tabla a continuación resume las características principales de los contratos para la compra de electricidad de ENSA al 30 de junio de 2012.

### Contrato para la compra de electricidad

Generador	Mes inicial	Mes de vencimiento	Capacidad (MW)	Precio de la capacidad (\$/kW por mes)	Combustible (\$/kWh)	Operación y mantenimiento (\$/kWh)	Total (\$/kWh)
AES PANAMA ESTI-03-99	20-Nov-03	19-Nov-13	48.7	\$9.48		\$0.04000	\$0.04000
FORTUNA DME-001-06	01-Ene-09	31-Dic-18	114.3	\$7.53		\$0.05487	\$0.05487
PASO ANCHO DME-002-05	05-Oct-10	04-Oct-18	4.0	\$6.65		\$0.04056	\$0.04056
ESEPSA DME-007-07	01-Jul-09	30-Dic-14	1.0	\$12.00		\$0.06290	\$0.06290
AES PANAMA DME-007-08	01-Ene-12	31-Dic-21	24.6	\$10.00		\$0.07290	\$0.07290
FORTUNA DME-008-08	01-Ene-13	31-Dic-22	8.1	\$12.00		\$0.07500	\$0.07500
AES PANAMA DME-009-08	01-Ene-13	31-Dic-22	9.4	\$10.00		\$0.07980	\$0.07980
HYDRO CAISAN DME-010-08	07-Ene-13	10-jun-23	5.1	\$31.30			
ELECTRON INVESTMENT DME-011-08	01-Ene-13	31-Dic-22	10.4	\$15.00		\$0.06965	\$0.06965
ALTERNEGY DME-012-08	01-Ene-13	31-Dic-22	18.4	\$25.75			
BONTEX DME-013-08	01-Ene-13	31-Dic-22	4.6	\$25.75			
PEDREGALITO DME-010-11	01-Ene-12	31-Dic-14	0.9	\$30.00		\$0.0542	\$0.0542
CALDERA DME-011-11	01-Ene-12	31-Dic-14	0.6	\$25.00		\$0.0733	\$0.0733
RIO CHICO DME-012-11	01-Ene-12	31-Dic-14	0.5	\$30.00		\$0.0542	\$0.0542
ALTO VALLE DME-013-11	01-Ene-12	31-Dic-14	0.4	\$30.00		\$0.0542	\$0.0542
HIDRO PIEDRA DME-014-11	01-Ene-12	31-Dic-14	0.2	\$12.39			
ELECTROGENERADORA ISTMO DME-015-11	01-Ene-12	31-Dic-14	0.1	\$25.00		\$0.0733	\$0.0733
FORTUNA DME-016-11	01-Ene-15	31-Dic-29	7.9	\$11.31			
CONSORCIO TABASARÁ DME-017-11	01-Ene-15	31-Dic-29	3.2	\$9.00		\$0.1008	\$0.1008
HIDROECOLOGIA TERIBE DME-018-11	01-Ene-15	31-Dic-29	2.7	\$8.50			
MIFTA DME-019-11	01-Ene-15	31-Dic-29	2.7	\$10.25		\$0.0797	\$0.0797
ESEPSA DME-020-11	01-Ene-15	31-Dic-29	1.5			\$0.0910	\$0.0910
PEDREGALITO DME-021-11	01-Ene-15	31-Dic-29	1.1	\$30.00		\$0.0542	\$0.0542
CALDERA DME-022-11	01-Ene-15	31-Dic-29	0.8	\$25.00		\$0.0633	\$0.0633
RIO CHICO DME-023-11	01-Ene-15	31-Dic-29	0.6	\$30.00		\$0.0542	\$0.0542
ALTO VALLE DME-024-11	01-Ene-15	31-Dic-29	0.6	\$30.00		\$0.0542	\$0.0542
DESARROLLO HIDRO CORP DME-025-11	01-Ene-15	31-Dic-29	0.5	\$10.35		\$0.0965	\$0.0965
SAN LORENZO DME-026-11	01-Ene-15	31-Dic-29	0.4	\$15.00		\$0.0895	\$0.0895
ELECTROGENERADORA ISTMO DME-027-11	01-Ene-15	31-Dic-29	0.3	\$25.00		\$0.0633	\$0.0633
BLM DME-017-06	01-Ene-10	31-Dic-18	54.0	\$28.14	\$0.02018	\$0.01094	\$0.03112
BLM DME-018-06	01-Ene-19	31-Dic-23	38.6	\$28.77	\$0.02018	\$0.01094	\$0.03112
PAN AM DME-010-06	01-Ene-10	31-Dic-19	20.0	\$12.00	\$0.0578	\$0.01425	\$0.07205
PAN AM DME-011-06	01-Ene-11	31-Dic-20	60.0	\$12.00	\$0.0578	\$0.01425	\$0.07205
TERCARIBE (SEMPER) DME-010-07	01-Ene-09	31-Dic-18	22.5	\$12.00	\$0.0578	\$0.0122	\$0.07
Tercaribe DME-005-07	01-mar-09	30-Dic-14	2.9	\$22.50	\$0.05706	\$0.0296	\$0.08666



### Contrato para la compra de electricidad

Generador	Mes inicial	Mes de vencimiento	Capacidad (MW)	Precio de la capacidad (\$/kW por mes)	Combustible (\$/kWh)	Operación y mantenimiento (\$/kWh)	Total (\$/kWh)
Generadora del Atlántico DME-009-07	01-jun-09	30- Dic -14	30.0	\$ 12.00	\$0.0576	\$0.0189	\$0.0765
ESEPSA DME-008-10	01- Ene -12	31- Dic -14	4.0	\$ 10.50			
FORTUNA DME-009-10	01- Ene -12	31- Dic -14	3.2	\$ 9.27			
GENA DME-010-10	01- Ene -12	31-Dic-14	1.3	\$ 10.37			

### Contratos para la compra de electricidad (continuación)

Generador	Mes inicial	Mes de vencimiento	Capacidad (MW)	Precio de la capacidad (\$/kW por mes)	Combustible (\$/kWh)	Operación y mantenimiento (\$/kWh)	Total (\$/kWh)
ACP DME-011-10	01-Ene-12	31-Dic-14	9.6	\$ 7.5			
HIBÉRICA DME-041-11	01- Ene -12	31- Dic -14	0.4	\$ 8.96			
FORTUNA DME-042-11	01- Ene -12	31- Dic -14	18.4	\$ 6.19			
HBOQUERÓN DME-043-11	01- Ene -12	31- Dic -14	0.3	\$ 10.07			
PEDREGAL DME-044-11	01- Ene -12	31- Dic -14	4.6	\$ 10.00			
EGESA DME-045-11	01- Ene -12	31-Mar-12	0.3	\$ 10.28			
ACP DME-046-11	01- Ene -12	31- Dic -14	4.4	\$ 10.49			
ISTMUS HYDRO DME-001-12	01- Ene -12	31- Dic -12	0.7	\$ 8.00			
HPANAMÁ DME-002-12	01- Ene -12	31- Dic -12	0.2	\$ 8.25			
PEDREGAL DME-003-12	01- Ene -12	31- Dic -12	3.6	\$ 9.45			
PEDREGAL DME-004-12	01- Ene -12	31- Dic -12	5.7	\$ 8.68			
CAFÉ ELETA DME-005-12	01- Ene -12	31- Dic -12	0.0	\$ 11.00			
BLM DME-006-12	01- Ene -12	31- Dic -12	24.7	\$ 11.60			
GENA DME-007-12	01- Ene -12	31- Dic -12	12.0	\$ 11.90			

Fuente: Información de compañía

La energía comprada por ENSA durante el 2010 tuvo un costo general promedio de \$125 USD por MWh. Para el 2011 y la primera mitad de 2012, el costo general promedio de energía de ENSA fue de \$142 USD por MWh y \$137 USD por MWh, respectivamente, principalmente debido a un aumento de los precios del combustible. ENSA mide la energía entregada por las generadoras en sus puntos de conexión de la red de transmisión. Una vez medida, la energía comprada es asignada a cada contrato sobre una base horaria en proporción de la capacidad contratada con cada generadora dividida por el DMG.

Si cualquier generadora es incapaz de cumplir con sus compromisos de capacidad, ENSA tiene derecho a recibir una compensación de la generadora por la energía asociada no suministrada que corresponde a tres veces el precio de su capacidad contratada. El pago de esta multa no exime a la generadora de un reclamo de compensación por parte de ENSA por cualquier tipo de multas en que la Compañía pudiera incurrir como resultado de su déficit de capacidad.

Se requiere que el pago de la energía contratada que vence en 30 días a partir de la facturación, en virtud de los contratos, se realice dentro de los primeros cinco días de cada mes. Como garantía de pago, cada uno de los contratos para la compra de electricidad de la Compañía requiere de un bono de desempeño anual equivalente al valor del consumo promedio mensual de ENSA al precio general promedio contratado. Del mismo modo, las generadoras emiten bonos de desempeño a favor de ENSA con el fin de garantizar el suministro de la energía contratada.



La tabla a continuación se resumen la composición de las compras de energía de ENSA, inclusive las pérdidas de transmisión asignadas, del semestre finalizado al 30 de junio de 2012 y los años finalizados al 31 de diciembre de 2010 y 2011:

### Compras de energía

	Semestre finalizado el 30 de junio		Año finalizado el 31 de diciembre,			
	2012		2011		2010	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
AES Panamá	267.9	17%	281.4	10%	284.3	15%
Enel Fortuna	338.4	22%	522.2	18%	519.5	27%
Otras hidro	85.8	6%	405.0	14%	14.3	1%
Mercado al contado	7.1	0%	31.8	1%	0.0	0%
Pérdidas en la transmisión	48.5	3%	73.9	3%	63.2	3%
Sistemas aislados servicio B	(0.01)	(0%)	(0.2)	(0%)	(0.7)	(0%)
Panam	259.6	17%	506.2	17%	419.7	22%
Bahía Las Minas	351.7	23%	683.4	24%	695.7	37%
Pedregal	17.9	1%	1.8	0%	140.4	7%
Tercaribe	91.9	6%	160.4	6%	212.3	11%
Gena	38.4	2%	61.9	2%	193.1	10%
Otras térmicas	47.5	3%	168.6	6%	234.1	12%
<b>Total</b>	<b>1,554.7</b>	<b>100%</b>	<b>2,896.3</b>	<b>100%</b>	<b>1,895.3</b>	<b>100%</b>

Fuente: Información de compañía

### Subsidios gubernamentales

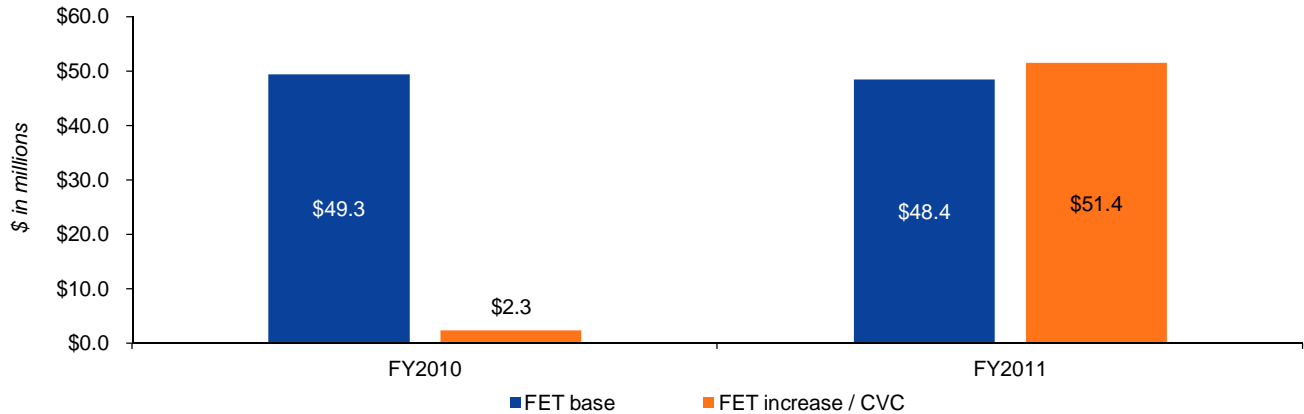
En 2004, El gobierno panameño estableció un Fondo de estabilización de tarifas con el objetivo de minimizar los repentinos aumentos en la tarifa correspondiente pagado por los clientes. Los subsidios primarios son (i) el FET básico, que es distribuido a todos los clientes que consumen menos de 500 KWh por mes, (ii) el aumento del FET/CVC (o aumento del FET), que compensa los aumentos tarifarios de todos los clientes debido a la transferencia del costo como resultado del aumento del precio del combustible por encima del valor estimado incluido en la tarifa. Los subsidios totales en virtud de estos esquemas ascendieron a un monto de \$51,6 millones en 2010 y \$99,8 millones en 2011. Generalmente los subsidios gubernamentales son reembolsados a la Compañía en los meses de junio y diciembre. Los pagos atrasados están sujetos a un interés aproximado del 7%.

El gobierno ha expresado su intención de reducir gradualmente en el futuro el monto de los subsidios pagados con el fin de lentamente transferir al cliente la carga del aumento de los precios de la energía. A corto plazo, el gobierno reducirá la cantidad de cuentas de clientes que reúnen los requisitos para el FET básico proporcionando subsidios únicamente para aquellas cuentas que consumen menos de 300 kWh por mes.



La siguiente tabla describe el FET básico y el aumento del FET/subsidios de estabilización tarifaria CVC pagados en el 2010 y 2011.

**Subsidios de estabilización tarifaria pagados en el año fiscal 2010 y el año fiscal 2011.**



Fuente: Información de compañía

### Construcción, mantenimiento y operaciones

ENSA es responsable de la construcción y mantenimiento de la red de distribución eléctrica dentro de su área de concesión. ENSA lleva a cabo estas operaciones a través de contratos de tercerización existentes con terceros altamente experimentados. Los requisitos de construcción de la red podrían originarse de la expansión del sistema, los aumentos de carga dentro de las áreas donde se presta el servicio, mejoras en la fiabilidad, o de mejoras relacionadas con la calidad del servicio. Con el fin de garantizar la ejecución rentable de todos los proyectos de construcción, todos los contratos con terceros son renegociados al momento de su vencimiento.

De manera similar de mantenimiento del sistema se lleva a cabo mediante contratistas externos calificados y con experiencia. Nosotros determinamos el alcance, el material y las habilidades requeridas, y el tiempo de ejecución para la totalidad del mantenimiento correctivo preventivo y requerido planificado dentro del sistema.

La Compañía monitorea la operación de su sistema durante las 24 horas desde un centro despacho de caridad centralizado ubicado en el establecimiento del parque industrial, Costa del este, donde ENSA también mantiene y despacha las cuadrillas de emergencia necesarias. ENSA actualizó con éxito su sistema de radiocomunicación, control de supervisión y adquisición de datos, o SCADA, que es utilizado para controlar las operaciones y el despacho en el campo con modernos sistemas de distribución automatizada y SCADADMS. Las llamadas de los clientes son recibidas en el centro de llamados las 24 horas del día. Los cortes del servicio y los requerimientos de emergencia sobre estados en el sistema de administración de cortes e inmediatamente son atendidos por el centro de despacho y las cuadrillas externas de servicio con el fin de restaurar el servicio de electricidad dentro del menor tiempo posible. Actualizaciones de rutina e inversiones en la red de distribución de ENSA y en el sistema operativo son beneficiosas a los clientes de la compañía. A través del monitoreo constante de construcción y mantenimiento, ENSA se esfuerza por aumentar la eficiencia operativa con el objetivo de servir mejor a sus clientes.

### Sistemas de procesamiento de datos



Actualmente ENSA se encuentra en total cumplimiento con todas las leyes y los reglamentos relacionados con la licencia de software correspondiente. Los sistemas informáticos principales están basados en Oracle e incluyen Oracle Financial y Oracle Spatial. El sistema de información del cliente de ENSA fue suministrado e instalado por Synergia, una compañía bien reconocida especializada en aplicaciones de software para la industria de la energía, y el sistema de administración de cortes fue desarrollado e instalado por UTE, una compañía pública y completamente integrada de electricidad de Uruguay. ENSA también utiliza, entre otras, aplicaciones basadas en AutoCAD. ENSA espera que un sistema actualizado de información del cliente basado en Oracle o SAP sea instalado en setiembre de 2013. La tecnología de vanguardia de la Compañía le permite tener una operación altamente eficiente, que le proporciona monitoreo en tiempo real de la red implementada y esto le permitan a la Compañía reducir sus pérdidas de energía.

ENSA Tiene una combinación de sistemas de fibra óptica y de transmisión de datos de propiedad de la compañía y de propiedad de terceros diseñados para apoyar todas sus operaciones. Estas incluyen las operaciones técnicas de la comunicación de datos entre las subestaciones y el centro de despacho, comunicaciones del centro de servicio al cliente con el sistema de información del cliente, comunicaciones entre la sede central de la compañía y las distintas oficinas regionales, el centro de llamadas contratado de terceros, y agentes de cobranza externos (bancos, supermercados, ferreterías y compañías especializadas en cobranzas). La Compañía también ha celebrado contratos con compañías locales con el fin de proporcionar centros de procesamiento alternativos, capacidades de generación de respaldo en el caso de una interrupción del sistema, almacenamiento remoto de datos y sistemas de respaldo de la información importante.

### **Procedimientos de facturación y cobranza**

Una de las prioridades principales de ENSA es agilizar los procedimientos de facturación y cobranza con el fin de mejorar el registro de pago y el tiempo de cobranza del cliente. Al momento de la privatización aproximadamente el 69% de las cuentas de los clientes de ENSA tenían facturas atrasadas en 60 días o más. Al 30 de junio de 2012, esta cantidad se redujo a 24% con una base de clientes grandes de 115%. ENSA tiene el derecho y suspender el servicio cuando las cuentas de los clientes tienen un atraso de más de 60 días.

En 1998 al momento de la privatización ENSA implementó una provisión de \$15,1 millones USD contra cuentas por cobrar pendientes, como parte de su auditoría de cierre. Después de la privatización, se introdujo un nuevo criterio para el aprovisionamiento de las cuentas por cobrar. Actualmente, ENSA aplica una provisión de 84,5% para todas las cuentas inactivas (150 días en ningún pago), una provisión de 64% para los clientes desconectados (más de 60 días sin recibir el pago de los clientes cuyo servicio ha sido desconectado), una provisión de 23% contra cuentas atrasadas (más de 120 días sin recibir el pago de los clientes cuyo servicio no ha sido desconectado), y una provisión de 100% para las cuentas sujetas a 4 o más acuerdos de pago.

Durante el 2011, ENSA canceló algunas cuentas dudosas que fueron consideradas como incobrables y estableció una provisión con el fin de presentar en el balance general la asignación necesaria para las cuentas dudosas basada en el análisis de las cuentas por cobrar al final del año y utilizando el criterio descrito anteriormente.

La Compañía continúa adoptando nuevas medidas con el fin de mejorar las eficiencias de facturación y cobranza, incluyendo la instalación de un nuevo sistema de administración comercial, el uso de agentes de cobranza estamos como supermercados e instituciones financieras, y una ejecución más estricta de las desconexiones. Los ciclos de lecturas y facturación han sido rediseñados con el fin de hacerlos más eficientes y para reducir aún más el ciclo comercial. Además ENSA está promocionando mecanismos de pago de menor costo que incluyen la transferencia electrónica de fondos y el débito directo, según corresponda.





Los clientes de ENSA incurren en cargos por intereses a una tasa promedio equivalente a la tasa del semestre anterior para los depósitos comerciales en todas las cuentas pendientes después de 30 días de la fecha de facturación. La Compañía requiere que los clientes proporcionen depósitos de garantía por un monto equivalente al consumo estimado de un mes. Estos depósitos del siguiente acumulan intereses a una tasa promedio equivalente a la tasa de depósitos comerciales semestrales correspondiente para el semestre anterior y son reembolsados al cliente después de un año, si para ese entonces, el cliente ha establecido un buen registro de pago de acuerdo con los criterios de la ASEP. Al 30 de junio de 2012, el saldo relacionado con los depósitos de clientes era de \$6,1 millones USD, un neto de \$100.000 USD fue reembolsado en el año fiscal 2012 aquellos clientes que cumplieron con los criterios de la ASEP en lo que respecta a un buen registro de pago.

### **Servicio al cliente**

Al 30 de junio de 2012, ENSA opera cinco agencias de servicio al cliente distribuidas a lo largo de la ciudad de Panamá y de la ciudad de Colón. Estas agencias recaudan los pagos, celebran nuevos contratos, desconectan el servicio, atienden las quejas del cliente y proporcionan servicios de información general para los clientes y el público en general.

ENSA ofrece además un centro de llamadas las 24 horas para atender la mayoría de los servicios comerciales, brindar informes de cortes, responder consultas sobre la facturación, satisfacer las solicitudes de información general, las solicitudes de alumbrado público y demás servicios. Esta operación ha sido tercerizada a una operadora de centros de llamadas experimentado con experiencia internacional y un alto nivel de conocimientos.

Adicionalmente, como parte de la campaña de reducción de pérdidas, las cuadrillas y el personal entrenado de la Compañía son enviados al campo para identificar a los clientes ilegales, asesorarlos sobre los peligros y riesgos inherentes al robo de energía, y permitirles celebrar en ese instante un contrato como un cliente de pago. Estas medidas han mejorado en gran manera las relaciones con la comunidad y proporcionaron resultados importantes a los esfuerzos de ENSA para reducir las conexiones ilegales dentro del área de servicio.

A través del compromiso de ENSA al servicio al cliente y la inversión en su sistema de distribución, la Compañía garantiza que el cliente recibe el beneficio de los actuales avances tecnológicos y la eficiencia operativa.

### **Pérdidas de electricidad**

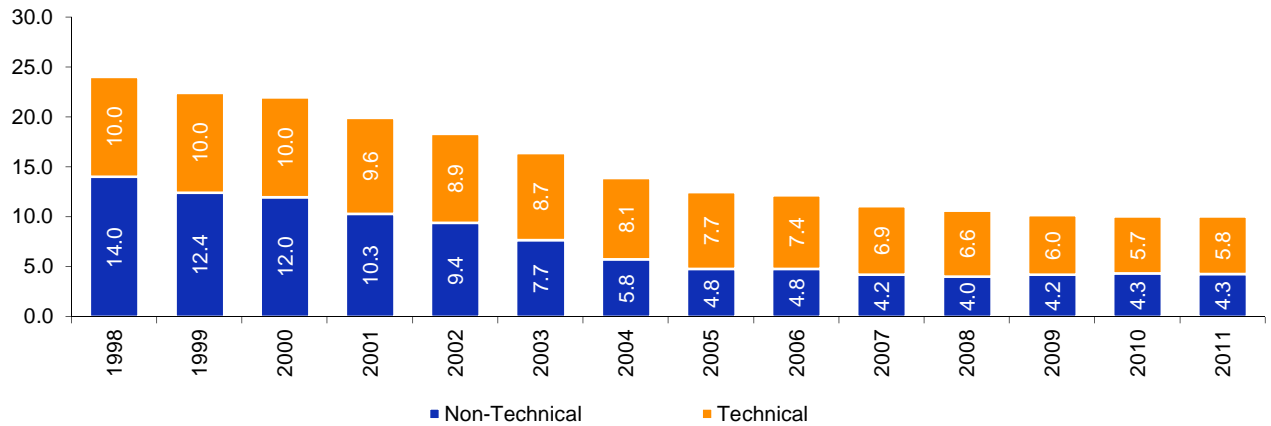


ENSA experimenta pérdidas de electricidad de carácter técnico y que no son de carácter técnico. Las pérdidas de electricidad de carácter técnico son aquellas que ocurren durante las operaciones de distribución normales, o aquellas generadas por características específicas de la red de distribución. Las pérdidas que no son de carácter técnico son aquellas que resultan de las conexiones ilegales, fraude o errores de facturación. ENSA implementó un programa de reducción de pérdidas bien definido y completo que incluye el reemplazo de los medidores obsoletos los clientes, una mejora del monitoreo del consumo del cliente así como una mejora de sus procesos internos, el uso de registradores de electricidad con el fin de identificar las conexiones ilegales, la migración de usuarios ilegales a usuarios regulados en las nuevas urbanizaciones de bajos ingresos, la instalación de cables blindados para reducir el robo y el mejoramiento de la detección de errores mediante la instalación de medidores digitales a niveles de la subestación y la red de conexión. Además, ENSA ha implementado un sólido programa de comunicaciones corporativas que tiene como objetivo la migración de los usuarios residenciales conectados ilegalmente a clientes regulares de pago y procura crear conciencia dentro de la comunidad acerca de los peligros a la seguridad que se generan debido a las conexiones ilegales. Durante los últimos años, el robo de energía ha sido reconocido gradualmente como un acto castigado por la ley. En virtud de esta nueva interpretación de la ley, ENSA ha interpuesto ante los tribunales panameños una importante cantidad de casos de robo de energía, principalmente contra clientes comerciales y residenciales.



La combinación de un sólido programa de comunicación corporativa y el enjuiciamiento de clientes comerciales y residenciales, contribuyó a que se cambie la percepción de que el robo de energía es aceptable, especialmente entre los consumidores residenciales con bajos ingresos. La siguiente tabla describe las pérdidas energéticas históricas de ENSA desde la privatización de la Compañía en 1998:

#### Pérdidas de energía históricas



Fuente: Información de compañía

En la época de la privatización de ENSA en 1998, las pérdidas de energía dentro del área de la concesión eran aproximadamente de 24% de las cuales 10% se consideraban como pérdidas técnicas y el restante 14% se generaban del robo o del fraude ocasionado por clientes regulares (en su mayoría clientes residenciales y comerciales) y debido a las conexiones ilegales en los sectores económicamente marginados. Desde la privatización en 1998, ENSA ha reducido el total de sus pérdidas generales en aproximadamente un 58%. Desde la privatización hasta el día de hoy, aproximadamente 175.800 con conexiones ilegales se han vuelto clientes regulados.

Desde 2009, ENSA ha mantenido una tasa de pérdida técnica de alrededor del 6%. Tomando en cuenta que la base de clientes de la Compañía incluye algunas cuentas con demandas de electricidad entregadas a través de cables de alta tensión, ENSA no anticipa para el futuro una reducción significativa de las pérdidas técnicas. Desde 2009, ENSA ha mantenido una tasa de pérdida no técnica de alrededor del 4%. La Compañía no anticipa para el futuro una reducción significativa de las pérdidas no técnicas debido a que la misma ha completado en gran medida sus esfuerzos para convertir las conexiones legales en clientes regulados.



## Requisitos mínimos del servicio

Se requiere que la Compañía cumpla con los estándares de confiabilidad, calidad del suministro y servicio al cliente establecidos en los reglamentos publicados por la ASEP, de conformidad con el cronograma incluido en el Contrato de concesión.

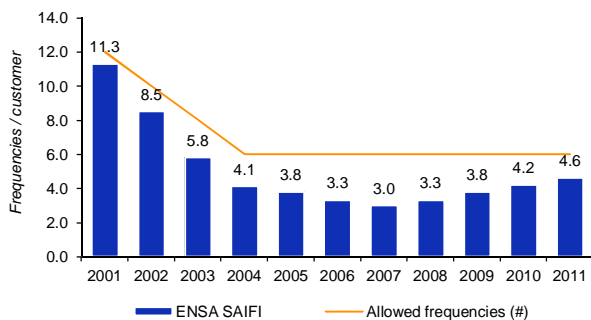
### Confiabilidad del sistema

Los indicadores principales utilizados para medir la confiabilidad son la frecuencia y la duración de las interrupciones del servicio. El cronograma reglamentario para las mejoras de la confiabilidad incluyen dos etapas de implementación. Durante la primera etapa, de julio de 2000 hasta junio de 2004, todos los indicadores fueron medidos de manera "global" o en todo el sistema, en términos de la frecuencia promedio anual de las interrupciones por cliente (SAIFI), el tiempo de interrupción anual total por cliente (SAIDI), la duración promedio de la interrupción (CAIDI) y la disponibilidad promedio del sistema (ASAI). Durante la segunda etapa de este cronograma, desde julio de 2004, todos los indicadores fueron debidos de manera individual. Se deben satisfacer distintos requisitos en lo que respecta a las áreas urbanas y rurales dentro del área de la concesión. Las áreas urbanas y rurales son determinadas por la Oficina Nacional de Contraloría, que se basa en la densidad poblacional en la disponibilidad de servicios públicos. A partir del 2012 la SAIFI máximo permitido es de 6 por cliente por año en las áreas urbanas y de 10 por cliente por año en las áreas rurales. El SAIDI máximo permitido es de 8,76 horas por cliente por año en las áreas urbanas, y de 43,8 horas por cliente por año en las áreas rurales. En el caso de que ENSA experimente trastornos en el servicio más allá de la SAIFI y del SAIDI permitidos por cada cliente, se requiere que la misma compense basada en la duración y la gravedad de los cortes no permitidos.

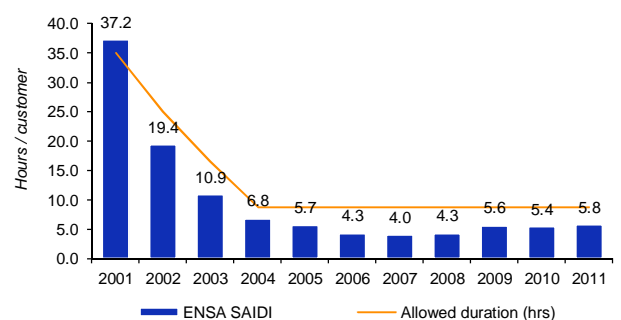
En 1999 ENSA instaló un sistema de administración de incidentes con el fin de mejorar la administración de los cortes y para facilitar la medición del desempeño en el área. El sistema que es conocido como el MGI (*Módulo de Gestión de Incidencias*) fue completamente actualizado en junio de 2004 con la finalidad de permitir mediciones del desempeño de la red de distribución en función de clientes individuales.

Las siguientes tablas delimitan el promedio ponderado de SAIFI Y SAIDI de ENSA medidos en toda su red desde el 2001 y tanto para las áreas urbanas como rurales:

SAIFI de 2001 a 2011



SAIDI de 2001 a 2011



Frecuencias/cliente

Horas/cliente

Frecuencias permitidas

Duración permitida (horas)

Fuente: Información de compañía



La siguiente tabla resume la frecuencia y la duración promedio anual de las interrupciones por cliente en virtud de los parámetros para las áreas urbanas dentro de la zona de concesión de ENSA para los periodos indicados:

#### Estadísticas SAIFI urbanas

<i>(cantidad de interrupciones por año)</i>	<b>Enero de 2012 a junio de 2012</b>	<b>Enero de 2011 a diciembre de 2011</b>	<b>Enero de 2010 a diciembre de 2010</b>	<b>Enero de 2009 a diciembre de 2009</b>
Acumulado de 12 meses	1.99	3.63	3.47	2.98
Mes anterior	0.37	0.56	0.40	0.28
Objetivo reglamentario	6.00	6.00	6.00	6.00

#### Estadísticas urbanas SAIDI

<i>(cantidad de interrupciones por año)</i>	<b>Enero de 2012 a junio de 2012</b>	<b>Enero de 2011 a diciembre de 2011</b>	<b>Enero de 2010 a diciembre de 2010</b>	<b>Enero de 2009 a diciembre de 2009</b>
Acumulado de 12 meses	2.37	3.58	3.61	3.55
Mes anterior	0.57	0.43	0.33	0.35
Objetivo reglamentario	8.76	8.76	8.76	8.76

Fuente: Información de compañía

En 2011, ENSA tuvo 3,6 interrupciones promedio por cliente en las áreas urbanas comparadas con las 6 interrupciones promedio por cliente, el nivel de SAIFI urbano máximo permitido para el periodo de 12 meses. El tiempo total de las interrupciones, sobre una base promedio por cliente, fue de 5,4 horas, en comparación con las 8,76 horas promedio por cliente, el nivel de SAIDI urbano máximo.

#### Calidad del suministro

Otros parámetros de eficiencia se aplican a los niveles del voltaje. A modo de incentivo para que las distribuidoras inviertan en el mejoramiento de la confiabilidad del sistema, la ASEP impone multas por las interrupciones del suministro que superen los límites reglamentarios basadas en un costo previsto de \$1,50 USD por kWh por la energía no suministrada. Estas multas son pagadas en forma de descuentos en las facturas posteriores. Los contratos para la compra de electricidad con sus generadoras de ENSA normalmente especifican las multas correspondientes entre 3 a 7 veces el precio de energía del contrato para las interrupciones del suministro que pueda atribuirse a esa generadora. Las distribuidoras tienen la obligación de realizar lecturas de voltaje al 1% de su base de clientes cada semestre de informar dichos resultados a las reguladoras. La reguladora ha establecido objetivos de que más del 95% de las lecturas deben estar dentro del rango de desviación del voltaje regulado. Según lo que se muestra en la tabla a continuación, hasta el 30 de junio de 2012, nuestros índices globales de la calidad del suministro se han mantenido por debajo de los objetivos reglamentarios.

#### Voltaje: % dentro del rango permitido

	<b>1 de enero de 2012 al 30 de junio de 2011</b>	<b>1 de julio de 2011 al 31 de diciembre de 2011</b>	<b>1 de enero de 2011 al 30 de junio de 2011</b>	<b>1 de julio de 2010 al 31 de diciembre de 2010</b>	<b>1 de enero de 2010 al 30 de junio de 2010</b>
Real	96%	97%	98%	97%	98%
Reglamentario	95%	95%	95%	95%	95%

Fuente: Información de compañía



## Servicio al cliente

Reglamentos separados cubren los estándares de lectura de medidores y del servicio al cliente, inclusive la celeridad de la conexión y la reconexión, información anticipada para los clientes acerca de los cortes planificados, porcentaje de facturación total basado en el consumo y el tiempo de respuesta estimados cuando se trata de cuestionamientos y/o reclamos acerca de la facturación. Además de las sanciones en virtud de los reglamentos para la calidad del suministro y el servicio al cliente de la ASEP, también podemos ser declarados responsables y debemos pagar una indemnización cuando el equipo personal de un cliente, como ser, computadoras, televisores, refrigeradores o sistemas de estéreo, sufren daños como resultado de defectos y cambios repentinos en el suministro de electricidad. La siguiente tabla muestra al cumplimiento general con los principales indicadores regulados para el servicio al cliente de nuevo, específicamente, el tiempo de conexión, del tiempo de recolección y la facturación estimada:

**Indicadores del servicio al cliente**

	Semestre finalizado el 30 de junio		Año finalizado el 31 de diciembre,	
	2012	2011	2010	2009
<b>Conexión de la modificación (días hábiles)</b>				
Real	1.98	2.12	2.22	2.20
Reglamentario	3	3	3	3
<b>Reconexión (horas)</b>				
Real	12	13	14	14
Reglamentario	24	24	24	24
<b>Facturas estimadas (porcentaje)</b>				
Real	1.19%	2.65%	2.61%	2.92%
Reglamentario	5%	5%	5%	5%

Fuente: Información de compañía

La falta de cumplimiento con los indicadores regulados técnicos y de atención al cliente se compensa al cliente individual que se vio afectado por dicha falta de cumplimiento. En la siguiente tabla se muestran los pagos por indemnización realizados por ENSA desde el 2009 hasta junio de 2012:

	Semestre finalizado el 30 de junio		Año finalizado el 31 de diciembre,	
	2012	2011	2010	2009
Equipo dañado	87,726.76	222,866.88	260,144.24	176,051.21
Fluctuaciones en el nivel del voltaje	32,230.43	33,458.62	12,429.68	25,361.25
Interrupciones	370,117.92	305,757.22	260,343.58	160,965.92
Alumbrado público	760.09	9,650.03	769.88	0.00
Comercial	18,908.49	25,649.52	24,031.72	37,974.07
<b>Total</b>	<b>509,743.69</b>	<b>597,382.27</b>	<b>557,719.10</b>	<b>400,352.45</b>

Fuente: Información de compañía

Estamos involucrados en inversiones y mejoras que tienen como objetivo disminuir los futuros riesgos de sanciones por el servicio. Además del sistema de administración de incidencias referido anteriormente, las demás iniciativas incluyen la inversión en actualizaciones del sistema de la tecnología de la red.



## Empleados

La tabla a continuación muestra la manera en que está compuesta nuestra plantilla de empleados por área funcional al final de cada año hasta el 2011 y al final de la primera mitad de 2012:

**Empleados por área funcional**

	Al 30 de junio,		Al 31 de diciembre,	
	2012	2011	2010	2009
Ingeniería de distribución	118	113	112	108
Servicio al cliente	50	55	61	77
Finanzas y administración	35	34	34	33
Sistemas de información	16	14	14	14
Recursos Humanos	9	9	9	9
Reducción de pérdidas	50	49	60	66
Compras y logística	23	23	26	25
Otro	169	171	177	164
<b>Total</b>	<b>470</b>	<b>468</b>	<b>493</b>	<b>496</b>

Fuente: Información de compañía

Además, ENSA emplea a contratistas dependientes para llevar a cabo muchas actividades que no están relacionadas con su negocio principal, como proporcionar mantenimiento del equipo y protección de la red de comunicaciones internas.

El 30 de junio de 2012, 300 empleados de los 470 con que cuenta la Compañía, fueron sindicalizados y son miembros del Sindicato de Trabajadores de la Industria Eléctrica y Similares de la República de Panamá, o SITIESPA. Los términos y condiciones del empleo se rigen por el Código Laboral panameño y es complementado por un contrato de negociación colectiva (convención colectiva) entre ENSA y SITIESPA. En febrero de 2008 se negoció y firmó de manera exitosa un nuevo contrato de negociación colectiva de cuatro años con SITIESPA y tendrá vigencia hasta febrero de 2012 o hasta que se negocie y firme un nuevo contrato de negociación colectiva que reemplace el acuerdo existente. ENSA considera que tiene una relación positiva con sus empleados y no ha sido afectado por ningún tipo de interrupción del trabajo. De acuerdo con la ley laboral panameña, los empleados que prestan servicios en el sector de servicios públicos tienen prohibido llevar a cabo interrupciones del trabajo o huelgas que afecten la entrega de los servicios públicos.

El costo anual promedio por empleado para el año que finalizó el 31 de diciembre de 2011, excluyendo los pagos de indemnización por despido, fue de \$18.565 del cual \$979 correspondieron a la horas extras. El componente principal incluido en este costo, además del salario mensual normal y las horas extras relacionadas, son: un salario adicional correspondiente a un décimo tercer mes pagadero en tres cuotas en abril, agosto y diciembre, según lo requerido en virtud del Código Laboral panameño;

Un pago complementario en virtud del contrato de negociación colectiva de la Compañía que aumenta la parte que corresponde al mes de diciembre del beneficio del décimo tercer mes de modo que los empleados reciben un monto equivalente al salario de dos meses en diciembre; y

- Contribuciones estatutarias del empleador a las siguientes tasas:
- Seguridad social (Caja de Seguro Social, o CSS) a 12,0%;
- Impuesto a la educación (seguro educativo) a 1,5%;
- Seguro contra accidentes (riesgos profesionales) a 3,64%;



- Cobertura de seguros de vida sin contribuciones de \$1000 USD por cada empleado más cobertura contra accidentes y de seguro de vida adicional para aquellos que trabajan en áreas de alto riesgo; y
- Seguro médico los empleados administrativos y demás empleados no sindicalizados.

Además, en virtud de la Ley 44 con fecha 14 de agosto de 1995, ENSA realiza contribuciones cada tres meses a un fideicomiso administrado independientemente con el fin de financiar futuras responsabilidades de indemnización por despido. La tasa de contribución es de un 1,92% del salario total para cubrir los beneficios de los pagos de la duración del servicio para rescisiones injustificadas y para renunciaciones justificadas.

En 2011, las tasas de las horas extras tuvieron un promedio de 8,2% del salario básico del empleado dependiendo del monto de horas extras trabajadas durante un periodo particular e incluyen una prima por trabajar los fines de semana.

En virtud del contrato más reciente con SITIESPA, todos los empleados de ENSA tienen derecho a un descuento del 50% en sus facturas de electricidad. A los empleados de otras compañías de electricidad privatizadas se les otorgan descuentos similares. ENSA tiene derecho a recaudar el monto de descuento recibido por los empleados de otras compañías de electricidad que vivan dentro del área de la concesión. Del mismo modo, ENSA debe reembolsar a las demás distribuidoras por el descuento del 50% otorgado a los empleados que vivan dentro de sus zonas de concesión.

Desde la privatización de la industria de electricidad, ENSA ha incrementado varios programas para aumentar los niveles de productividad, como el cambiar la estructura organizacional y aumentar la tercerización con la finalidad de proporcionar servicios y actividades como el mantenimiento del alumbrado público y el podado de árboles, la entrega de las facturas a los clientes, el llevar a cabo las conexiones y las reconexiones, y proporcionar personal en las agencias de pago.

En virtud del Código Laboral panameño, tras la rescisión del empleo, con o sin causa, los empleados tienen derecho a un monto que refleje la duración del servicio (prima de antigüedad), que se calcula de acuerdo con el salario semanal promedio de dicho empleado durante los cinco años anteriores, o durante el periodo de empleo si es menos, y sobre la base del salario de una semana por cada año de servicio. Si la rescisión es sin causa, el empleado también tiene derecho a un monto de indemnización basado en la fecha de inicio del empleo del trabajador, la duración del servicio y la cantidad que sea mayor entre el salario semanal promedio del periodo de seis meses anterior o el periodo de un mes anterior.

En virtud del contrato de negociación colectiva de febrero de 2008 con SITIESPA, cualquier empleado cuyo trabajo sea rescindido sin causa, además de recibir la indemnización contemplada en virtud del , Código Laboral, tiene derecho a recibir un pago de intereses en especial basado en la fecha de inicio del empleo, según se resume a continuación:

#### Pagos por indemnizaciones

Años de servicio	Monto de indemnización especial
Trabajadores con dos a tres años de servicio	\$0.00
Trabajadores con cuatro a cinco años de servicio	\$0.00
Trabajadores con cinco o más años de servicio	\$9,675

Fuente: Información de compañía





La siguiente tabla establece la evolución de la proporción cliente/empleado que resultan de las medidas que ya llevamos a cabo con el fin de reducir los niveles de empleo:

#### Clientes y empleados

	Al 30 de junio,	Al 31 de diciembre,		
	2012	2011	2010	2009
Cantidad de clientes	365,355	360,481	349,343	344,134
Cantidad de empleados	470	468	493	496
Clientes por empleado	777	770	709	694

Fuente: Información de compañía

#### Propiedades

Las propiedades principales de ENSA consisten en las líneas de transmisión y de las líneas de distribución, las columnas, las subestaciones de distribución, los transformadores, y los derechos paso ubicados en la parte norte y este de Panamá incluyendo la parte este de la ciudad de Panamá, la ciudad portuaria de Colón y el Golfo de Panamá. Aparte de la distribución y de las líneas de distribución, ningún activo único tiene un defecto importante sobre los ingresos totales. El edificio de la sede central corporativa de ENSA tiene aproximadamente 2600 metros cuadrados y está ubicado en la ciudad de Panamá. Además la compañía es propietaria de cinco propiedades administrativas y operacionales ubicadas en Panamá y Colón. ENSA es la propietaria de todos los bienes raíces utilizados en sus operaciones salvo el edificio de sus oficinas corporativas y dos parcelas de terreno donde están ubicadas dos subestaciones de ENSA.

Al 31 de diciembre de 2011 y al 30 de junio de 2012, respectivamente, las propiedades, la planta y el equipo de ENSA consistía de:

#### Propiedades, planta y equipo

	2011	2010
Postes, torres y accesorios para electricidad	\$94,771,345	\$91,123,485
Transformadores	50,714,190	48,533,841
Ductos y conductores subterráneos	67,628,880	64,484,325
Servicios al cliente	31,408,959	30,561,233
Conductores y accesorios aéreos	31,143,477	27,574,909
Equipo de la subestación	54,535,696	54,522,367
Medidores para el cliente	29,476,864	29,987,409
Edificios y mejoras	14,383,755	14,160,326
Equipo de alumbrado público	13,661,578	13,111,960
Equipo para comunicación y transporte	7,150,288	6,879,590
Muebles y equipo de oficina	10,599,814	9,709,108
Construcciones en progreso	26,851,345	12,283,938
Otros	5,260,494	4,456,925
	437,586,685	407,389,416
Menos: depreciación y amortización acumuladas	(164,326,684)	(154,666,312)
	273,260,001	252,723,104
Tierra	5,750,317	5,303,488
	\$279,010,318	\$258,026,592

Fuente: Información de compañía



## Seguros

ENSA enfrenta el riesgo de pérdidas en sus operaciones que pueden surgir de una variedad de fuentes, incluyendo, entre otras, a los riesgos derivados de la incapacidad de los activos de operar y desempeñarse adecuadamente, al vandalismo intencional, y los riesgos relacionados con eventos catastróficos (como un accidente de grandes proporciones o un incidente en la planta de generación de electricidad de un tercero, un incidente de grandes proporciones que afecte a la red de transmisión de un tercero a la cual está conectada nuestra red de distribución, o los desastres naturales de grandes proporciones como los incendios, terremotos o las inundaciones). A pesar de que los activos de la red fueron construidos, son operados y mantenidos para soportar algunos de estos acontecimientos, los mismos podría no operar y desempeñarse adecuadamente en todas las circunstancias. ENSA cuenta con los seguros adecuados contra algunos de estos riesgos por un monto fijo, inclusive por responsabilidad contra daños a la propiedad de terceros.

Las pólizas de seguros de la Compañía están garantizadas por una aseguradora panameña establecida, la Compañía Internacional de Seguros, S. A. y por AIG-Chartis. Actualmente ENSA cuenta con un amplio rango de pólizas de seguro diseñadas para proteger sus activos contra una variedad de peligros durante los periodos de construcción y operación, así como también en el caso de ciertas interrupciones comerciales. Los activos claves de ENSA están asegurados a su valor de reemplazo.

## Competencia

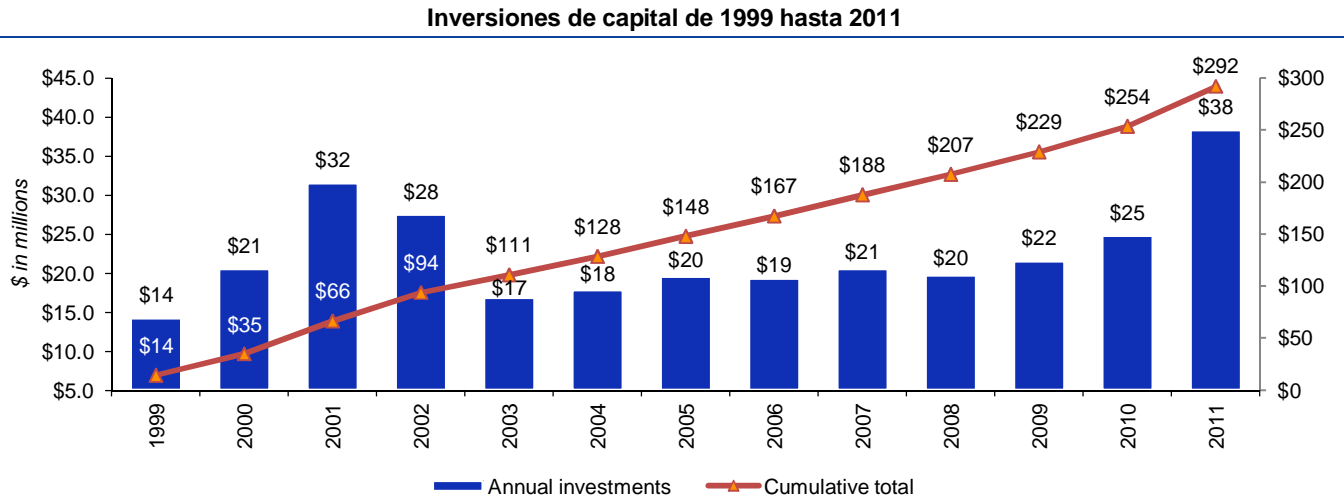
ENSA es la única compañía que cuenta con licencia para operar un sistema de distribución de electricidad en la parte norte y este de Panamá incluyendo la parte este de la ciudad de Panamá, la ciudad portuaria de Colón y el Golfo de Panamá. Como resultado, ENSA no compite por clientes regulados en su área de servicio. Los clientes que eligen participar en el mercado mayorista deben utilizar la red de distribución de ENSA para acceder a las generadoras o a la red de transmisión, y estos clientes deben pagar el componente de distribución de la tarifa regulada correspondiente.



## Gastos de capital

Antes de la privatización, los activos y las condiciones generales del sistema de ENSA reflejaban los bajos niveles de gastos de capital y un mantenimiento inadecuado. La Compañía llevó a cabo medidas prematuras para corregir estas deficiencias, invirtiendo un total de \$292 millones desde 1999 hasta 2011, para el crecimiento y el mantenimiento de la red.

La siguiente tabla delinea las inversiones de capital de la Compañía desde su privatización en 1999:



\$160 millones en nuevas inversiones han sido aprobados por el regulador panameño para ser repartidos en los años fiscales 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014. La Compañía utilizará los ingresos provenientes de la oferta de los Bonos para financiar aproximadamente la mitad de esta inversión autorizada. Los \$80 millones restantes contarán con financiación propia mediante el efectivo generado por el negocio (\$60 millones) y los bonos del 2008 (\$20 millones).



Actualmente los siguientes proyectos de capital son el foco del programa de inversión de ENSA:



### Llano Bonito

La Compañía espera un crecimiento de la demanda en el área de la Costa del Este, debido al crecimiento de una comunidad residencial de clase media superior. El Santa María Golf & Country Club ya se encuentra en construcción, y ello tendrá una importancia tanto comercial como industrial. Además, está prevista la construcción de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales y de la estación de bombeo Juan Díaz como parte del proyecto de reestructuración de la ciudad de la Bahía de Panamá. Costo estimado del proyecto: 17 millones de USD para los años 2011 a 2013.



### Expansión de Campo France

Campo France suministra una carga de 62 MVA (67% de su capacidad máxima de 92 MVA) a la zona franca de Colón, una de las tareas con la densidad de carga más alta dentro del área de concesión, así como también para dos puertos y una sección de cocinas. Considerando el grado de demanda máxima en esta área de servicio, actualmente no es posible administrar contingencias para una posible falla de salida o llevar a cabo mantenimiento de la subestación durante las horas pico. Además, está previsto que se completen a corto plazo una cantidad de proyectos de alto impacto. Estos incluyen la expansión de la zona franca, la rehabilitación expansión del aeropuerto de Colón, y la expansión de los puertos. ENSA calcula que los costos del proyecto sean de aproximadamente \$ 4,9 millones.



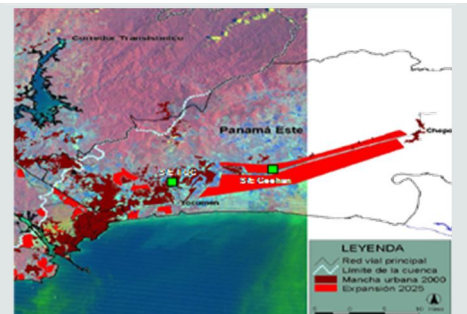
### Expansión de [la subestación] Tocumen

Actualmente ENSA está evaluando la expansión de la subestación de Tocumen. Una vez que se hayan completado los proyectos de desarrollo del aeropuerto de Tocumen y de Costa del Sol, ENSA determinará si procede o no con el proyecto de expansión de la subestación de Tocumen. La Compañía calcula que los costos el proyecto serán de aproximadamente \$4 millones durante el 2016.



### Nueva subestación 24 de diciembre

La subestación Geehan (20 MVA) empieza los servicios en 2005. La subestación fue diseñada en función de las proyecciones de crecimiento de la demanda desde el 2006 hasta el 2012, que fueron sobrepasadas por el crecimiento real durante el mismo periodo. Actualmente, la demanda de energía en el área de servicio supera la capacidad de Geehan, lo que obliga a la Compañía a mantener una configuración de red ineficiente que compromete la calidad del voltaje y la confiabilidad del suministro. Sin una nueva inversión, se espera que la situación se deteriore aún más debido a las nuevas propiedades de viviendas residenciales, centros de compra y parques industriales previstos en el área de servicio. La Compañía espera que los costos del proyecto sean de aproximadamente \$ 8 millones.



### Expansión de la zona de Colón

Con la finalidad de aumentar la capacidad de transmisión de electricidad desde la subestación de Campo France hasta las subestaciones de Colón y Monte Esperanza, ENSA está cambiando el voltaje de una parte de su sistema de 44 kV a 115 kV. El proyecto incluye la construcción de una línea de alto voltaje subterránea desde Campo France hasta Monte Esperanza, dejando provisiones para una línea subterránea para la subestación de Colón. El proyecto también incluye la instalación de un transformador eléctrico de 50 MVA y la reubicación de un transformador eléctrico actual de 115/44 kV a la subestación de Monte Esperanza. Esto permitirá a ENSA eliminar los antiguos transformadores eléctricos que prestan servicio a los clientes de 12 kV y 2,4 kV desde la subestación de Monte Esperanza. La inversión requerida para este proyecto es aproximadamente de \$15.300.000 y se llevará a cabo entre los años 2013 y 2016.





*Fuente: Información de compañía*

## **Asuntos medioambientales**

El marco legal panameño que rige los asuntos medioambientales fue promulgado a través de la Ley medioambiental de 1998, la cual creó una autoridad que medioambiental nacional, la Autoridad Nacional del Ambiente, o ANAM. Desde el momento de haber celebrado el Contrato de concesión, ENSA ha estado en cumplimiento con los reglamentos medioambientales existentes correspondientes y no ha sido objeto de ningún tipo de multa o sanción.

En virtud del Contrato de compraventa que rige la privatización, también se requiere que el PDG cumplan con las recomendaciones de una auditoría medioambiental que fue llevada a cabo por Golder en representación el gobierno panameño como parte del proceso de privatización. Obligaciones similares le corresponden a ENSA en virtud del Contrato de concesión.

Se encargó a Golder elaborar un estudio medioambiental de referencia para cada una de las compañías de generación y distribución que eran privatizadas e identificar las medidas correctivas a ser emprendidas dentro de un periodo de dos años de la privatización. En el caso de los sitios asignados a ENSA en virtud de la privatización, Golder recomendó medidas correctivas cuyo costo estimado estaba entre los \$560.000 y \$ 935.000 USD, de los cuales, un alto porcentaje se relacionaba con las unidades de generación de sistemas aislados. En virtud del Contrato de compraventa, el gobierno panameño ha indemnizado a PDG contra el costo de cualquier medida correctiva adicional que podrían ser requerida por la ANAM o cualquier otra entidad gubernamental de Panamá con respecto a problemas que ocurrieron antes de la privatización.

Además de los gastos por las medidas correctivas, ENSA ha desarrollado e implementado su propio programa de actualización medioambiental y ha adoptado sus propias políticas de salud y seguridad medioambiental. En especial, la Compañía ha establecido procedimientos para el control de desechos peligrosos y la administración del petróleo, identificó y auditó las instalaciones de reciclaje locales, eliminó el uso de solventes clorados, implementó un programa de identificación, etiquetado y control de los bifenilos policlorados o PCB y expandió las instalaciones para el almacenamiento de desechos peligrosos. Además, ENSA contrato a una compañía francesa para embalar y transportar los materiales que contengan PCB hasta Francia para su tratamiento y eliminación final.

Debido a que el informe de Golder se basó en visitas al sitio que cubrieron únicamente una parte de los activos de ENSA, PDG encargó a Environmental Consulting and Technology, Inc., o ECT, para que llevara a cabo un estudio de referencia más integral que implicara evaluaciones medioambientales del sitio para todas las ubicaciones de la Compañía. ENSA proporcionó a la ANAM una copia de los datos de muestras de las visitas de ECT al sitio que identificaban datos una contaminación y riesgo por petróleo y PCB de modo que la ANAM pudiera determinar las acciones a llevarse a cabo. Si bien ENSA no recibió ningún aviso de parte de la ANAM de ningún requisito de esfuerzos de recuperación adicionales, cualquiera de dichos requisitos relacionados con la contaminación del sitio existente antes de la privatización podría ser objeto de disposiciones de indemnización en virtud del Contrato de compraventa.



La Compañía se somete a auditorías medioambientales periódicas que son realizadas por el consultor ITS y el funcionario medioambiental y personas relacionado de ENSA en sus unidades de operación. Actualmente, ENSA presentó ante la Autoridad Nacional Medioambiental de Panamá (ANAM) tres (3) programas de cumplimiento y administración medioambiental (PAMA) que fueron enviados voluntariamente a la ANAM. En 2011, la Administración de la Autoridad Nacional Medioambiental de Panamá emitió la Resolución N.º 007 - PAMA DIPROCA de 2011 que aprueba uno (1) de los tres programas de cumplimiento y administración medioambiental presentados ante la ANAM. ENSA espera que esta autoridad estatal apruebe las otras dos PAMA presentadas.



## Procedimientos legales

*Como resultado de la actividad comercial normal, la Compañía está, o podría verse involucrada en demandas por asuntos tributarios, laborales, civiles y reglamentarios ante distintos Tribunales, comisiones reguladoras y agencias gubernamentales. La Compañía reconoce una provisión cuando es probable que se haya incurrido en una responsabilidad y el monto de pérdida asociado puede ser calculado razonablemente. La Compañía no era capaz de predecir el resultado final de los distintos procesos judiciales, pero luego de considerar estas provisiones no se espera que el resultado final de estos procesos tengan un efecto importante en las consideraciones financieras o en los resultados operativos de la Compañía.*

Al 31 de diciembre de 2011, ENSA reservó el monto de \$78.610 USD (2010: \$173.110 USD), para cubrir las pérdidas posibles que resulten de reclamos de terceros. Estas reservas están representadas en el balance general como "Reservas para contingencias". Los siguientes casos son los más representativos:

- Demanda por daños civiles por \$15 millones de la familia de Adonis Guardia, en contra de ENSA, Ovidio Solís y Mark Bracamaya por el fallecimiento del Sr. Adonis Guardia, basada en una sentencia que determinaba la responsabilidad penal de 2 empleados de ENSA. El deducible del seguro ha sido pagado y la cultura es suficiente para pagar cualquier resultado en contra de ENSA (Exp. 125-12)
- Procedimientos civiles por daños por \$3 millones USD presentada por Inversiones Chugani, S. A., en contra de ENSA, por daños debido a la conexión eléctrica para personas que invadieron su propiedad (Exp. 64060-10)
- Demanda en lo contencioso-administrativo presentado por la Autoridad del Canal de Panamá, con la finalidad de declarar nula la Resolución N.º JD ilegal-2840 del 22 de junio de 2001, por la cual la ASEP resuelve la apelación presentada por ENSA en contra de la Resolución N.º JD-2757 del 22 de abril de 2001 en relación con el derecho de DISCO de recibir una cuota por el uso de su red (ENSA contra ACP, arbitraje/cargos por transmisión) (Exp. 485-01)
- Procedimientos civiles por daños por \$6 millones USD presentada por Electrical Technology, en contra de ENSA, por daños debido a la rescisión unilateral del contrato N.º SGG-UC-6525-2003 (Exp. 440-04)
- Procedimientos civiles por daños por \$650.000 USD presentada por Electrical Technology, en contra de ENSA, por daños debido a la rescisión unilateral del contrato N.º SGG-UC-6509-2003 (Exp. 424-03)
- Demanda civil por daños por \$611.55 USD presentada por Sistemas del Istmo en contra de ENSA, debido a daños causados por la rescisión de dos contratos de servicio de cobranza y de servicio al cliente. Actualmente ya existe una sentencia de primera instancia a favor de ENSA (expediente 80863-10)





La ASEP a través de la Resolución AN N.º 3473-Elec del 7 de mayo de 2010, enmendó la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2006, que contiene el Título IV del régimen tarifario de distribución y comercialización, el cual, de acuerdo con el Artículo N.º 22, faculta a la ASEP para revisar al final de cada periodo tarifario, el ingreso máximo permitido en comparación con el ingreso real recibido, con el fin de determinar si las variaciones se encuentran dentro de márgenes razonables. Esta revisión no toma en consideración las variaciones en las ventas, la cantidad y/o tipo de clientes, y/o los costos de entrada o de mano de obra, que sean diferentes de los que están reflejados por el Índice de Precios al Consumidor (IPC) de la Oficina General de Contraloría de Panamá. Si bien el procedimiento para calcular y ajustar cualquier posible exceso que aún no haya sido definido y establecido por la ASEP, la posesión de ENSA, es que al 31 de diciembre de 2011, no existe ninguna pérdida fortuita a ser registrada en los estados financieros como consecuencia de esta Resolución. Esta conclusión se basa en: i) un resultado final que aún está en proceso ante la Corte Suprema de Justicia relacionado con la apelación de este Artículo por parte de otra compañía de distribución de electricidad, ii) en caso de que la autoridad reguladora apruebe la resolución para ajustar el exceso no razonable, la Compañía tiene el derecho de apelar ante la Corte Suprema de Justicia que es un órgano independiente y la última instancia para decidir sobre este asunto particular; iii) no existe un procedimiento escrito o aprobado para el cálculo y el ajuste que podría ser considerado por el regulador como un exceso no razonable, por lo tanto cualquier cálculo sería altamente subjetivo. Una resolución desfavorable a este efecto podría tener un impacto negativo en los estados financieros de la Compañía. A pesar de lo citado anteriormente, la Resolución AN-3574-Elec con fecha 25 de junio de 2010, en la que el "ingreso máximo permitido" fue aprobado para el periodo tarifario desde julio de 2010 hasta junio de 2014, no contiene los ajustes relacionados con el periodo tarifario anterior (julio de 2006 a junio de 2010).

### **Renegociación de la concesión**

El contrato de concesión vigente de ENSA expirará en octubre de 2013. Formulas de tarifas se revisan cada cuatro años antes del reajuste del componente de Ingreso Máximo Permitido (MAI, por sus siglas en inglés) de la tarifa. Durante el proceso de renovación del contrato de concesión, todos los términos del contrato, incluyendo la fórmula de tarifas, son evaluados por cambios potenciales. Este proceso de renegociación también incluye una licitación pública obligatoria para la participación de EPM en la Compañía.

La ASEP ha exigido a una firma consultora y a un banco de inversión a que la aconsejen sobre el proceso de renovación del contrato de concesión.

La revisión de parte de los consultores es dividida en dos etapas: la primera etapa implica una revisión técnica para evaluar los posibles cambios en los requisitos del contrato de concesión, incluidos los diferentes indicadores estándar de calidad, los límites de la zona de concesión / áreas de influencia por expansión potencial, y la calculación de ingreso autorizado máximo.

Una vez completada, la ASEP presenta sus cambios recomendados en los contratos de concesión en una audiencia pública. Después de que ENSA y las otras compañías de distribución tengan la oportunidad de responder, el regulador establecerá los términos que regirán el nuevo contrato de concesión. ENSA recibió los nuevos términos propuestos por la ASEP en octubre y tiene la intención de presentar sus observaciones antes del 15 de noviembre de 2012. Para facilitar su respuesta al regulador, ENSA ha contratado a la firma consultora argentina SIGLA para tomar como referencia las mejores prácticas entre los servicios de América Latina y evaluar el impacto de las modificaciones potenciales de los términos del contrato de concesión.



La segunda etapa se relaciona con la valuación del contrato y los elementos legales. La fase del trabajo de los consultores ASEP incluirá un análisis de riesgo de la industria de distribución de energía de Panamá, así como también un estudio de la manera en que los diferentes cambios potenciales en el contrato de concesión pueden impactar el precio de las acciones de ENSA y de aceptar algunos de los cambios propuestos o no. La compañía espera que los términos del contrato se finalicen en enero de 2013.



Junto con sus consultores, ENSA ha identificado los siguientes puntos que podrían ser ajustados en el nuevo contrato de concesión:

- **Ajustes al cálculo del componente tarifario del MAI:** La Compañía y sus consultores consideran de que es probable de que el regulador proponga un cambio parcial en la metodología utilizada para calcular el MAI. Los cambios propuestos en este respecto podrían tomar la forma de
  - una reducción en la OPEX permitida de ENSA con la finalidad de reducir la diferencia entre la OPEX actual de ENSA y el monto de la OPEX prevista incluido en el MAI, o bien;
  - un cambio en cómo el regulador utiliza el Costo de capital promedio ponderado supuesto por ENSA para llegar a la tasa de rentabilidad permitida. La fórmula actual que se basa en la Ley de electricidad de 1997, estipula que la tasa de rentabilidad permitida debe estar dentro de un rango del 2% del rendimiento promedio de un bono del tesoro estadounidense de 30 años del año precedente al establecimiento de la tarifa, más una prima de riesgo del 8%. Este segundo cambio requiere de un cambio en la Ley 6 de 1997.
- **Estándares de calidad más rigurosos:** El Contrato de concesión establece estándares de calidad del servicio que las distribuidoras de electricidad deben cumplir por lo contrario enfrentan una multa basada en el grado en el cual la compañía tiene un menor desempeño. Históricamente la compañía se ha desempeñado dentro de los límites reglamentarios establecidos. Como resultado, ENSA y sus consultores consideran que existe un gran riesgo de que la ASEP establecerá estándares regulatorios más eficiente. Los cambios propuestos en este respecto podrían tomar la forma de:
  - cambios en la duración de interrupciones permitidas por cliente (SAIDI) o la frecuencia de interrupciones permitidas por cliente (SAIFI).
  - ajustes a los tipos de interrupciones del servicio incluidos en o excluidos de los cálculos de SAIDI y SAIFI.
  - aumentos en las multas resultantes por bajo desempeño con respecto a los indicadores de calidad
  - la introducción de nuevos indicadores de calidad
- **Modificaciones a la zona de concesión de ENSA:** La ASEP Podría tratar de ajustar los límites de la zona de concesión de modo que exija a ENSA conectar comunidades adicionales y unidades de vivienda a su propia cuenta y gasto
- **Aumentar el porcentaje permitido de pérdidas de energía:** Durante los últimos tres periodos tarifarios, el porcentaje de pérdidas reconocidas han variado entre un 8,2% y un 8,4%. Estos niveles fueron derivados en función de las observaciones de las mejores prácticas entre los servicios públicos estadounidenses. Tal como se analizó previamente, las pérdidas reales de ENSA se han estabilizado por encima de este nivel, con pérdidas de un 10% observadas en 2011. Durante los últimos cuatro años, ENSA ha invertido aproximadamente \$12,4 millones USD destinados a la reducción de las pérdidas no técnicas. A pesar de esto, existen áreas del país, como los vecindarios pobres de Colón, donde las altas tasas de criminalidad y las presiones socioeconómicas dificultan a reducir aún más las pérdidas no técnicas. Como punto de comparación, las pérdidas en la ciudad de Colón son de aproximadamente un 16% en comparación con el 8% aproximado de la ciudad de Panamá. Considerando que el contexto social es una situación de fuerza mayor más allá del control de ENSA, la Compañía solicitará que el porcentaje de pérdidas permitidas incluidas en las tarifas se establezcan al menos a un 9,8%. ENSA apoyará esta solicitud con la evaluación comparativa de otras distribuidoras de electricidad latinoamericanas, como las brasileñas, que operan redes de distribución en áreas con condiciones socioeconómicas similares
- **Reducción en el tamaño de las muestras para la verificación de los medidores y para la medición de voltaje:** Se requiere que ENSA verifique el 100% de sus medidores electromecánicos cada 10 años y los medidores electrónicos cada 7,5 años. La medición del voltaje actualmente requiere de una muestra del 1% de los clientes a los que se presta servicio por semestre. Este requisito no corresponde a ningún criterio estadístico. ENSA propondrá que se utilice una muestra estadística en lugar de una observación del 100% en lo que respecta a la verificación de voltaje y de los medidores



Mientras algunos de los cambios potenciales pueden tener un impacto negativo en la capacidad de ENSA de mantener el crecimiento de las ganancias, otros presentan oportunidades para que ENSA logre asignaciones adicionales de parte del regulador. Históricamente, los ajustes a la fórmula de tarifas cada cuatro años reducen levemente el crecimiento de las ganancias de la Compañía durante el primer año. Después, el crecimiento de la Compañía está dictado una vez más principalmente por el número de las cuentas de clientes, el monto de la demanda de energía y la mejora relativa en la eficiencia operativa. ENSA incorpora los cambios potenciales a la fórmula de tarifas y otros cambios que resulten del proceso de renovación en su plan de negocios en base a su probabilidad.

Además de la renegociación de los términos del contrato, se requiere que la ASEP convoque un proceso de licitación competitiva por el 51 % de las acciones de la Compañía actualmente en poder de EPM un año antes de la finalización del contrato de concesión. Este proceso es administrado por un banco de inversión. EPM puede participar en este proceso. Si la oferta de EPM es igual o superior al precio más alto ofrecido por un tercer postor, EPM retendrá la propiedad del 51 % del bloque de las acciones durante un período adicional de 15 años sin pagar ningún monto adicional al Gobierno. Si un tercer postor ofrece un precio mayor para la participación de EPM, entonces ese 51 % del bloque de acciones será otorgado a mejor postor y EPM recibirá la totalidad de los importes de la venta. Solamente los operadores precalificados serán invitados a participar. Los patrocinadores financieros no serán invitados al proceso de licitación.



## Section 10

Descripción general de la industria de electricidad panameña



# Descripción general de la industria

## Introducción al uso de la electricidad panameña

Panamá tiene un sistema mixto de electricidad hidrotérmica con una capacidad de generación instalada actual de aproximadamente 2145 MW (50% hidroeléctrica y 50% termoeléctrica), con una demanda máxima de 1286 MW, abasteciendo a aproximadamente a 841.000 clientes en el 2011, un aumento de aproximadamente 30.000 clientes del promedio del 2010. En 2011, con una hidrología promedio, aproximadamente el 55% de la generación de salida bruta provino de la capacidad hidroeléctrica. Más del 38% de la capacidad de generación está ubicada en la parte oeste del país, cerca de la frontera con Costa Rica, que es donde están ubicados la mayoría de los recursos hidroeléctricos panameños. Una línea de transmisión de 430 kilómetros vincula estas plantas al centro de carga ubicado en el corredor ciudad de Panamá/Colón. Las plantas de generación térmica de Panamá actualmente dependen del petróleo importado, aunque actualmente está evaluando la posibilidad de utilizar gas natural y/o carbón proveniente de Colombia para abastecer al mercado de electricidad panameño.

El sistema eléctrico de Panamá está interconectado con el de Costa Rica, y existen planes para aumentar los intercambios energéticos regionales para establecer lo que se conoce como el sistema de interconexión centromericano, el Sistema de Interconexión de los Países de América Central o SIEPAC. Las compañías de distribución eléctrica panameñas no se ven afectadas por la interconectividad de SIEPAC debido a que el 100% de los costos por compra de electricidad son transferidos a los clientes regulados.

Desde el 2002, las ventas de electricidad han tenido un crecimiento promedio de aproximadamente 5,3% anual y en el 2011 totalizaron 6600 MW, de los cuales 32% en residencial, 42% es comercial, 7% es industrial, 14% es utilizado por el sector público incluyendo el alumbrado público y 5% es del consumo de clientes no regulados. Esto equivale a una tasa de consumo mensual de aproximadamente 654 kWh por cliente (231 kWh únicamente de los clientes residenciales). De acuerdo con la Contraloría General de Panamá en el 2010 más del 87% de la población fue abastecida de electricidad, incluyendo aproximadamente un 1,7% suministrados por sistemas aislados en la región de Darién entre la ciudad de Panamá y la frontera colombiana y en otras áreas remotas (el archipiélago de Las Perlas y las islas de San Blas).

## Entidades reguladoras

Las organizaciones que participan en la regulación del sector de electricidad en Panamá son:

La Secretaría de Energía, que establece las políticas del gobierno panameño para el sector energético. Con el fin de garantizar la seguridad del suministro, una matriz energética más variada y limpia con recursos renovables, el uso racional y eficiente de recursos y de energía de una manera sustentable. Dichas políticas están formuladas en colaboración con otras agencias gubernamentales, como el Ente Regulador de Servicios Públicos y la unidad de planificación de ETESA.



El Ente Regulador de Servicios Públicos (o ASEP, cuyo nombre cambio en abril de 2006 a Autoridad Nacional de los Servicios Públicos). El Ente Regulador de Servicios Públicos, regula las actividades de generación, transmisión, interconexión y distribución de electricidad en el sector de energía eléctrica; aprueba los programas de generación y transmisión; y fomenta la competencia entre las distintas áreas del sector energético de modo que se proporcionen servicios energéticos económicamente eficientes y de alta calidad. Sus responsabilidades incluyen: (i) evaluar la eficiencia de los servicios suministrados; (ii) establecer la estructura tarifaria de los servicios; (iii) establecer la estructura tarifaria para el acceso a y el uso de las redes y los cargos de despacho; (iv) clasificar qué consumidores de electricidad están sujetos a la regulación tarifaria; y (v) determinar las reglas para la planificación y coordinación del Sistema Nacional Interconectado.

Unidad de Planificación de ETESA (ETESA Planning Unit). La unidad de planificación de ETESA es una unidad administrativa especial de ETESA y es responsable del Plan Nacional de Energía y de los Planes Nacionales de Expansión de Referencia. La unidad de planificación de ETESA también es responsable de pronosticar los requisitos totales de energía de Panamá y determinar las formas para satisfacer dichos requisitos de energía, inclusive desarrollar fuentes de energía alternativas y establecer programas para conservar y optimizar el uso de la energía. Se requiere que las compañías de servicios públicos preparen y presenten ante la unidad de planificación de ETESA los planes comerciales. ETESA colabora con ENSA en la administración del proceso licitatorio, las negociaciones contractuales y demás funciones administrativas y entrega una PPA a ENSA para su revisión y confirmación.

Centro Nacional de Despacho (National Dispatch Center o CND). El CND está operado por ETESA. El CND es responsable de la planificación, supervisión y control de la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional y de garantizar su operación segura y confiable. El CND también es responsable de (i) coordinar la operación del Sistema Interconectado Nacional con los centros de despacho regionales; (ii) compilar la información y definir los programas de generación de cada generadora; (iii) recibir ofertas de las generadoras que participan en el mercado de intercambio energético; (iv) desarrollar pronósticos de las demandas diarias y administrar el despacho; (v) determinar los precios al contado por hora de la energía en el mercado de intercambio y los montos de electricidad vendida; (vi) administrar la red de transmisión y los servicios auxiliares requeridos para la operación adecuada del Sistema Interconectado Nacional; y (vii) proporcionar los valores de liquidación de manera mensual en lo que respecta a la división de energía entre las proveedoras y las productoras.

La Oficina de Electrificación Rural (OER) es responsable de fomentar la electrificación de las áreas donde no se prestan servicios, que no son rentables y no están concesionadas.

## **Historial**

Antes de la privatización de 1998 de los sectores de generación y distribución panameños, el sector de electricidad en Panamá se encontraba bajo la administración de un servicio público eléctrico integrado de propiedad gubernamental, el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación, o IRHE. El IRHE fue creado en 1961, en principio para prestar servicios en áreas donde las empresas privadas de servicios públicos existentes no lo hacían, con el fin de fomentar el desarrollo de servicios eléctricos en Panamá.



Posteriormente, el IRHE gradualmente tomó el control de los activos y las operaciones de las empresas privadas de servicios públicos. Empezando a mediados de la década de los años 70, el mismo expandió de manera significativa la capacidad del sistema con la puesta en servicio de nuevas plantas hidroeléctricas, especialmente en el oeste de Panamá, e introdujo un centro nacional de despacho para optimizar la operación del sistema y permitir el intercambio de electricidad con la Comisión del Canal de Panamá y los demás países centroamericanos.

El hecho de volver a introducir capital privado dentro del sector siguió a la promulgación en 1995 de la legislación que permitía la generación privada de electricidad. Esto fue seguido en enero de 1996 por la Ley de la agencia reguladora de servicios públicos, y en febrero de 1997 por la Ley electricidad de 1997. En febrero de 1998 se realizaron modificaciones a la Ley de electricidad de 1997, en virtud del Decreto Ley N.º 10 del 26 de febrero de 1998, y los reglamentos auxiliares fueron introducidos por un decreto presidencial de la forma del Decreto Ejecutivo N.º 22 del 19 de junio de 1998.

En 1998, el gobierno panameño dividió los activos en las operaciones del IRHE, excepto la transmisión, en cuatro compañías de generación y tres compañías de distribución para los fines de la privatización. En setiembre de 1998 el 51% del capital accionario de las compañías de distribución, incluyendo Elektra, fueron vendidos por el gobierno panameño. A esto le siguió la venta del 49% del capital accionario de las compañías de generación hidroeléctrica y térmica y del 51% del capital accionario de la principal compañía de generación térmica, que ocurrió en noviembre de 1998. En virtud de los parámetros establecidos por el gobierno panameño, al menos el 25% de cada consorcio licitatorio debería estar en posesión, ya sea directa o a través de una afiliada, de una compañía con el nivel requerido de experiencia en generación o distribución. En el caso de la generación esto incluía tener una base patrimonial de al menos \$500 millones USD, más de cinco años de experiencia en generación y controlar una capacidad de generación de por lo menos 500 MW. En el caso de la distribución, incluía una base patrimonial mínima de \$250 millones USD, más de tres años de experiencia en distribución y por lo menos 350.000 clientes de distribución. En cada caso, la base patrimonial mínima podría incluir la de los demás miembros del consorcio proporcionalmente con su capital accionario. Los resultados de estas privatizaciones fueron los siguientes:

### Privatización de los negocios de distribución y generación de IRHE

#### Distribución

Compañía	Ventas por unidad (GWh) de 1997	clientes de 1997	% vendido	Monto licitado <sup>(a)</sup> (\$)	Comprador (inversionistas principales)
Metro Oeste y EDE Chiriquí	1,993.0	260,066.0	51.0	212.0	Unión Fenosa
Elektra	1,282.0	166,375.0	51.0	89.0	Grupo de distribución en Panamá (Constellation)

(a) \$ en millones, excluyendo los ajustes posteriores a la licitación.  
Fuente: Información de compañía





### Generación

<b>Empresa</b>	<b>Tipo</b>	<b>Capacidad instalada (MW)</b>	<b>% vendido</b>	<b>Monto licitado<sup>(a)</sup> (\$)</b>	<b>Comprador (inversionistas principales)</b>
EGE Fortuna	Energía hidroeléctrica	300.0	49.0	118.0	Americas Generation Group (Coastal/Hydro-Quebec)
EGE Bahía Las Minas	Energía térmica	253.0	51.0	92.0	Enron
EGE Chiriquí y EGE Bayano	Energía hidrotérmica	283.0	49.0	92.0	AES

(a) \$ en millones  
Fuente: Información de compañía

Doce meses antes de la fecha de privatización, el gobierno reservó un 10% de las acciones de las compañías privatizadas para venderlas a los empleados con un descuento del 6% con respecto al precio de privatización. En virtud de la Ley de electricidad de 1997, el gobierno puede vender sus acciones restantes mediante una subasta pública o través de una bolsa de valores, en cada caso sujeto a, que cada comprador esté limitado a la petición de no más del 5% de la compañía en cuestión.



## La ASEP

Establecida en virtud de la Ley de la agencia reguladora de servicios públicos de 1996, la ASEP es una agencia gubernamental independiente cuya responsabilidad es la regulación del agua, las telecomunicaciones, la electricidad y el gas natural. El Decreto Ley N.º 10 del 22 de febrero de 2006, reestructuró y renombró la ASEP y, a partir del 25 de abril de 2006, en la actualidad se conoce como la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP). La ASEP tiene las mismas responsabilidades y funciones que tenía la ERSP, pero cuenta con un Administrador general y un Director ejecutivo, cada uno es designado por el Presidente de Panamá y ratificado por el Congreso Nacional, y cuenta con tres Directores nacionales que se encuentran bajo la autoridad del Administrador general: uno para el sector de electricidad y agua, uno para el sector de telecomunicaciones y uno para el sector de servicio al cliente. Los Directores nacionales son responsables de emitir resoluciones relacionadas con sus respectivas industrias, y las apelaciones respecto de estas resoluciones son presentadas ante el Administrador general en carácter de etapa final del proceso administrativo.

Las responsabilidades de la ASEP incluyen:

- Garantizar el cumplimiento de las leyes de los reglamentos del sector y la aplicación de sanciones;
- Emitir concesiones y licencias;
- Monitorear los estándares de calidad del servicio;
- Verificar el cumplimiento de los objetivos de expansión y mejora del sistema según lo exigido por la ley, reglamento o en virtud de los términos de las concesiones o licencias específicas;
- Fomentar la competencia e investigar las prácticas monopolistas o anticompetitivas;
- Determinar los criterios de eficiencia para evaluar el desempeño de las compañías reguladas;
- Establecer los principios y las metodologías para la regulación tarifaria;
- Determinar la información que proporcionarán los proveedores de servicios públicos;
- Arbitrar los conflictos entre las operadoras, agencias gubernamentales, municipalidades y consumidores; y
- Autorizar la expropiación territorial y los derechos de paso para la expansión del servicio.

La ASEP cuenta con financiamiento proveniente de distintas fuentes, inclusive una cuota pagadera por todos los proveedores de servicios de electricidad. Esta cuota, que es pagadera mensualmente y no es recuperable a partir de los consumidores, no podrá superar una base anual del 1% de los ingresos brutos del sector del año precedente. En una compañía individual el porcentaje correspondiente es aplicado a los ingresos de los clientes regulados y no regulados menos los montos pagados por la compañía a otros proveedores de servicios para cubrir los costos de compra y transmisión de la energía. La cuota para 2009, 2010 y 2011, fue establecida en 0,49%, 0,47% y 0,59%, respectivamente. En 2012, esta cuota fue establecida en 0,73%.



## La ley de electricidad de 1997

La ley de electricidad en 1997 fue introducida con el fin de mejorar las eficiencias operativas, alcanzar una calidad de servicio confiable, mejorar una buena calidad de suministro fomentando la competencia y la participación del sector privado y mantener el costo del servicio a precios razonables. Las disposiciones principales incluyen:

- Establecer la Comisión de Política Energética (Secretaría de Energía, denominada previamente Comisión de Política Energética) cuya responsabilidad es desarrollar una política energética.
- Definir los deberes y las obligaciones de los proveedores del servicio de electricidad, incluyendo el suministro continuo y proporcionar un acceso abierto a la transmisión y distribución
- Dividir las operaciones de generación, transmisión y distribución de IRHE en compañías separadas y establecer los requisitos para la separación de la administración y contabilidad de las actividades de generación, transmisión y distribución.
- Restringir la participación de las compañías de distribución en la generación y la transmisión, y de las compañías de generación en el control de las compañías de distribución
- Establecer los procedimientos para la privatización del sector que no sea ETESA, la compañía formada para mantener los activos de transmisión de IHRE, que debe permanecer como propiedad plena del estado.
- Establecer los procedimientos para otorgar las concesiones y las licencias sujetas a las limitaciones de la cuota de mercado de las generadoras y distribuidoras individuales
- Definir la función de ETESA los procedimientos para la administración de la central de despacho
- Estipular que los clientes grandes con demandados máximas superiores a 500 kW compren directamente de las generadoras y otros proveedores. Desde el 2005, la entidad reguladora redujo este límite a 100 kW
- Establecer los principios del establecimiento de las tarifas para los servicios con precios regulados

La Secretaría de Energía no tiene la autoridad para enmendar la Ley de electricidad de 1997 o para adoptar leyes o reglamentos adicionales que se relacionen con la industria de la electricidad. Sin embargo, la misma tiene la autoridad para iniciar, y poner a consideración del Congreso Nacional de Panamá, cambios en la legislación existente o la adopción de una nueva legislación que se relacione con la industria de la electricidad. Este primer paso y apoyo podría resultar en que el Congreso Nacional de Panamá enmiende la Ley de electricidad de 1997 o adopte una nueva legislación que se relacione con la industria de la electricidad. Además, la Sección ejecutiva también puede promover cambios legislativos.

## Concesiones y licencias

En virtud de la Ley de electricidad de 1997, las concesiones son obligatorias para la construcción y operación de plantas hidroeléctricas o geotérmicas y para la prestación de servicios de transmisión o distribución. Las concesiones son adjudicadas por la ASEP y tienen los siguientes límites de tiempo:

Generación hidroeléctrica y geotérmica	50 años
Transmisión	25 años
Distribución	15 años

Cuando una concesión de distribución alcanza el término de su plazo, se requiere que la ASEP lleve a cabo un proceso de licitación competitiva para la venta del 51% como mínimo de la participación accionaria de la compañía



que posee la concesión actual, después de lo cual es otorgada una nueva concesión de 15 años. El propietario de la participación accionaria puede participar de la licitación y únicamente se requerirá que venda (y transfiera el control de la concesión) si su precio es menor que el de otro oferente. En ausencia de una oferta mayor el propietario puede conservar las acciones sin realizar ningún pago. Si es superado por una mejor oferta, el propietario recibe los ingresos y el oferente ganador toma el control de la concesión. Las plantas de generación térmica deben contar con una licencia de la ASEP pero no requieren de una concesión.

En virtud de su contrato de concesión, cada distribuidora tiene una zona de concesión definida dentro de la cual la misma tiene los derechos exclusivos para instalar, operar y ser propietaria una red de distribución y tiene la obligación de suministrar energía a los usuarios finales que no sean los clientes grandes que se excluyan del servicio en carácter de clientes regulados. Actualmente los clientes grandes están definidos como aquellos con demandas máximas (demandas pico) sobre una base de sitio por sitio que superan los 100 kW, y pueden elegir comprar la energía directamente de otras fuentes que incluyen a las generadoras, otras distribuidoras o del mercado al contado (*mercado ocasional o spot market*).

Aparte de ciertas secciones de la frontera entre Metro Oeste y Elektra en la ciudad de Panamá y el área del Canal, la zona de concesión de cada distribuidora se extiende por una distancia de entre 500 metros desde su red existente y desde cualquiera de las nuevas líneas que se están construyendo. Las distribuidoras están obligadas a prestar servicios a cualquier usuario final que se encuentre dentro de 100 metros de sus líneas existentes sobre la base de sus tarifas de conexión estándar. Se podrá requerir a cualquiera que se encuentre alejada de la red existente que realice una contribución para cubrir los costos adicionales de conexión basada en los montos por metro sujeto a la aprobación de la ASEP. Además de la zona de concesión, a cada distribuidora se le otorga una zona de influencia que se extiende hasta 3 kilómetros más allá de su zona de concesión.

Cuando aparecen nuevos proyectos de electrificación que se encuentran fuera de la zona de concesión, la ASEP otorga el derecho de prestación de servicios sobre una base de competitividad. Cuando esto sucede dentro de la zona de influencia, la competencia se lleva a cabo sobre la base de otorgar derechos preferenciales a la distribuidora existente. En el caso de los proyectos de electrificación rural apoyados con subsidios provenientes de la Oficina de Electrificación Rural, u OER, la distribuidora más cercana tiene la primera opción para prestar el servicio cuando el mismo pueda obtenerse al menor costo mediante una extensión de una línea existente. De lo contrario, los proyectos son adjudicados mediante una oferta competitiva para el oferente que requiera el subsidio de menor envergadura.

En virtud de sus contratos de concesión, se requiere que las distribuidoras cumplan con los estándares y los requisitos técnicos establecidos por la ASEP y el CND, en particular con aquellos relacionados con los parámetros de calidad y fiabilidad del suministro y la atención al cliente, la lectura del medidor del cliente y la operación del sistema nacional integrado. Además, se requiere que las distribuidoras proporcionen el servicio de alumbrado público dentro del área de concesión de conformidad con los estándares definidos por la ASEP. En virtud de la Ley de electricidad de 1997, el costo de este servicio puede recuperarse de los consumidores finales proporcionalmente a su consumo.

Los contratos de concesión contienen cronogramas para lograr las mejoras en la calidad del servicio, la lectura de medidores y el alumbrado público. Si no se cumplen con los estándares requeridos, los clientes tienen derecho a un descuento/devolución de la tarifa a los niveles definidos por la ASEP. Los contratos de concesión también pueden imponer obligaciones para extender la continuidad del suministro dentro de sistemas aislados y completar los proyectos de electrificación rural designados.



Ninguna distribuidora y tampoco ninguno de sus accionistas podrán participar, directa o indirectamente, en el control de activos de generación con una capacidad total que represente más del 15% de la demanda total de sus clientes dentro de la zona de concesión. Dentro de este límite las distribuidoras solamente pueden participar en actividades de generación con la condición de que exista una separación adecuada de la administración y la contabilidad. Requisitos similares se aplican a la participación en la transmisión.



## Operación de sistema

La Ley de electricidad se establece que la operación del sistema y la administración del mercado mayorista esté a cargo del CND, una unidad dentro de ETESA con registros contables separados. El mercado mayorista consiste de contratos de mercados bilaterales entre operadoras para el suministro de capacidad y/o energía a precios competitivos a partir de procesos licitatorios; y un mercado al contado equilibrado con precios por hora (mercado ocasional) para liquidar transferencias de electricidad para capacidad y elegida no contratadas.

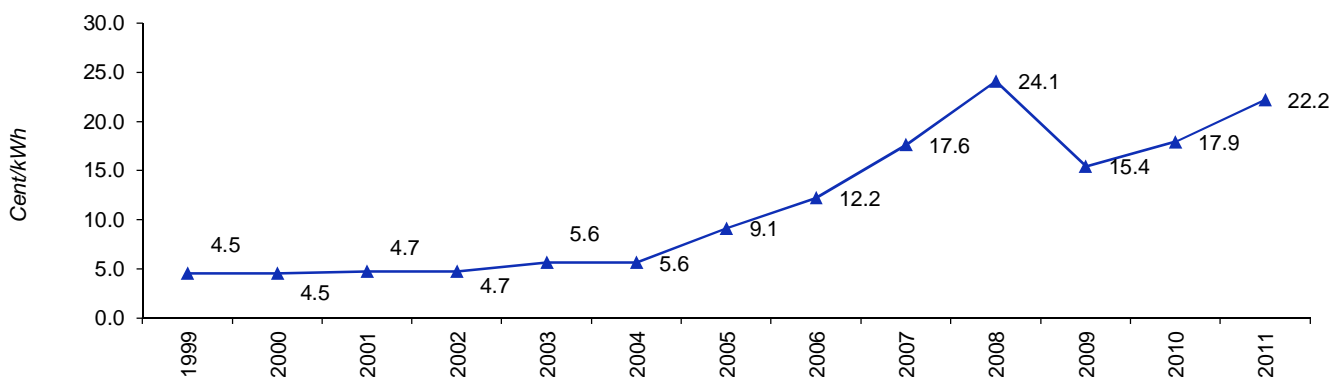
Se requiere que las distribuidoras obtengan contratos a largo plazo para cubrir los requisitos de capacidad de su base de clientes regulados y de la energía asociada. El monto de cobertura contractual requerida de basa en un análisis desglosado por mes que el CND envía a la ASEP cada año utilizando los pronósticos suministrados por las distribuidoras (Informe Indicativo de Demanda). El monto de cobertura contractual proporcionado por una generadora individual no podrá superar su propia capacidad firme y cualquier otra capacidad adquirida de otras generadoras en virtud al contrato de reserva. Para las plantas hidroeléctricas la capacidad firme esta acordada por el CND en base a las características de la planta después de tomar en consideración de los riesgos hidrológicos.

El CND despacha a las plantas por orden de mérito mediante referencia a sus costos variables sujeto a la protección del sistema, limitaciones operativas y reglamentaciones operacionales aprobadas por la ASEP (Reglamento de Operación), utilizando un modelo despacho que incorpora una programación dinámica estocástica para calcular el costo de oportunidad del agua. El precio al contado (ocasional) por hora se basa en el costo variable de la planta marginal despachada. Las pérdidas por transmisión son valoradas con el precio contratado promedio respectivo y son cargadas separadamente a las distribuidoras en función de los factores de pérdida correspondientes a sus puntos de conexión en la red de ETESA.

Las variaciones entre los volúmenes energéticos reales despachados y contratados de la generadora se liquidan a través del mercado al contado (mercado ocasional). Las plantas sin mérito despachadas por el CND con el fin de mantener la estabilidad del sistema en tiempo real (generación obligada) reciben un pago adicional para cubrir la diferencia entre los costos variables y el precio al contado (ocasional) por hora. Además, el CND es responsable de coordinar los servicios auxiliares y su remuneración a través de cargos adicionales al sistema.

A continuación se establecen los detalles del precio al contado promedio mensual en el mercado ocasional desde enero de 1999, excluyendo los costos de capacidad.

**Precio al contado (ocasional) promedio (solo energía) desde 1999 hasta 2011**



Fuente:



## Segmentos de la industria

### Generación

Actualmente, la capacidad de generación instalada en Panamá es de 2145 MW. Al principio, el sistema era en gran parte térmico pero gradualmente se volvió más mixto con la puesta en servicio de plantas hidroeléctricas en Bayano, La Estrella, Los Valles, Fortuna, entre 1976 y 1984, Estí en noviembre de 2002 y Chang I en 2011. Panamá tiene considerables recursos hidroeléctricos sin desarrollar con proyectos potenciales ya identificados que totalizan aproximadamente 2000 MW. A continuación se establece la composición de su actual capacidad de generación.

### Capacidad de generación del sistema interconectado en Panamá (diciembre 2011)

Capacidad de generación				
Planta	Capacidad efectiva máxima (MW)	La operación comenzó	Fecha de puesta en servicio	Propietario (inversionistas principales)
Fortuna	300.0	1984/1993	09/18/1998	Enel
Bayano	260.0	1976	09/18/1998	AES Panama
La Estrella	47.2	1979	09/18/1998	AES Panama
Los Valles	54.8	1979	09/18/1998	AES Panama
Estí	120.0	2003	nov-98	AES Panama
Chan	212.8	2011		AES Changuinola
Mini Chan	9.7	2011		AES Changuinola
Antón	4.3		10/04/2002	Hidro Panama, SA
Otros	72.5			
<b>Total energía hidroeléctrica</b>	<b>1,081.2</b>			
Bahía Las Minas				
BLM – 2	40.0	1968	12/14/1998	GDF Suez
BLM – 3	40.0	1970	12/14/1998	GDF Suez
BLM – 4	40.0	1973	12/14/1998	GDF Suez
Combined Cycle	160.0	1999	12/14/1998	GDF Suez
IDB	87.0	2008		GDF Suez
Pan Am	96.0	1998	07/19/1998	GENESUR y PERL
Petroeléctrica			04/24/1998	Petroeléctrica de Panama, SA
Copesa	44.0	1998	03/17/1998	Proquimsa
Ter Caribe	50.4	2009		N/D
Gena	152.7	2009		
Pedregal	54.0	2003	09/28/2001	INKIA, BWSC, CARIBBEAN FOUND
ACP	149.3			
Otros	150.4			
<b>Total energía térmica</b>	<b>1,063.8</b>			
<b>Total</b>	<b>2,145.0</b>			

Fuente: CND



La facultad de la Autoridad del Canal de Panamá, o APC, antiguamente la Comisión del Canal de Panamá, es principalmente satisfacer las necesidades del Canal de Panamá, pero en condiciones de un gran excedente hidrológico, la energía podría estar disponible para abastecer al sistema nacional.

En virtud de la ley de electricidad en 1997, no se otorgarán nuevas concesiones a las compañías generadoras si de ese modo las mismas representarían, directa o indirectamente, más del 25% del consumo nacional de electricidad. El porcentaje podría ser aumentado por el gobierno, sujeto al dictamen de la ASEP, cuando esté justificado por las condiciones de competitividad. A partir de noviembre de 2005 el porcentaje fue aumentado a 40%. Esta disposición no se aplica para las licencias de generación térmica.

La siguiente tabla establece la generación bruta y neta por tipo de generación en el sistema panameño para cada año a partir de 2008 hasta 2011.

#### Generación por tipo (GWh)

	2011	2010	2009	2008	Crecimiento anual (2008 – 2011)
<b>Energía hidroeléctrica</b>					
Generación bruta	3,751	3,983	3,614	3,336	4.0%
% sobre el total	50%	56%	55%	54%	
<b>Energía térmica</b>					
Generación bruta	3,738	3,100	2,992	2,871	9.2%
% sobre el total	50%	44%	45%	46%	
Generación bruta	7,489	7,083	6,605	6,207	6.5%
Consumo propio	15	17	8	7	27.0%
<b>Generación neta</b>	<b>7,474</b>	<b>7,066</b>	<b>6,598</b>	<b>6,199</b>	<b>6.4%</b>

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)



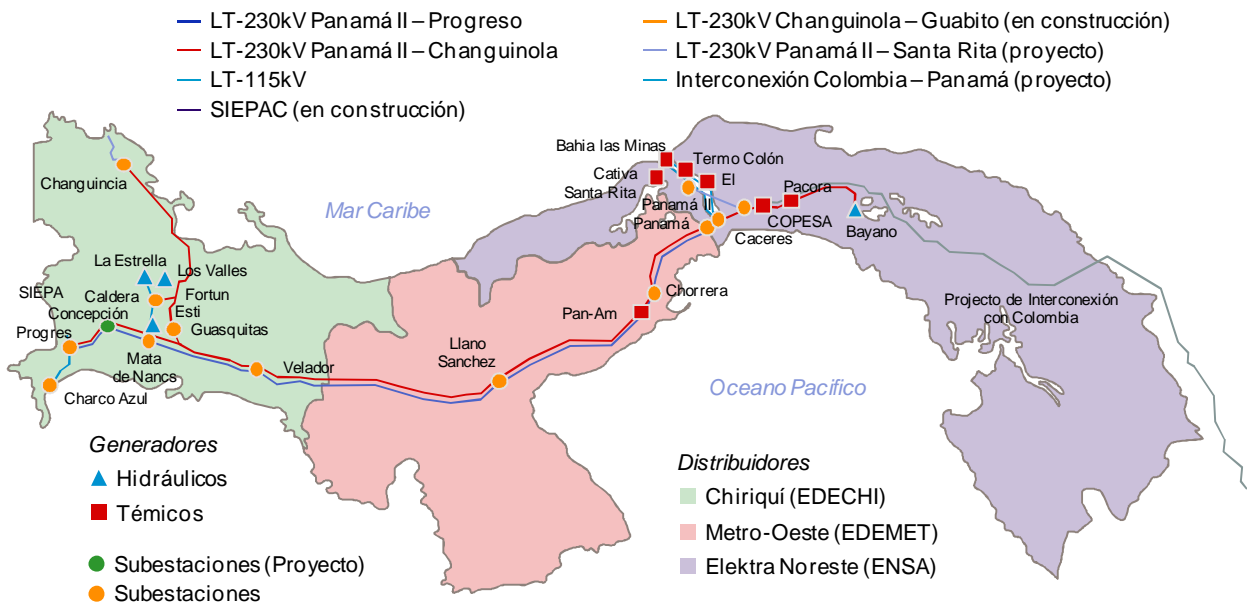


## Transmisión

A continuación se establece un mapa del sistema de transmisión de ETESA que muestra la ubicación las plantas de generación principales y las subestaciones.

En 2011, el sistema de transmisión de Panamá, consistía aproximadamente de 1083 kilómetros de líneas de 230kV de circuito único y doble que vinculaban a las instalaciones de generación principal con el centro de calidad del sistema en la ciudad de Panamá, 174 kilómetros de líneas de 115kV de circuito único y doble y un total de catorce subestaciones con una capacidad total de 1819 MVA.

### Sistema de transmisión



Fuente: ETESA

El sistema es propiedad y está operado por ETESA. En virtud de la Ley de electricidad en 1997, ETESA es responsable de elaborar un plan de expansión anual para el sistema interconectado de acuerdo con los estándares de calidad y fiabilidad y los objetivos de desarrollo establecidos por el Secretario de Energía. El plan se basa en las proyecciones de crecimiento esperado en la demanda y el consumo de energía para los próximos 20 años, el cual exige que los participantes del mercado envíen para el 30 de junio de cada año. El plan es obligatorio para los proyectos de Transmisión y un propósito indicativo para los proyectos de Generación. ETESA tiene la obligación de llevar a cabo todos los proyectos incluidos en el Plan de expansión de transmisión, según lo aprobado por la ASEP, y todos los trabajos de construcción relacionados de ser contratados en base a una licitación competitiva. La expansión de la red debe ser financiada por ETESA, sin embargo ETESA puede elegir si financia o no la conexión de generadoras o distribuidoras a la red de transmisión a cambio de una contribución reembolsable.



Las pérdidas de energía promedio en la transmisión durante el periodo que va desde 2008 a 2011, han sido las siguientes:

#### Pérdidas de energía promedio en la transmisión

Año	Pérdidas en la transmisión
2009	1.90%
2010	2.00%
2011	2.54%

Fuente: CND

El costo de las pérdidas en la transmisión es asignado directamente a las compañías de distribución sobre la base de los factores de pérdida que reflejan su ubicación en el sistema. Actualmente, casi el 82% de las pérdidas en la transmisión son cargadas a las compañías de distribución que realizan entregas en las subestaciones de la ciudad de Panamá y de Colón.

La Ley de electricidad de 1997 estipula el acceso abierto a la transmisión sujeto a una tarifa regulada de conexión y uso de las cargas del sistema. La tarifa actual, que fue aprobada por la ASEP permanecerá vigente hasta el 30 de junio de 2013.

Las tarifas de transmisión están diseñadas para cubrir el capital, los costos administrativos y operativos del sistema sobre una base económicamente eficiente con el fin de proporcionar una tasa de rentabilidad antes de los impuestos sobre los activos fijos netos prevista que se encuentre dentro de un rango de 2% por encima o por debajo de la rentabilidad promedio de un Bono del tesoro estadounidense de 30 años del año precedente al establecimiento de la tarifa, más una prima de riesgo del 7%. Para la tarifa inicial de 1998, la tasa de rentabilidad de transmisión se estableció en 13,45% basada en un 6,45% promedio para el Bono del tesoro estadounidense de 30 años. La tasa de rentabilidad del segundo periodo tarifario se estableció en 12,24%, 9,98% para el tercer periodo y para el periodo tarifario actual se estableció en 10,71%. Cada año dentro del periodo tarifario un tercio de los cargos de transmisión son ajustados por la inflación y revisados para saber si están en cumplimiento con los programas de inversión autorizados. Los retrasos en dichos programas de inversión resultarán en una reducción de los cargos de transmisión.

Los cargos de ETESA por el uso del sistema están diferenciados por zona y pueden ser positivos o negativos para cada zona dependiendo en la medida en que el usuario se encuentra cerca del centro de carga del sistema. Los cargos de generación son calculados sobre la base de su capacidad instalada para las compañías de distribución, y los cargos para los clientes grandes son determinadas mediante referencia a su demanda pico (demanda máxima).

Además, ETESA aplica cargos mensuales con el fin de cubrir los costos operativos del sistema, incluyendo la central de despacho y de hidrometeorología. Actualmente los mismos están establecidos a \$0,1681/kW para las generadoras y \$0,2521/kW para las distribuidoras y los clientes grandes.



## Distribución

Después de la privatización de las operaciones de distribución de IRHE y las modificaciones corporativas posteriores, la red de distribución panameña fue dividida entre Elektra (ENSA) y otras dos compañías bajo administración común, Metro Oeste y Empresa de Distribución Chiriquí S.A., o EDE Chiriquí. Metro Oeste se encarga del lado oeste de la ciudad de Panamá y la región central del país y EDE Chiriquí se encarga del área cercana a la frontera con Costa Rica. La siguiente tabla contiene mayores detalles sobre la cantidad de clientes y la matriz de negocios.

Generación por tipo (GWh) de 2011

Distribuidor	Clientes a diciembre de 2011	Cuota de mercado	Ventas por unidad (GWh)	Consumo suministrado		
				Alta tensión	Media tensión	Baja tensión
Metro Oeste	369,577	43.9	3,344	0.00%	24.48%	75.52%
EDE Chiriquí	111,352	13.2	540	0.40%	22.70%	76.89%
ENSA	360,481	42.8	2,716	9.54%	21.98%	68.48%
<b>Total</b>	<b>841,410</b>	<b>100.0</b>	<b>6,600</b>			

Nota: El alumbrado público está incluido en el consumo de la Baja tensión; incluye la energía de transmisión (wheeling energy).

Fuente: ASEP y CND

## Demanda

El pico máximo de demanda del sistema panameño en 2011 fue de 1286 MW. Se calcula que en 2011, el factor de carga promedio del sistema, incluyendo las pérdidas de la transmisión, ha sido aproximadamente de 66,5%. A continuación se indica una tabla que muestra el desarrollo de la demanda máxima anual del sistema desde 2009 hasta 2011.

Demanda (MW)

	2011	2010	2009
Demanda máxima (MW)	1,286	1,222	1,154
Crecimiento anual	5.24%	5.93%	8.43%

Fuente: ASEP y CND

## Consumo

En 2011, las ventas de electricidad a los consumidores finales panameños fueron de 6600 GWh, lo que corresponde a un aumento del 5,9% con respecto al 2010. Durante los últimos dos años el crecimiento de las ventas han tenido un promedio de 6,5% anual en comparación con el 7,3% de crecimiento anual promedio del PIB. El más reciente *Informe Indicativo de Demanda* publicado por el CND, pronostica un crecimiento anual promedio en las ventas de 4,9%, para el periodo 2012/2017

Crecimiento de la demanda de electricidad en comparación con el crecimiento del PIB

	2011	2010	2009	Crecimiento anual promedio
Crecimiento del consumo	5.89%	8.62%	5.05%	6.51%
Crecimiento del PIB	10.60%	7.61%	3.86%	7.32%

Fuente: ASEP y CND



La tabla a continuación muestra las ventas de electricidad por categoría de cliente (GWh):

**Ventas a los usuarios finales por categoría de cliente (GWh):**

	2011	2010	2009	Crecimiento anual promedio
Residencial	2,084	1,974	1,802	8.16%
Comercial	2,804	2,614	2,470	4.32%
Industrial	470	471	525	0.01%
Gobierno	769	750	732	3.36%
Alumbrado público	136	132	129	2.85%
Ventas por bloque [manzana] (transmisión)	337	292	81	83.85%
<b>Total</b>	<b>6,600</b>	<b>6,233</b>	<b>5,738</b>	<b>6.51%</b>

Fuente: Secretario de Energía

La tabla a continuación muestra la cantidad de usuarios finales por categoría de clientes durante el mismo periodo:

**Cantidad de usuarios finales por categoría de cliente**

	2011	2010	2009	Crecimiento anual promedio
Residencial	751,034	724,976	704,869	3.34%
Comercial	78,693	74,889	71,685	3.18%
Industrial	1,614	1,614	1,595	2.82%
Gobierno	10,069	9,730	9,191	5.13%
<b>Total</b>	<b>841,410</b>	<b>811,208</b>		<b>3.35%</b>

Fuente: Secretario de Energía

La tabla a continuación resume el saldo de energía de la industria de electricidad panameña para el periodo 2009/2011:

**Descripción general de la energía suministrada (GWh)**

Año	Generación neta	Intercambio internacional neto	Otro tipo de generación	Energía suministrada a la red	Pérdidas		Ventas a los usuarios finales
					Transmisión	Distribución	
2009	6,598	30	103	6,731	1.90%	13.13%	5,738
2010	7,066	-32	168	7,202	2.00%	11.74%	6,233
2011	7,474	-64	176	7,587	2.54%	10.79%	6,600



## Interconexiones internacionales

Panamá tiene contratos con compañías de electricidad de Costa Rica (Instituto Costarricense de Electricidad), Nicaragua (Empresa Nicaragüense de Electricidad) y Honduras (Empresa Nacional de Energía Eléctrica) para el intercambio de electricidad utilizando el vínculo de 230 kV existente entre Progreso en Panamá y Río Claro en Costa Rica. La siguiente tabla resume la actividad de importación y exportación desde 2009 hasta 2011.

**Importaciones y exportaciones de energía (GWh)**

Año	Generación neta	Importaciones	% de generación neta	Exportaciones	% de generación neta
2009	6,597.59	64.32	1.00%	94.48	1.40%
2010	7,066.20	70.74	1.00%	38.85	0.50%
2011	7,474.10	72.20	1.00%	8.13	1.00%

Las compañías generadoras pueden celebrar contratos de importación y exportación con contrapartes de otros países sujetos a la divulgación adecuada al CND de la información del contrato y su equivalente en el país en cuestión.

## SIEPAC

El proyecto SIEPAC, que cuenta con el patrocinio de los gobiernos de Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala, contempla la creación gradual de un mercado de electricidad regional centroamericano. Esto pretende fomentar el desarrollo y crecimiento de la industria de electricidad regional, incentivar una mayor participación del sector privado dentro de este sector, mejorar la interconexión entre las redes nacionales de los países patrocinadores y establecer un marco regulador transparente y no discriminatorio para la operación del mercado regional.

En 1998 los países participantes ratificaron un tratado marco, que estipula el establecimiento de una entidad reguladora y de una estructura operativa para la red regional. Según como está definido actualmente, el proyecto involucra inicialmente el establecimiento de un vínculo de transmisión de 230 kV de circuito único en una estructura de circuito doble desde Panamá (Veladero, Chiriquí) hasta Guatemala (1800 kilómetros) con 15 subestaciones con una capacidad de transferencia máxima, luego de reforzar las redes nacionales existentes, de 300 MW (240 MW desde Costa Rica hasta Panamá). El costo aproximado del proyecto está calculado en \$494 millones USD, y tiene un progreso global hasta la fecha del 94%. El proyecto cuenta con la financiación del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), del Fondo del V Centenario del Gobierno Español y de la Empresa Propietaria de la Red, la entidad designada por los seis gobiernos regionales para ser la propietaria y operadora de la red. Está previsto que el proyecto sea completado para mediados del 2013. Dependiendo del desarrollo del mercado, la capacidad de transmisión regional se incrementaría a 600 MW.

*El proyecto de interconexión entre Colombia y Panamá.* Este proyecto será desarrollado y administrado por una compañía que es propiedad en partes iguales de ISA de Colombia y ETESA de Panamá. La distancia aproximada es de 600 kilómetros, con una capacidad de transporte de 300 MW de energía en una primera etapa, con una posible ampliación hasta 600 MW en una segunda fase. El proyecto, se requerirá de una inversión de \$500 millones USD, tiene los estudios de factibilidad técnica y medioambiental, desarrollados dentro del marco de acción establecido por las autoridades medioambientales de ambos países. Estos estudios fueron financiados por el BID, a través de subsidios de cooperación técnica regional.



## **Racionamiento de la energía eléctrica**

Las Reglas comerciales disponen que el racionamiento de la energía debe ser simulado diariamente durante las sesiones de planificación utilizando una programación dinámica dual estocástica (Stochastic Dual Dynamic Programming, "SDDP") y modelos de programación de recursos. El racionamiento programado es simulado según una demanda del 5%, 10% y 30% de la demanda nacional total. Si ocurriera un racionamiento de emergencia, el CND determinará la cantidad de energía que será racionada de acuerdo con las características y las repercusiones de la emergencia. Las Reglas comerciales proporcionan la metodología para calcular la cantidad de energía que será retenida en el caso de un racionamiento programado y de emergencia, y establece los parámetros para la distribución a los consumidores de la energía racionada. Mientras esté vigente el racionamiento de energía, el mercado al contado (o mercado ocasional) deja de funcionar y únicamente se requiere que las generadoras cumplan con sus obligaciones contractuales, salvo que las Reglas comerciales vigentes en ese momento dispongan lo contrario. Una vez finalizado el racionamiento de emergencia, se puede activar el mercado al contado y en la medida en que ciertas disposiciones contractuales estuvieron suspendidas temporalmente de conformidad con las Reglas comerciales las mismas serán restablecidas.

## **Reglamentaciones ambientales**

En julio de 1998, el gobierno panameño promulgó la Ley 41, que creaba la ANAM. La Ley 41 establecía también el marco legal para la protección del medio ambiente a través del uso sustentable de los recursos naturales. La ANAM es responsable de implementar la política medioambiental de Panamá en colaboración con otras entidades gubernamentales creadas por, y que se encuentran bajo la supervisión de, la ANAM, como ser el Consejo Nacional del Ambiente y la Comisión Consultativa Nacional, entre otras. La ANAM tiene la capacidad de imponer todas las sanciones y multas medioambientales correspondientes. En virtud de la Ley 41, la ANAM puede imponer multas de hasta \$10 millones USD, por cualquier incumplimiento de la Ley 41, inclusive por el uso inapropiado de las concesiones de agua o de recursos acuáticos sin contar con la concesión correspondiente.

## **Estructura tarifaria**

En virtud de la Ley de electricidad de 1997, se requiere que la ASEP establezca las metodologías tarifarias para regular la conexión y el uso de las cargas del sistema para servicios de distribución y aprobar las estructuras tarifarias para la venta de energía a los clientes regulados. En general, la Ley de electricidad de 1997 estipula que las tarifas deben establecerse lo suficientemente altas para cubrir los costos de proporcionar el nivel requerido de servicio asumiendo que las ganancias de productividad anticipada son compartidas entre las distribuidoras de energía y sus clientes.

La Ley de electricidad de 1997 expresa que los cargos de distribución deben establecerse a un nivel que, basados en cálculos realizados al inicio del periodo tarifario, deberían permitir a las distribuidoras obtener ingresos que cubran sus costos de distribución identificados o distribución de valor agregado (Value Added Distribution, "VAD"). Estos están definidos como los costos en que las distribuidoras eficientes que operan en esa área de concesión incurrirían en términos de administración, operación y mantenimiento (incluyendo la lectura de medidores, la facturación y el servicio al cliente), pérdidas y depreciación estándar más una rentabilidad de la inversión razonable.



La ASEP establece la tasa de rentabilidad antes de los impuestos permitida para cada compañía de distribución, considerando factores como niveles de eficiencia, calidad del servicio y requisitos de inversión previstos. En virtud de la Ley de electricidad de 1997, esta tasa de rentabilidad debe estar dentro de un rango del 2% del rendimiento promedio de un bono del tesoro estadounidense de 30 años del año precedente al establecimiento de la tarifa, más una prima de riesgo del 8%. Para fines de las tarifas imperantes que fueron establecidas en el 2010 y que permanecerán vigentes hasta el 30 de junio de 2014, la tasa de rentabilidad utilizada fue del 10,44%. Esta tasa de rentabilidad es aplicada a los activos fijos netos de la distribuidora en operación durante el periodo tarifario basado en los valores contables históricos al inicio del periodo tarifario y el cálculo de la ASEP de los requisitos de inversión eficiente de la distribuidora durante el periodo tarifario.

En virtud de la Ley de electricidad de 1997, con la finalidad de determinar los niveles de eficiencia adecuados, se requiere que la ASEP analice la zona de concesión de cada distribuidora en términos de hasta tres áreas representativas de acuerdo con la densidad, basado en el desempeño reciente de compañías reales presentes en Panamá o que operen en otras partes en áreas similares. La ASEP determina los parámetros de eficiencia seleccionando compañías equivalentes para cada área representativa.

La ASEP publica su metodología tarifaria de distribución y comercialización detallada basada en investigaciones realizadas por sus consultores externos sobre el desempeño de compañías de distribución seleccionadas de los EE. UU. Esta investigación identificó a compañías separadas que operan en áreas con diferentes niveles de densidad de consumo y estableció parámetros de pérdidas estándar y de costos previstos. Entonces estos fueron utilizados para establecer los parámetros de desempeño ideal para las distribuidoras panameñas.

Con base en estos parámetros, la estructura de costos y requisitos de inversión percibida para las compañías panameñas de distribución de energía, la ASEP calculó un ingreso máximo permitido en términos de valores presentes netos como base para los cargos de distribución y comercialización de cada distribuidora. Entonces esto fue utilizado para calcular los cargos y las tarifas de los clientes regulados para el acceso a la distribución y el uso del sistema de cada distribuidora, después de incorporar los costos de generación y transmisión previstos, junto con una asignación por pérdidas energéticas estándar.

Las estructuras tarifarias actuales, que nosotros desarrollamos, incluyen una tarifa sencilla de baja tensión basada únicamente en la medición de kilovatios/hora, limitada a los clientes con una demanda estimada de 15kW o menor, junto con tarifas basadas en demanda y en horario del día para los clientes con mediciones de demanda. Una vez que el cliente elija una opción tarifaria en particular, debe brindar un aviso de 30 días por cualquier cambio pretendido y está sujeto a cargos adicionales si cambia más de dos veces dentro de un lapso de 12 meses después de haber elegido una opción tarifaria en particular. Los costos energéticos de las distribuidoras son calculados basados en el promedio ponderado de sus costos de compra en virtud de los contratos adjudicados competitivamente y aquellos de sus compras en el mercado al contado (mercado ocasional). La estructura tarifaria VAD permanece en vigencia por cuatro años y la tarifa actual vencerá el 30 de junio de 2014



Actualmente, durante cada semestre dentro del periodo tarifario los componentes costo energético y capacidad de la tarifa son ajustados con el fin de tener en cuenta las variaciones de los costos energéticos actuales y previstos, y únicamente el 45% de los cargos comerciales y de distribución son ajustados en base a la inflación del IPC panameño de los dos semestres anteriores. Desde el 1 de enero de 2000, los clientes con bajos niveles de consumo (por debajo de 100 kWh) tienen un descuento del 20% en sus facturas. Este descuento es cargado a los clientes cuyo consumo está por encima de los 500 kWh. Aproximadamente 67.000 clientes nuestros reciben este beneficio.

Los primeros 600 kWh de consumo de los jubilados tienen derecho a un 25% de descuento. Si aplican además descuentos del 5% y 50% a granjeros y a las oficinas provinciales de los partidos políticos, respectivamente. El reglamento y la Ley de electricidad de 1997 establecen límites en cuanto al suministro de subsidios tarifarios por parte del gobierno y requiere que las distribuidoras proporcionen al gobierno los detalles de aquellos clientes que reúnen los requisitos de elegibilidad del gobierno. Los descuentos para los jubilados se toman en consideración para los fines de calcular las asignaciones de ingreso máximo subyacentes a la actual tarifa de distribución y uso del sistema.

En virtud de la estructura tarifaria actual, todos estos usuarios del sistema de distribución y todos los clientes regulados y no regulados pagan un cargo basado en el consumo por separado dentro de la tarifa para cubrir el capital y los costos operativos del alumbrado público. Los costos energéticos asociados con el alumbrado público puede recuperarse como parte de los costos de generación totales transferidos a los clientes regulados en virtud de la tarifa.

Desde 1 de enero de 2003 hasta el 31 de diciembre de 2011, los aumentos de las tasas de los clientes de las compañías de distribución de electricidad resultantes del proceso de ajuste semestral de las tasas requeridos en virtud de la estructura reglamentaria de la industria de la electricidad no fueron transferidos totalmente a los clientes en la forma de aumentos tarifarios. En lugar de ello, el proceso de ajuste de las tasas durante este periodo, según lo aprobado por la ASEP, generó que una parte de los aumentos de la tasa permitidos fueran transferidos directamente a los clientes y el monto restante fuera pagado a las compañías de distribución en la forma de pagos subsidiados por parte del gobierno panameño.

Ante la falta de referencias crediticias aceptables las compañías de distribución tienen derecho a requerir que los clientes proporcionen depósitos equivalentes a una factura mensual. Estos depósitos deben devolverse después de un año siempre que el cliente haya establecido un buen historial de pagos. Durante el plazo del depósito ellos deben pagar un interés a la tasa promedio de los depósitos comerciales a plazo fijo durante los seis meses anteriores según la documentación de la Superintendencia de Bancos. El interés puede cargarse a la misma tasa que las facturas del cliente que permanezcan impagas durante 30 días o más después de la fecha de la factura.

Se requiere que las compañías de distribución presenten regularmente informes ante la ASEP en lo que respecta a los niveles de cortes en el suministro y otros aspectos de la calidad del servicio técnico y del servicio al cliente, inclusive la lectura de medidores y el alumbrado público. Además, deben preparar y enviar sus cuentas financieras de conformidad con los estándares de contabilidad reglamentarios de la ASEP. Esto implica la separación contable dentro de la actividad de cada compañía como la generación, distribución y comercialización y entre clientes regulados y no regulados.





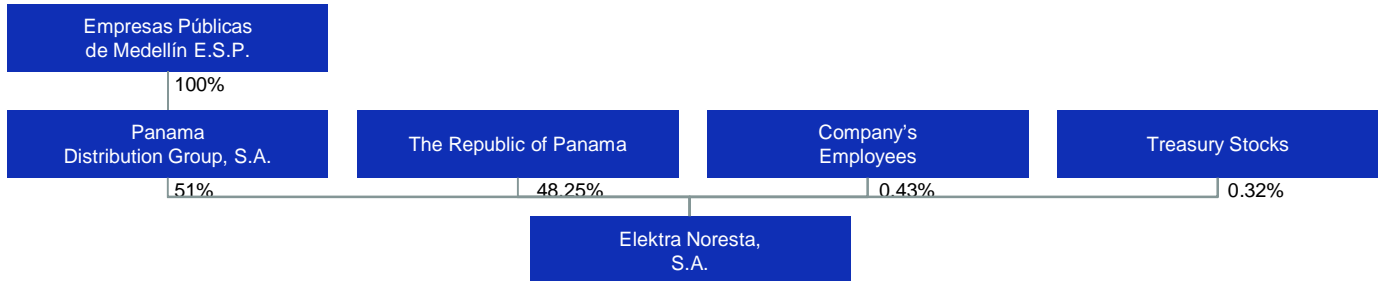
## Section 11

Administración y gestión corporativa

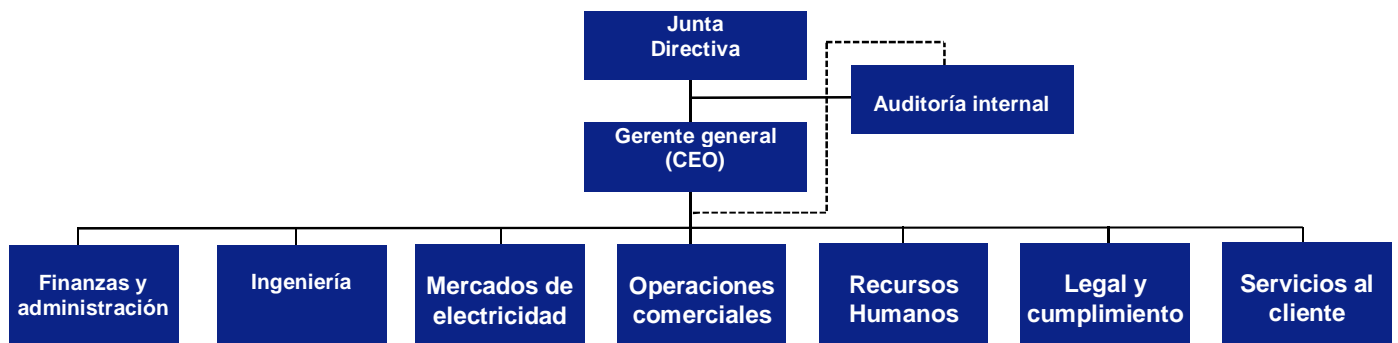


# Administración

## Organigrama de la administración



## Equipo de administración



Fuente: Información de compañía

## Equipo de administración ejecutiva

Los miembros del equipo de administración ejecutiva supervisan y coordinan las actividades de la Compañía en sus áreas de experiencia respectivas.



### Administración ejecutiva

Nombre/cargo	Edad	Posición	Ciudadano/a	Correo electrónico	Teléfono
Javier Pariente	56	Vicepresidente ejecutivo y gerente general	Panameño	<a href="mailto:javier.pariente@ensa.com.pa">javier.pariente@ensa.com.pa</a>	(507) 340-4608
Eric Morales	54	Director de finanzas y administración	Panameño	<a href="mailto:emorales@ensa.com.pa">emorales@ensa.com.pa</a>	(507) 340-4603
Jaime Lammie	59	Director de operaciones de mercados mayoristas	Panameño	<a href="mailto:jlammie@ensa.com.pa">jlammie@ensa.com.pa</a>	(507) 340-4670
Rafael Rios	45	Director de distribución e ingeniería	Panameño	<a href="mailto:rrios@ensa.com.pa">rrios@ensa.com.pa</a>	(507) 290-9992
Luis Duarte	35	Director de operaciones comerciales	Panameño	<a href="mailto:lduarte@ensa.com.pa">lduarte@ensa.com.pa</a>	(507) 290-9841
Lorena Fabrega	41	Director de servicio al cliente y de comunicaciones corporativas	Panameño	<a href="mailto:lfabrega@ensa.com.pa">lfabrega@ensa.com.pa</a>	(507) 340-4630
Mariel Jovane	35	Gerente del departamento legal y de contrataciones y director de cumplimiento	Panameño	<a href="mailto:mjovane@ensa.com.pa">mjovane@ensa.com.pa</a>	(507) 340-4683
Carlos Chang	34	Gerente de sistemas informáticos	Panameño	<a href="mailto:cchang@ensa.com.pa">cchang@ensa.com.pa</a>	(507) 340-4798
Margarita Aguilar	54	Gerente de control de calidad	Panameño	<a href="mailto:maquilar@ensa.com.pa">maquilar@ensa.com.pa</a>	(507) 340-4654
Beryl Bartoli	50	Gerente de recursos humanos	Panameño	<a href="mailto:bbartoli@ensa.com.pa">bbartoli@ensa.com.pa</a>	(507) 340-4660

Fuente: Información de compañía

**Javier Pariente (vicepresidente ejecutivo/gerente general).** El Sr. Pariente se incorporó a la Compañía en octubre de 1999 en calidad de Director de finanzas y administración y, en abril de 2002, fue ascendido a Gerente general adjunto como parte de una reestructuración corporativa. En diciembre de 2003, fue nombrado Gerente general. El Sr. Pariente es el responsable de determinar las estrategias y tácticas adecuadas para la compañía con respecto al desarrollo y ejecución del plan de negocios, que cubre los objetivos corporativos de la Compañía y sus presupuestos operativos y de inversión. Una función principal del Sr. Pariente es fomentar el entorno adecuado para mejorar, controlar y la tecnología del proceso con fines de garantizar la eficiencia y la rentabilidad. El Sr. Pariente facilita la integración del equipo, asesora a los gerentes sénior y evalúa de manera regular el desempeño de sus subordinados directos, así como a varios otros ejecutivos claves.

El Sr. Pariente es el responsable de mantener informados a EPM (el accionista y operador principal de ENSA) y a la Junta Directiva de los asuntos importantes, como los cambios en las leyes y los reglamentos que podrían afectar la concesión de ENSA a corto o a largo plazo. También es responsable de preparar y presentar reportes trimestrales ante la Junta Directiva. El Sr. Pariente es el representante de la Compañía ante las organizaciones cívicas, autoridades gubernamentales, la entidad reguladora (ASEP) y sus bancos.

Antes de incorporarse a ENSA, desde junio de 1995 hasta octubre de 1999, el Sr. Pariente era el vicepresidente ejecutivo de Importadora Ricamar, S. A., una importadora de alimentos, vendedor mayorista y operador de cadena de supermercados en Panamá. El Sr. Pariente desarrolló su sólido antecedente financiero durante el tiempo en que trabajó como Director financiero de la compañía avícola más grande de Panamá, así como del tiempo en que prestó servicios como analista de créditos en Chase y gerente de créditos en Citibank.



El Sr. Pariente participó en varias organizaciones civiles y prestó servicios como director de varias juntas tanto en Panamá como en el extranjero. En 2010, el Sr. Pariente fue nombrado por la rama ejecutiva del gobierno nacional como Presidente de la junta de la Agencia Panamá Pacífico, una agencia gubernamental responsable del desarrollo de grandes propiedades inmobiliarias, comprendidas generalmente de terrenos que anteriormente fueron utilizados por las Fuerzas Armadas de EE. UU. El Sr. Pariente tiene una licenciatura en administración de empresas de la Universidad Santa María La Antigua. Es ciudadano panameño y su correo electrónico es:javier.pariante@ensa.com.pa.

**Eric Morales (director de finanzas y administración).** El Sr. Morales ha sido director de finanzas y administración desde enero de 2003. Es el responsable de las divisiones de control financiero, la tesorería, T. I., la cadena de suministros y logística, y de control de calidad. Antes de incorporarse a ENSA, el Sr. Morales prestó servicios como Gerente financiero para Maersk Panamá, S. A., un agente naviero que representa a Maersk Line. El Sr. Morales participó de la inauguración de nuevas sucursales de Maersk en Guatemala, Honduras, El Salvador y Costa Rica y, durante sus diez años en Maersk, fue capaz de prestar servicios en funciones financieras y contables similares en Rio de Janeiro, Sao Paulo y ciudad de México. Mientras estuvo en Brasil y en México, el Sr. Morales era el responsable directo de expandir nuevos negocios para Maersk relacionados con la custodia, mantenimiento y reparación de contenedores de carga.

El Sr. Morales trabajó previamente como Gerente financiero de DHL Panamá (1988) y como Director financiero nacional de DHL en Caracas durante un periodo de cuatro años con responsabilidades en finanzas y operaciones administrativas relacionadas con el transporte internacional y nacional de fletes, servicios aduaneros y aviación internacional. Su carrera profesional empezó en KPMG en Panamá donde tenía el cargo de Auditor de las compañías comerciales y de seguros. El Sr. Morales tiene una licenciatura en contabilidad de la Universidad de Panamá. Es ciudadano panameño y su correo electrónico es: emorales@ensa.com.pa.

**Jaime A. Lammie (director de mercados de electricidad).** El Sr. Lammie ha sido el Director de mercados de electricidad desde noviembre de 1998 y es responsable de administrar todas las obligaciones contractuales de la compañía en el mercado mayorista de energía, al igual que los temas relacionados con las tarifas y varios aspectos de cumplimiento reglamentario. Antes de incorporarse a nuestra compañía en 1998, trabajó como ingeniero industrial y asesor de calidad total para la división de ingeniería y viviendas de las Fuerzas Armadas de EE. UU. en el Canal de Panamá. El Sr. Lammie trabajó durante 10 años con IRHE (antiguo servicio público de electricidad propiedad del gobierno) como Gerente de tarifas, analista de tarifas y Jefe de la división de tarifas. Durante más de 20 años ha enseñado Evaluación financiera y de proyectos en la Universidad Tecnológica de Panamá y prestó servicios como consultor para el Panama Distribution Group S. A. durante el proceso de privatización del sector energético panameño. El Sr. Lammie tiene una maestría en ingeniería industrial de la Universidad Tecnológica de Panamá. Es ciudadano panameño y su correo electrónico es: jlammie@ensa.com.pa.

**Rafael Ríos (director de ingeniería y distribución)** el Sr. Ríos se incorporó a ENSA en noviembre de 2003 como Jefe de subestaciones, protecciones y comunicaciones de la División de distribución e ingeniería. Empezando en 2007, el Sr. Ríos prestó servicios como Gerente de operaciones y su responsabilidad principal era la implementación de operaciones automatizada del centro de control, el mantenimiento y protección de equipo de alto voltaje y equipo de subestaciones, y el aseguramiento y cumplimiento con los estándares de calidad y confiabilidad energética establecidos por el regulador de ENSA. En mayo de 2010, el Sr. Ríos fue ascendido a Director de distribución e ingeniería y sus responsabilidades están enfocadas en la planificación y ejecución del plan de expansión de la Compañía, el mantenimiento y seguridad pública de la red de distribución eléctrica, y la ejecución de proyectos de gastos mayores de capital relacionados con las subestaciones y los equipos de alto voltaje.



Antes de incorporarse a ENSA, el Sr. Ríos trabajó como Auditor sénior en Public Utilities of New Mexico (PNM) en Albuquerque, Nuevo México. También durante el verano de 2002 realizó una pasantía como Analista financiero en Dominion Resources en Richmond, Virginia. Antes de eso, trabajó en Bahía Las Minas Corp. en Panamá, entre 1999 y 2001 como ingeniero de instrumentos y Jefe de inspección eléctrica durante la construcción del ciclo combinado. También ha prestado servicios como Gerente de proyecto en la planta de generación BLM. Desde 1995 hasta 1999 fue Ingeniero de protección en IRHE (antiguo servicio público de electricidad propiedad del gobierno panameño). El Sr. Ríos obtuvo en 1992 una licenciatura en ingeniería electromecánica de la Universidad Tecnológica de Panamá, en 1994 una maestría en ciencias en ingeniería eléctrica del Rensselaer Polytechnic Institute en Troy, Nueva York, en 2003 una maestría en administración de empresas de la Darden Graduate School of Business Administration de la University of Virginia y en 2006 un título de posgrado en desarrollo administrativo de la Universidad Santa María La Antigua. El Sr. Ríos es un "Miembro sénior" de IEEE. El Sr. Ríos es ciudadano panameño y su correo electrónico es: rrios@ensa.com.pa.

**Luis Duarte (director de operaciones comerciales).** El Sr. Duarte ha trabajado con nosotros desde setiembre de 2002 en todos los asuntos relacionados con las operaciones en el campo: conexiones y reconexiones de clientes, lectura de medidores, recuperación de pérdidas energéticas, entre otras cosas. En julio de 2012, fue ascendido a Directo de operaciones comerciales, donde es el responsable directo de las siguientes unidades operativas: Control de pérdidas energéticas, operaciones comerciales y técnicas, lectura y facturación, laboratorio de medidores y la unidad de servicios comerciales especiales. Antes de incorporarse a ENSA, el Sr. Duarte era el Jefe de la sección de energía de Universal Telecom y Energy Panama (2001) y trabajaba en proyectos de expansión y ventas de cables de eléctricos. También trabajó como ingeniero de proyecto en Turbine Power, participó en la construcción de redes de electrificación rural en Panamá. El Sr. Duarte tiene un título en ingeniería industrial de la Universidad Tecnológica de Panamá. Es ciudadano panameño y su correo electrónico es: lduarte@ensa.com.pa

**Lorena V. Fábrega (directora de servicios al cliente).** La Sra. Fábrega ha liderado la unidad de Servicios al cliente desde octubre de 2009. Es responsable de todos los puntos de contacto del servicio al cliente incluyendo los servicios en línea (los centros de llamados y ayuda en la web), las sucursales del servicio al cliente, servicio al cliente VIP y del departamento de reclamos de ENSA. La unidad bajo su supervisión, interactúa estrechamente con Ingeniería y operaciones comerciales con el fin de garantizar y mejorar continuamente la satisfacción del cliente. Además de estas responsabilidades, la Sra. Fábrega continúa supervisando varias funciones de asuntos corporativos, inclusive las comunicaciones internas y externas, comunicaciones de las crisis, imagen corporativa, administración de la marca, publicidad, los programas de responsabilidad social corporativa, las donaciones y los patrocinios. La Sra. Fábrega, en colaboración con muchos empleados de la compañía establecieron la Fundación CONEXIÓN, que es una organización sin fines de lucro que se compone de empleados y contratistas que ofrecen voluntariamente su tiempo que se destina al diseño y ejecución de programas que fomentan a través de la educación de los niños el desarrollo sustentable. La Sra. Fábrega hizo una pausa a su trabajo en ENSA desde abril a setiembre de 2007, durante ese lapso prestó servicios como Directora de comunicaciones de Cervecería Nacional, S.A. (SABMiller), en un tiempo de grandes cambios a sus estrategias de comunicación de marca más importantes para Miller, Balboa, Pepsi y Atlas.



Antes de incorporarse a ENSA, desde setiembre de 2000 a noviembre de 2002, la Sra. Fábrega fue la Gerente administrativa de Airesistemas, S.A. Su experiencia laboral previa fue en el Centro Latinoamericano de Periodismo, CELAP, en carácter de coordinadora de proyectos y luego como Directora ejecutiva. El CELAP es una organización sin fines de lucro que capacita a los periodistas profesionales de la región. Mientras trabajaba como directora de la organización también fue la co-conductora de un programa educativo semanal en vivo transmitido por televisión llamado "De mujeres y de todo". Obtuvo su licenciatura en periodismo con una mención en mercadotecnia de la Texas A&M University. Es ciudadada panameña y estadounidense y su correo electrónico es: lfabrega@ensa.com.pa

**Mariel Jované (asesora jurídica y directora de cumplimiento).** La Sra. Jované tiene más de 13 años de experiencia en asuntos reglamentarios dentro del sector de la energía eléctrica. En el 2002 se incorporó a la Compañía como asesora jurídica y en octubre de 2004 fue ascendida a jefa de la unidad legal de ENSA. La Sra. Jované es responsable de coordinar todos los asuntos legales y contractuales y asesora a la Compañía sobre los asuntos regulatorios y de cumplimiento. La Sra. Jované proporciona apoyo legal al departamento de Recursos Humanos en lo que respecta a asuntos laborales y sindicales. También es responsable de examinar todas las políticas relacionadas con el Código de conducta, la política de lucha contra el fraude y la ley panameña de lucha contra la corrupción. Ella investiga directamente cualquier probable violación de las normas relacionadas con la ética y de lucha contra el fraude.

Antes de incorporarse a ENSA, la Sra. Jované trabajó durante 3 años como asesora jurídica en el Departamento Nacional de Electricidad del Ente Regulador de los Servicios Públicos (entidad reguladora que ahora se denomina ASEP). La Sra. Jované es una abogada autorizada para ejercer en Panamá y tiene na licenciatura de leyes y ciencias políticas de la Universidad Latinoamericana de Ciencia y Tecnología (ULACIT), un título de posgrado en administración estratégica y una maestría en administración de empresas con mención en finanzas de la ULACIT. Obtuvo un diploma en legislación tributaria y administración fiscal de la Universidad Especializada del Contador Público Autorizado (UNESCPA) y es miembro del Colegio Nacional de Abogados de Panamá. Es ciudadana panameña y su correo electrónico es: mjovane@ensa.com.pa.

**Carlos Chang (gerente sénior de tecnología de la información).** Desde julio de 2011 el Sr. Chang ha sido gerente de TI, su responsabilidad es la planificación y ejecución de los cambios necesarios en los diversos sistemas tecnológicos utilizados por la compañía y supervisa que todos los recursos necesarios sean suministrados de manera oportuna para que el sistema opere sin tiempos fuera de servicio. El Sr. Chang se incorporó a ENSA en 2002 como gerente júnior de informática en el segmento SCADA del departamento de ingeniería donde la red de distribución eléctrica es operada de manera remota por sistema que consta de un complejo conjunto de protocolos. A finales de 2007 fue nombrado jefe de esa unidad. El Sr. Chang era profesor de interconexión y comunicaciones en la Universidad de Panamá durante 2009, 2010 y 2011. El Sr. Chang tiene una licenciatura en ingeniería electrónica y comunicaciones de la Universidad de Panamá. Tiene una maestría en e-Business (comercio electrónico) de la Universidad de Cantabria, España, y una maestría en administración del desarrollo de la Universidad Santa María La Antigua. El Sr. Chang es ciudadano panameño y su correo electrónico es: cchang@ensa.com.pa



**Margarita Aguilar (gerente de control de calidad).** Desde junio de 2000 la Sra. Aguilar ha sido responsable de la unidad de control de calidad y ha sido una parte fundamental en el fortalecimiento de los procesos generales y del entorno de control interno de ENSA. Su unidad proporciona soporte sólido y sistemático a los departamentos de mejora de procesos de seguridad de TI, que son responsables de la implementación de las mejoras operativas y del rediseño del proceso. La unidad de control de calidad también participa en la evaluación de riesgos y en el ensayo de controles internos en los informes financieros. Antes de junio de 2000, la Sra. Aguilar trabajó para la Autoridad de la Región Interoceánica (una antigua agencia gubernamental responsable de la administración de las propiedades que anteriormente se encontraron bajo el uso de las Fuerzas Armadas de los EE. UU.) como Directora de los sistemas de organización e información. La Sra. Aguilar también trabajó durante 13 años en IRHE en los siguientes departamentos: Recursos humanos, planificación, TI y administración y desarrollo. También prestó servicios como profesora en la Universidad Tecnológica de Panamá, enseñando en las Facultades de ingeniería industrial y de sistemas informáticos. La Sra. Aguilar tiene una licenciatura en ingeniería industrial con una especialización en producción de la Universidad Tecnológica de Panamá y una maestría en comunicaciones organizacionales de la Universidad Santa María La Antigua. Ella es miembro del Instituto de Auditores Internos de Panamá. La Sra. Aguilar es ciudadana panameña y su correo electrónico es: maguilar@ensa.com.pa.

**Beryl Bartolí (gerente de recursos humanos).** La Sra. Bartolí ha sido gerente de recursos humanos desde julio de 2003 que es cuando se incorporó a la Compañía. Es la responsable de diseñar los programas de contratación y desarrollo del empleado de ENSA, al igual que del desarrollo e implementación de muchos programas necesarios para fomentar una cultura organizacional adecuada a nivel de toda la Compañía. En estos se incluyen el programa de retención de talento de la Compañía, al igual que el plan de sucesión que es actualizado regularmente. La Sra. Bartolí administra las relaciones de la Compañía así como las la relación de la misma con el sindicato laboral (Sindicato de los Trabajadores de la Industria Eléctrica y Similares de Panamá-SITIESPA). Dentro de la unidad de RR. HH., la Sra. Bartolí supervisa el departamento de seguridad industrial, salud y medio ambiente.

Antes de incorporarse a ENSA, durante diez años la Sra. Bartolí tuvo el cargo de gerente de RR. HH. en Franquicias Panameñas S. A., una compañía de franquicias de comida rápida. También trabajó como directora de recursos humanos de la Administración de Seguros, una compañía de seguros nacional líder, y tenía responsable de similares en la Cervecería Nacional, la cervecería nacional más grande. La Sra. Bartolí tiene una licenciatura en psicología de la Universidad Tecnológica de Panamá y ha sido profesora en la Universidad Latina. Es ciudadana panameña y su correo electrónico es: bbartoli@ensa.com.pa.



## Gestión corporativa

En virtud a los Artículos de constitución de ENSA, siempre y cuando la misma retenga por lo menos un 25% de participación accionaria, la República de Panamá tiene el derecho de (i) nombrar a dos de los cinco miembros de la junta y (ii) vetar las enmiendas de los Artículos de constitución y los estatutos, cualquier fusión, propuesta de fusión o disolución, un cambio de domicilio, el otorgamiento de una garantía sobre la concesión o cualquier decisión de participar de actividades que no estén estrictamente conectadas con la distribución o venta de electricidad.

### Junta Directiva

La Junta Directiva se compone de cinco miembros. Existen tres que representan los intereses del accionista mayoritario, PGD, o el 51% de las acciones y dos miembros que representan al gobierno panameño, o el 48,25% de las acciones. La función principal de la Junta Directiva es hacer un seguimiento del desempeño comercial de ENSA, aprobar los objetivos y estrategias de la administración que estén motivados para la obtención de metas, el plan comercial de la compañía, los proyectos y las inversiones importantes, fuentes para el financiamiento largo plazo y la financiación a corto plazo. La Junta también está involucrada en la realización de un seguimiento con respecto a los asuntos del servicio al cliente, los controles internos y el desempeño reglamentario. Generalmente se invita para que participen de estas reuniones a los ejecutivos de ENSA, EPM y al gobierno panameño.

### Comité de auditoría

El Comité de auditoría está compuesto de tres miembros. Existen dos miembros que representan los intereses del accionista mayoritario, PGD, o el 51% de las acciones y un miembro que representa al gobierno panameño, o el 48,25% de las acciones. El Comité de auditoría informar directamente a la Junta Directiva. Las funciones principales de este comité son realizar un seguimiento de los asuntos sobre el control interno administrado por el departamento de auditoría de ENSA conjuntamente con el departamento de control interno de EPM; hacer un seguimiento del cumplimiento de las políticas y procedimientos; los cambios en las políticas y prácticas de contabilidad; garantía de cumplimiento de los asuntos reglamentarios; y monitorear el programa de lucha contra la corrupción y el fraude. Generalmente se invita para que participen de estas reuniones a los ejecutivos de ENSA, EPM, auditores externos y al gobierno panameño.

### Comité ejecutivo

El Comité ejecutivo está compuesto de las siguientes personas: el vicepresidente ejecutivo y gerente general, el director de finanzas y administración, el director del mercado mayorista, el director de ingeniería y distribución, el director de operaciones comerciales, el director de servicio al cliente, el gerente legal y de contratación y director de cumplimiento, el gerente de control de calidad, el gerente de TI y el gerente de recursos humanos. Las funciones principales de este comité son cumplir con los mandatos de la Junta Directiva, alcanzar las metas y objetivos establecidos en el plan de negocios, cumplir con las obligaciones reglamentarias y las mejores prácticas de la industria, y fomentar la participación y comunicación abierta dentro de las unidades operativas y de apoyo.





### **Comité de medio ambiente, seguridad y salud**

El Comité de medio ambiente y seguridad está compuesto de todas las áreas operativas y administrativas. La finalidad de este comité es cumplir con los asuntos ambientales y los requisitos reglamentarios asociados. El comité también que la tarea de garantizar, promover y hacer un seguimiento en lo que respecta a los asuntos de seguridad de manera de mantener un entorno laboral seguro con respecto a los empleados internos y los contratistas externos.

### **Comité de compras y contrataciones**

El Comité de compras y contrataciones está compuesto de los ejecutivos a cargo de las siguientes áreas: a) finanzas y administración b) ingeniería y distribución c) mercado mayorista d) servicio al cliente e) control de calidad f) auditoría interna y g) legal y contrataciones. La función principal del comité es analizar las propuestas de contratación y de compras antes de que el bien o servicio sea contratado. El comité revisa los proyectos y las compras especiales que se encuentran por encima de los \$500.000 USD. Las recomendaciones del comité son preparadas con el objetivo de ayudar al gerente general en el proceso aprobación. Las decisiones finales tomadas del comité son informadas a la Junta Directiva en la medida en que ocurran.

### **Comité de tecnología informática**

El Comité de TI está compuesto de los ejecutivos a cargo de las siguientes áreas: a) finanzas y administración b) ingeniería y distribución c) mercado mayorista d) servicio al cliente y e) control de calidad. La función principal de este comité es hacer un seguimiento de los planes, desarrollos de TI, y asegurarse de que estén cubiertas las necesidades de hardware/software con el fin de garantizar el crecimiento de la Compañía.

### **Compensación de los miembros de la Junta Directiva**

Durante el 2011, cada director recibió honorarios fijos de \$750,00 USD por cada reunión de la Junta Directiva a la que haya asistido, más un reembolso de los gastos relacionados incurridos (gastos de alojamiento, pasaje aéreo y alimentación). A partir de setiembre de 2011, estos honorarios aumentaron a \$1250,00 USD. Los directores del comité de auditoría tienen el mismo honorario fijo de \$1250,00 USD por cada reunión en la que participaron.

### **Compensación de los Funcionarios ejecutivos**

En 2011 la compensación consolidada pagaba a los funcionarios ejecutivos fue de \$1.400.000 USD. Esta compensación consiste de un salario básico de \$1.100.000 USD y una bonificación anual de \$300.000 USD por resultados y méritos. El plan de bonificación anual considera el desempeño de la Compañía, a través de la comparación con las metas establecidas y la ejecución financiera consolidada y el desempeño individual.



## Composición de la Junta

La Junta Directiva de ENSA se compone de cinco miembros: dos miembros elegidos por el gobierno panameño y tres elegidos por PDG. Si ocurriera alguna vacancia, es elegido como director, manteniendo de ese modo la representación de cada accionista constituyente. A partir del 30 de junio de 2012, los directores, funcionarios y ejecutivos que se mencionan a continuación ocuparon los cargos que se indican en el lado opuesto a sus nombres a la fecha del presente prospecto de oferta. Los funcionarios ejecutivos de la Compañía son nombrados por la Junta Directiva y ocupan el cargo a la discreción de la misma.

Junta Directiva de ENSA

Nombre	Edad	Fecha de nacimiento	Elegido o nombrado por	Miembro de la junta desde	Ciudadanía	Correo electrónico	Teléfono
Gabriel Betancourt	52	3/31/1960	Director, jefe ejecutivo y presidente	marzo, 2011	Colombiano	Gabriel.betancourt@epm.com.co	(574) 340-4700
Nestor Encinales	52	9/28/1960	Director	marzo, 2011	Colombiano	Nestor.encinales@epm.com.co	(574) 340-4700
Claudia Jimenez	44	9/30/1968	Director	marzo, 2011	Colombiano	claudiajimenezjaramillo@gmail.com	(574) 313 5888
Jose Domingo Arias	49	10/ 26/1963	Director	junio, 2011	Panameño	jarias@miviot.gob.pa	(507) 579-9204
Virgilio Sosa	56	2/17/1956	Director y tesorero	agosto, 2009	Panameño	filipo@cwpanama.net	(507) 223-9844
Carlos Cordero	63	1/24/1949	Secretario	octubre, 1998	Panameño	ccordero@alcogal.com	(507) 269-2620

Fuente: Información de compañía

**Gabriel Betancourt Mesa (director y presidente).** El Sr. Betancourt es un ingeniero civil titulado en la Universidad de Medellín. Realizó estudios de especialización en sistemas informáticos en la Escuela de Administración, Finanzas y Tecnologías, (EAFIT); especialización en la Universidad Pontificia Bolivariana (UPB); está certificado en finanzas (EAFIT), certificado en administración estratégica en la Universidad de los Andes, certificado en leyes comerciales en la Universidad Externado de Colombia.

Ha tomado los siguientes cursos cortos en el extranjero: Servicios públicos en el Instituto Costarricense de acueducto en San José (Costa Rica); calidad y seguridad en la operación de sistemas eléctricos en la ciudad de México; seminario sobre asuntos administrativos, financieros y estratégicos en el sector eléctrico latinoamericano en Santiago, Chile; tecnología energética en Alemania; interconexiones eléctricas internacionales y los aspectos inherentes relacionados en Rio de Janeiro (Brasil); transmisión y distribución eléctrica (EUA): Sistemas eléctricos en Suecia.

El Sr. Mesa actualmente es Director de crecimiento internacional para Empresas Públicas de Medellín E. S. P. Mientras que en EPM, ocupó los siguientes cargos: Gerente general a cargo, gerente de distribución de energía, gerente adjunto de administración y finanzas y coordinador de la unidad de desarrollo organizacional, jefe de la división de habilitación de viviendas, jefe del depósito, jefe del departamento de agua y sanidad con responsabilidades para las ciudades y las aceras; jefe del departamento de habilitación previa, coordinador de obras civiles en la división de medio ambiente, ingeniero de planificación y control en Riogrande II. Actualmente presta servicios como miembro de la Junta Directiva de Electrificadora de Santander S. A. ESP - ESSA ESP.



**Néstor Encinales (director).** El Sr. Encinales es un ingeniero eléctrico de la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín. Ha obtenido especializaciones académicas en finanzas corporativas y mercados de capital (UPB) así como en sistemas de distribución de energía eléctrica (University of Trondheim).

Actualmente presta servicios como Gerente de transmisión y distribución de electricidad en Empresas Públicas de Medellín E. S. P. Mientras que en EPM, ha ocupado los siguientes cargos: Gerente adjunto para reglamentación de la energía, jefe adjunto de planificación estratégica para la distribución de energía, coordinador de cuentas claves del grupo de energía, especialista en la planificación de la generación de energía, ingeniero asistente, mantenimiento preventivo para la distribución eléctrica, planificación técnica para la generación eléctrica y ingeniero auxiliar para la distribución eléctrica.

Además el Sr. Encinales es miembro de las Juntas de: Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P – CENS y Electrificadora de Santander S.A. ESP - ESSA en Colombia y Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. – EEGSA y Distribuidora Eléctrica del Sur S.A. - DELSUR en Centroamérica.

**Claudia Jiménez (directora).** La Sra. Jiménez obtuvo un título en derecho y ciencias políticas de la Universidad Pontificia Bolivariana en Medellín, Colombia, y posteriormente procuro un doctorado en derecho de la Université de Paris II (Panthéon-Assas) en Francia. Además, la Sra. Jiménez, obtuvo un Diplôme Supérieur Universitaire (especialización en derecho administrativo y Diplôme d'Etudes Approfondies), una maestría en derecho público interno de la Université de Paris II (Panthéon-Assas), Francia y un diploma internacional en administración pública de la Ecole Nationale d'Administration (E.N.A.), promoción "Victor Schoelcher" en Strasbourg, Paris, Francia.

Actualmente presta servicios como Directora ejecutiva de la Asociación del sector de la minería a gran escala en Colombia. Ha prestado servicios como gerente general de Jimenez & Asociados S. A., consultoría económica integral en Colombia, ministra consejera de la presidencia en el departamento administrativo de la presidencia en Bogotá, Colombia, embajadora extraordinaria y plenipotenciaria de Colombia ante los gobiernos de Suiza y Liechtenstein, directora legal de Jiménez & Asociados S. A. en Medellín, Colombia, coordinadora programática de la campaña 2006-2010 de Colombia Primero del Dr. Alvaro Uribe en Bogotá, Colombia, directora de la reforma del servicio público (PRAP) de la Presidencia del departamento nacional de planificación en Bogotá, Colombia, responsable de las funciones de director general en ausencia del director del departamento nacional de planificación en Bogotá, Colombia, asesora de la oficina del superintendente de la oficina reguladora de la superintendencia de industria y comercio en Bogotá, Colombia, consultora para "la reforma del estado (Ley 489 de 1998)" departamento administrativo de servicio civil en Bogotá, Colombia, asesora jurídica en derecho administrativo, tributario y comercial en Jiménez & Asociados en Medellín, Colombia.

**José Domingo Arias (director).** El Sr. Arias estudió en la Facultad de economía de la Universidad de Buenos Aires, Argentina, donde recibió una licenciatura en economía. Se especializó en comercio internacional en el Instituto de Comercio Exterior (ICEX) en Buenos Aires. El Sr. Arias asumió distintas funciones de liderazgo en el sector privado, principalmente en el área de manufacturación. Sus veintidós años de experiencia profesional que se enfocaron en el desarrollo de marcas y en la apertura de mercados exportadores le proporcionaron un entendimiento profundo de los desafíos de una economía globalizada. Prestó servicios como ministro adjunto de comercio exterior desde julio de 2009 hasta setiembre de 2011 y sigue siendo un miembro del Sindicato de Industriales de Panamá (SIP). Actualmente el Sr. Arias presta servicios como ministro de viviendas y administración territorial (MIVIOT).



**Virgilio Sosa (director y tesorero).** El Sr. Sosa preside Master Builder Inc., que es una compañía del capital privado, dedicada al diseño, la construcción y al desarrollo inmobiliario. El Sr. Sosa es también un inversionista privado y es un arquitecto graduado de la University of Notre Dame en los Estados Unidos.

**Carlos C. Cordero (secretario).** El Sr. Cordero es un socio fundador de Alemán, Cordero, Galindo & Lee, nuestro abogado panameño local, donde ha sido miembro activo desde 1985. Actualmente el Sr. Cordero presta servicios como Secretario de la Junta Directiva y ha prestado servicios en este carácter desde octubre de 1998. El Sr. Cordero se graduó de la Universidad de Panamá con una licenciatura en derecho y ciencias políticas. El Sr. Cordero ha sido miembro de la Junta Directiva de Cable & Wireless Panamá, S. A., y miembro de la Junta Directiva de Alcolgal International Management, Inc., Alemán, Cordero, Galindo & Lee Trust (BVI) Limited, Alemán, Cordero, Galindo & Lee (Belice) Limited, Parkdale Investment Inc., Meridional Properties, S.A., y Lansburg International, S.A.



## Section 12

Capital accionario



## Capital accionario

El 30 de junio de 2012, ENSA autorizó una capital accionario consistente de 50 millones de acciones ordinarias, sin valora par, con un voto por acción.

La tabla estipula a los accionistas de ENSA, la respectiva cantidad de acciones propiedad de los mismos y su porcentaje de accionista, al 30 de junio de 2012.

### Accionistas de ENSA

Título de la clase	Nombre del usufructuario	Monto y naturaleza de titularidad usufructuada	Porcentaje de la clase
Acciones ordinarias	Grupo de distribución en Panamá	25,500,000	51.00%
Acciones ordinarias	La República de Panamá	24,127,549	48.25%
Acciones ordinarias	Empleados de Elektra	212,420	00.43%
Acciones ordinarias	Acciones del tesoro <sup>(a)</sup>	160,031	00.32%

(a) Las acciones en poder de la tesorería que inicialmente fueron compradas por los empleados de ENSA, y posteriormente fueron recompradas por ENSA. La Compañía no tiene la actual intención de cancelar o volver a emitir estas acciones del tesoro.

Fuente: Información de compañía

En virtud de los Artículos de constitución de la Compañía (Pacto Social), PDG, como el accionista mayoritario, no podrá vender una parte de sus acciones mientras el Contrato de concesión permanezca vigente y no tienen derechos preferenciales de adquisición en relación con las acciones restantes del gobierno panameño. PDG Tienen el derecho preferencial de compra de su participación prorrateada sobre cualquier acción emitida de nuevo.

PDG, el accionista mayoritario de la Compañía, es propiedad de Empresas Públicas de Medellín ESP (EPM), y está calificada BBB- por Fitch.



## Section 13

Transacciones con partes relacionadas



## Partes relacionadas, vínculos y afiliaciones

B.G. Investment Co., Inc., una subsidiaria de Banco General, S.A. ("Banco General"), es accionista de Latinex Holdings, Inc. ("Latinex"), la compañía matriz directa de la Bolsa de Valores de Panamá, S. A. ("Panamá Stock Exchange") y LatinClear. Ricardo Arango, director de Banco General y de Latinex, y Rodrigo Cardoze, director suplente de Latinex, son socio y asociado sénior, respectivamente, del bufete de abogados, Arias, Fábrega & Fábrega, el abogado panameño especial para la oferta de este Bono. Arturo Gerbaud, director suplente de Latinex, es socio del bufete de abogados Alemán, Cordero, Galindo & Lee, el abogado panameño de la Compañía, y presta servicios como el Secretario corporativo de la Compañía.

El auditor independiente y el asesor jurídico de ENSA no son accionistas de, y nunca han sido empleados de, ENSA o de ningún otro participante de esta oferta de Bonos.

### Contrato de la concesión

La concesión de distribución de ENSA es regida por el Contrato de concesión con fecha 22 de octubre de 1998, entre la Compañía y ASEP.

### Ventas y compras de energía

Como resultado de la reestructuración del sector eléctrico en Panamá, fueron creadas una compañía de transmisión, tres compañías de distribución y cuatro compañías de generación. El gobierno panameño que conservó aproximadamente el 51% del capital accionario de las compañías de generación hidroeléctrica, el 49% del capital accionario de las compañías de generación termoeléctrica y las compañías de distribución, y el 100% del capital accionario de la compañía de transmisión.

Durante las actividades comerciales normales, la Compañía compra electricidad de las compañías de generación, vende la energía a las instituciones gubernamentales, y realiza pagos a la compañía de transmisión. Estas transacciones se realizan en virtud de los términos y las condiciones de los contratos de compra de electricidad y tarifas de transmisión aceptadas, y son informadas como transacciones con la parte relacionada en las notas de los estados financieros.

A continuación se proporciona un resumen de los saldos y las transacciones que resultaron de la compra y venta de energía con las partes relacionadas:

#### Compras y ventas de energía a las partes relacionadas

	2011	2010
<b>Saldo</b>		
Cuentas por cobrar	\$ 8,539,087	\$ 7,662,017
Cuentas por pagar	34,605,770	27,561,399
<b>Transacciones</b>		
Ingresos	51,453,599	51,372,466
Compra de energía	197,492,883	150,514,628
Costos de transmisión	12,492,844	9,157,278

Fuente: Información de compañía





## Section 14

Descripción de otros endeudamientos



## Otros endeudamientos

### Bonos por pagar a largo plazo

	Bonos por pagar a largo plazo	
(\$ en millones)	2011	2010
<b>Bonos por pagar a largo plazo</b>		
Bonos preferentes a vencer en 2021	\$ 100,000,000	\$ 100,000,000
Bonos corporativos	20,000,000	20,000,000
Menos: descuento por bonos preferentes	(652,606)	(697,846)
<b>Total deuda a largo plazo</b>	<b>\$ 119,347,394</b>	<b>\$ 119,302,154</b>

Fuente: Información de compañía

ENSA tiene bonos por pagar en virtud del contrato de deuda preferente ("Bonos preferentes") totalizando \$100 millones USD, que está registrado con un neto de \$99.347.394 USD de un descuento sin amortizar de \$652.606 USD el 31 de diciembre de 2011. Los Bonos tienen una tasa de interés fija de 7,9% pagadera semestralmente y con vencimiento en 2021. El pago de capital vence al momento del vencimiento. Los Bonos preferentes mantienen una posición crediticia preferente y no están garantizadas. ENSA podrá rescatar los Bonos preferentes en su totalidad o en parte en cualquier momento antes del vencimiento de las mismas tras el cumplimiento con ciertas condiciones incluyendo el pago de una prima de rescate específica. Las obligaciones incluyen entre otras disposiciones una limitación sobre la incurrencia de endeudamiento que se provoca cuando el endeudamiento de la compañía supera en 3,25 veces a su EBITDA.

En una oferta pública el 20 de octubre de 2008, ENSA presentó un monto de capital total de \$40 millones de USD en bonos corporativos sin garantía y no subordinados con vencimiento del 20 de octubre de 2018. Hasta la fecha, \$20 millones de USD de la oferta de bonos corporativos ha sido suscrita y emitida con el Banco General, S. A. Los bonos califican en igualdad de condiciones con todas las demás obligaciones sin garantía y no subordinadas, devengando un interés de la tasa LIBOR más 2,375% anual.

### Facilidades crediticias a corto plazo

	Facilidades crediticias a corto plazo	
(USD)	2011	2010
Banco Nacional de Panamá	\$40,000,000	\$25,000,000
Banco General, S.A.	10,000,000	20,000,000
Bank Nova of Scotia	25,000,000	40,000,000
HSBC Bank (Panamá), SA	15,000,000	10,00,000
Banco Panamá, S.A.	10,000,000	\$ 7,500,000
<b>Compromiso total</b>	<b>\$100,000,000</b>	102,500,000

Fuente: Información de compañía

La Compañía tiene preparada una facilidad crediticia renovable bilateral sin garantía de un año por un total de \$100 millones. ENSA utiliza su facilidad crediticia para financiar sus requisitos de capital de trabajo, incluyendo la compra de suministro de energía en el mercado al contado.



## Section 15

Descripción de los Bonos



## Descripción de los Bonos

*El siguiente resumen describe las disposiciones materiales de los Bonos en el Convenio de emisión en virtud del cual serán emitidos los Bonos. Este resumen no pretende ser completo y está sujeta a, y califica en su totalidad por referencia a, las disposiciones del Convenio de emisión y de los Bonos. En este resumen, todas las referencias a "la Compañía" se refieren a Elektra Noreste, S. A., salvo que se disponga de alguna otra manera. Ciertos términos en mayúsculas utilizados en el siguiente resumen están definidos a continuación en "Ciertas definiciones". Los términos en mayúsculas que no se encuentren definidos de alguna otra manera en el presente documento deberán tener los significados que se les atribuyen en el Convenio de emisión.*

### Consideraciones generales

La Compañía emitirá hasta \$80.000.000 USD en Bonos preferentes sin garantía cuyo vencimiento es el 13 de diciembre de 2027 en virtud de un Convenio de emisión cuya fecha será el 11 de diciembre de 2012, (el "Convenio de emisión") entre la Compañía y el Bank of New York Mellon, como Fiduciario, Registrador, Agente de Pago y Agente de Transferencia (el "Fiduciario").

Los Bonos tendrán los siguientes términos básicos:

- Los Bonos tendrán un monto de capital total de \$80.000.000 USD. El monto de capital de los Bonos será pagadero en su totalidad al vencimiento a menos que los Bonos sean rescatados anticipadamente en virtud de los términos del Convenio de emisión.
- Los Bonos devengarán intereses desde la Fecha de Cierre a una tasa de 4.73% anual (dicha tasa, la "Tasa del bono") hasta la Fecha de vencimiento pagadera semestralmente tras el vencimiento cada 13 de diciembre y 13 de junio, empezando el 13 de junio de 2013. Todos los intereses serán pagados por la Compañía al Fiduciario y serán distribuidos por el Fiduciario a la Persona a cuyo nombre está registrado el Bono al cierre de las operaciones, en el horario de la ciudad de Nueva York, en la Fecha de registro precedente (que es el décimo día calendario precedente de cada Fecha de pagos de intereses). Los intereses de los Bonos serán calculados sobre la base de un año de 360 días con doce meses de 30 días. Los intereses por Incumplimiento se acumularán a la mayor de (i) Tasa del bono más 1.0% anual, o (ii) la Tasa Preferencial.

### Clasificación

Los Bonos serán las obligaciones directas no subordinadas y sin garantía de la Compañía y calificarán en igualdad de rango (*pari passu*) con respecto al derecho de pago entre sí y con las demás obligaciones sin garantía y no subordinadas presentes y futuras de la Compañía que no estén, por sus términos, expresamente subordinadas al derecho pago de los Bonos, que no sean las obligaciones preferentes establecidas por la ley.

### Cotización en bolsa

Se ha realizado una solicitud con el fin de cotizar los Bonos en la Bolsa de Valores de Panamá (la "BVP"). La Compañía no cotizará los Bonos que ninguna otra bolsa de valores fuera de Panamá.



## Emisiones adicionales

Por sus términos el Convenio de emisión no limita el monto de capital total de los Bonos que podrá ser autenticado y entregado en virtud del mismo y permite la emisión, de manera periódica, de Bonos adicionales de la misma serie que están siendo ofrecidos por el presente documento; estipulándose sin embargo que: (i) ningún Incumplimiento o Evento de Incumplimiento, habrá ocurrido y luego continuado ni ocurrirá como resultado de dicha emisión adicional (ii) dichos Bonos adicionales calificarán en igualdad de condiciones y tendrán términos y beneficios equivalentes que los Bonos ofrecidos en el presente Prospecto y (iii) si los Bonos son calificados por cualquier Agencia calificadora, la calificación actual de ese entonces de los Bonos es reconfirmada por escrito por las Agencias calificadoras correspondientes después que entre en vigencia dicha emisión adicional de Bonos. Cualquier Bono adicional será una parte de la misma serie de los Bonos que la Compañía está ofreciendo en el presente documento y los Titulares de dichos Bonos adicionales tendrán voto en todos los asuntos relacionados con los Bonos como una sola clase con los Titulares ofrecidos en el presente documento.

## Pagos de capital e intereses

El pago del capital de los Bonos al vencimiento, junto con los intereses acumulados y no pagados a la Tasa del Bono, o el pago tras la amortización antes del vencimiento, será realizado únicamente:

- Con respecto a los pagos de intereses, a la Persona a cuyo nombre está registrado el Bono al cierre de las operaciones, en el horario de la ciudad de Nueva York, en la Fecha de registro.
- Con respecto al pago del capital, a los Titulares de los Bonos al momento de pago de los mismos.
- Los pagos de capital e intereses serán realizados mediante un depósito con el Fiduciario de fondos inmediatamente disponibles en dólares estadounidenses.
- El pago de capital y el interés de los Bonos será realizado en el Lugar de colocación o en tal lugar que no sea la ciudad de Nueva York, en ya sea cualquier oficina o la oficina a ser mantenida en dicha ciudad.

Los Bonos serán representados inicialmente por una o más Bonos según se describe a continuación en "Bonos globales". Los pagos de capital e intereses de los Bonos globales serán realizados a DTC o a quien esté nombrado, según sea el caso, como el Titular registrado correspondiente.

Si cualquier fecha del pago de capital o intereses o de amortización no es un Día hábil en la ciudad en la que está ubicado el Agente de pago pertinente, la Compañía realizará el pago al Día hábil siguiente de la ciudad respectiva. Como resultado de este retraso en el pago no se acumulará ningún interés en los Bonos.

La Compañía ha nombrado al Fiduciario como Agente de pago para recibir el pago del monto de capital y el interés en los Bonos. Se requerirá que la Compañía deposite con el Fiduciario una suma en dólares estadounidenses suficiente para pagar dicho capital e interés y otros montos en los Bonos con el Agente de pago para la 1:00 p. m. (horario de la ciudad de Nueva York) en el Día hábil anterior a la Fecha de pago correspondiente y de alguna otra manera de conformidad con los términos del Convenio de emisión.

Los pagos con respecto a los Bonos serán realizados en la moneda o en la divisa de los Estados Unidos de América que en el momento de pago sea la moneda de curso legal para el pago de deudas públicas y privadas.



En el caso de los montos no pagados por la Compañía en virtud de los Bonos a su vencimiento, los intereses continuarán acumulándose en dichos montos a una tasa equivalente a la Tasa por Incumplimiento (es decir, que supere en 1,0% a la Tasa del bono), a partir de la fecha en que se vencían dichos montos (sin que entre en vigencia ningún periodo de gracia correspondiente a ese efecto) y hasta, pero excluyendo a, la fecha de pago de la Compañía.

Sujeto a la Ley aplicable, el Fiduciario y cualquier Agente de pago pagarán a la Compañía mediante solicitud cualquier suma de dinero que obre en poder de ellos para el pago de capital e intereses en los Bonos y que permanezca sin reclamar durante dos años. Posteriormente, los Titulares que tengan derecho a estas sumas de dinero deberán procurar obtener el pago de parte de la Compañía.

### **Pago de montos Adicionales**

Salvo según lo estipulado a continuación, la Compañía realizará todos los pagos de capital, monto de amortización, e intereses en los Bonos sin retener ni reducir impuestos, obligaciones, tasaciones presentes o futuras u otros cargos gubernamentales (incluyendo cualquier interés o multa con respecto a ello) de ninguna naturaleza impuesta por Panamá o cualquier subdivisión política o Autoridad gubernamental de la República de Panamá y cualquiera jurisdicción a través de la cual dichos pagos son realizados por el Agente de pago (las mismas una "Jurisdicción tributaria"). Si la Ley aplicable la requiere que la Compañía retenga o deduzca cualquiera de dichos impuestos, obligaciones, tasaciones u otros cargos gubernamentales, salvo lo estipulado a continuación, la Compañía pagará al Titular los Montos adicionales necesarios para garantizar que los mismos reciban el mismo monto neto que hubieran recibido de no haberse requerido dicha retención o deducción.

Sin embargo, la Compañía no pagará ninguno de los Montos adicionales en conexión con ningún impuesto, obligación, tasación u otro cargo gubernamental únicamente en la medida en que dicho impuesto, obligación, tasación u otro cargo gubernamental es impuesto debido a cualquiera de las siguientes razones:

- (i) el Titular o el usufructuario tiene alguna relación (presente o antigua) con la Jurisdicción tributaria que no sea la tenencia (o titularidad) de los Bonos, la recepción de pagos de capital o interés de los Bonos o la ejecución de derechos en virtud de los Bonos (como ser, entre otros, la ciudadanía, nacionalidad, residencia, domicilio, o la existencia de un negocio, un establecimiento permanente, un agente dependiente, un local comercial o un local de administración presente o que se considere presente dentro de una Jurisdicción tributaria);
- (ii) el Titular o el usufructuario no cumple con algún requisito de certificación, identificación u otro requisito de presentación de reportes con respecto a su nacionalidad, residencia, identidad o conexión con la Jurisdicción tributaria, si (x) dicho cumplimiento es requerido por la Ley, reglamento, práctica administrativa o tratado aplicable como una condición previa para obtener la exención de la totalidad o de una parte del impuesto, obligación, tasación u otro cargo gubernamental, (y) al menos 60 días calendario antes de la fecha del pago pertinente en lo que respecta a cuáles son los requisitos en virtud de la Ley, reglamento, práctica administrativa o tratado aplicable se aplicará, la Compañía notificó a todos los Titulares que se les exigirá a los mismos cumplir con dichos requisitos (salvo que dicho periodo de 60 días calendario se reduzca a 30 días calendario cuando exista un cambio en una certificación, identificación u otro requisito de presentación de reportes pertinente dentro de los 60 días calendario anteriores al dicha fecha de pago pertinente), y (z) la finalización de dichas formas no es materialmente onerosa y no requiere de la divulgación de información confidencial material;
- (iii) el Titular no presenta (cuando es requerida la presentación) su Bono dentro de 30 días calendario después de que la Compañía haya puesto a disposición del Titular un pago de capital o de interés; estipulándose sin embargo que, la Compañía pagará los Montos adicionales a los que dicho Titular hubiera tenido derecho en caso de que el Bono propiedad de dicho Titular hubiera sido presentado en ese día (incluyendo el último día) dentro de dicho periodo de 30 días; o bien



- (iv) salvo que se disponga de alguna otra manera, cualquier impuesto, tasación u otros cargos gubernamentales similares al patrimonio, herencia, obsequio, uso, transferencia, ventas o a la propiedad personal.

La Compañía además (i) realizará dicha retención o deducción y (ii) remitirá el monto total de la retención o deducción a la autoridad tributaria pertinente de conformidad con la Ley aplicable. La Compañía proporcionada al Fiduciario, dentro de los 30 Días hábiles después de la fecha de pago de cualquiera de dichos impuestos, copias certificadas de los recibos tributarios o, en caso de que no puedan obtenerse dichos recibos, documentación satisfactoria para el Fiduciario comprobando dicho pago realizado por la Compañía. Tras la solicitud por escrito de los Titulares al Fiduciario, se pondrán a disposición de los Titulares copias de dichos recibos u otra documentación, según sea el caso. Al menos 10 Días hábiles antes de cada fecha en la que cualquier pago en virtud o con respecto a los Bonos sea adeudado y pagadero, si la Compañía tiene conocimiento real de que en ese momento está obligada a pagar Montos adicionales con respecto a dicho pago, la Compañía entregará al Fiduciario una Certificación de Oficial que exprese que los Montos adicionales serán pagaderos, los montos que sean pagaderos y que estipule cualquier otra información que el Fiduciario pueda requerir razonablemente para fines impositivos.

Para que lo precedente entre en vigencia, la Compañía, tras una solicitud por escrito de cualquier Titular, indemnizará, mantendrá indemne y reembolsará a dicha Titular el monto de cualquier impuesto, obligación, tasación u otros cargos gubernamentales de cualquier naturaleza impuestos por cualquier Jurisdicción tributaria (que no sea ningún impuesto, obligación, tasación u otro cargo gubernamental por los que el Titular no hubiera tenido derecho a recibir los Montos adicionales de conformidad con cualquiera de las condiciones descritas en el segundo párrafo de la presente sección titulada "Pagos de los montos adicionales") impuestos de esta manera, y pagados por, cualquier Titular como resultado de dicho pago de capital o interés en los Bonos, de modo que el monto neto recibido por dicho Titular después de dicho reembolso no hubiera sido menor que el monto neto que el Titular hubiera recibido si hubieran sido impuestos o gravados y de ese modo cobrados, tales impuestos, obligaciones, tasaciones u otros cargos gubernamentales. Los Titulares estarán obligados a proporcionar la documentación razonable y a cooperar con la Compañía en conexión con lo precedente.

La Compañía también pagará cualquier impuesto sobre actos jurídicos, impuesto administrativo, judicial, al consumo o impuestos similares que surjan en la Jurisdicción tributaria en conexión con los Bonos e indemnizará a los Titulares por cualquiera de dichos impuestos pagados por los mismos. Se considerará que todas las referencias al capital, el interés, u otros montos pagaderos en los Bonos incluyen a cualquiera de los Montos adicionales pagaderos por la Compañía en virtud de los Bonos o del Convenio de emisión con respecto al mismo en cuanto y en la medida descrita anteriormente. Las obligaciones precedentes seguirán vigentes a cualquier extinción, revocación o exoneración de los Bonos y del Convenio de emisión.

Si se requiere que la Compañía en cualquier momento pague los Montos adicionales a los Titulares de conformidad con los términos de los Bonos y del Convenio de emisión, la Compañía llevará a cabo esfuerzos razonables para obtener una exención del pago de (o de alguna otra manera de evitar la obligación de pagar) el impuesto, obligación, tasación u otro cargo gubernamental que haya resultado en el requerimiento de que la Compañía pague dichos Montos adicionales.



## Ciertos convenios

Durante el tiempo en que cualquiera de los Bonos esté pendiente o cualquier monto permanezca impago sobre dichos Bonos y la Compañía tenga obligaciones en virtud del Convenio de emisión y los Bonos, la Compañía cumplirá, y (según corresponda) dispondrá que cada una de sus Subsidiarias cumplan con los términos de los convenios, entre otras cosas, establecidos a continuación:

### Cumplimiento de las obligaciones en virtud de los Bonos y del Convenio de emisión

La Compañía deberá pagar oportuna y debidamente todos los montos adeudados por la Compañía, y deberá cumplir con todas sus demás obligaciones, en virtud de los términos de los Bonos y del Convenio de emisión.

### Mantenimiento de la existencia corporativa

La Compañía mantendrá, y dispondrá que cada una de sus Subsidiarias mantengan, su existencia corporativa respectiva (sujeta a la capacidad de la Compañía de consumir ciertas transacciones según lo descrito a continuación bajo "Limitación sobre consolidación, fusión, venta o traspaso") y todos los registros necesarios a ese efecto, llevará a cabo todas las acciones para mantener todos los derechos, privilegios, titularidad sobre una propiedad, franquicias y similares necesarios para o requeridos en conexión con los negocios, actividades u operaciones normales consolidadas de la Compañía; estipulándose sin embargo que, este convenio no exigirá a la Compañía o a ninguna de sus Subsidiarias, que mantengan de dichos derechos, y privilegios, titularidad sobre una propiedad, franquicia o similares o requerirá que la misma mantenga la existencia corporativa de dicha Subsidiaria, si es razonable considerar que, de manera total o individualmente, el no hacerlo no tiene ni tendrá un efecto material adverso ya sea en (i) los negocios, actividades, operaciones, condición financiera y resultados de operación consolidados de la Compañía, o (ii) los derechos de los Titulares con respecto a los Bonos y el Convenio de emisión (cada uno, un "Efecto material adverso").

### Cumplimiento con las leyes

La Compañía cumplirá, y dispondrá que su Subsidiarias cumplan, en todo momento con las leyes, reglas, reglamentos resoluciones y directivas aplicables de cualquier gobierno o agencia o autoridad gubernamental que tenga jurisdicción sobre la Compañía, sus negocios o cualquiera de las transacciones contempladas en el presente documento, salvo (i) cuando la Compañía considera razonablemente que el incumplimiento por parte de la Compañía o de dicha Subsidiaria no tendría un Efecto material adverso o (ii) cuando la necesidad de cumplimiento inmediato está siendo impugnada de buena fe por la Compañía mediante los procedimientos adecuados.





### Mantenimiento de las aprobaciones gubernamentales

La Compañía realizará sus mejores esfuerzos razonables, y dispondrá de sus Subsidiarias realicen sus mejores esfuerzos razonables respectivos, con el fin de obtener y mantener en pleno vigor y efecto todas las Aprobaciones gubernamentales, consentimientos o licencias de cualquier Autoridad gubernamental o un tercero en virtud de las leyes de Panamá o de cualquier otra jurisdicción que tenga competencias sobre la Compañía o sus Subsidiarias, en todos los casos que sean necesarios para que la Compañía o cualquiera de sus Subsidiarias cumplan con sus obligaciones en virtud de los Bonos o del Convenio de emisión (incluyendo, entre otros a, cualquier autorización que se requiera para obtener y transferir dólares estadounidenses o cualquier otra moneda que en ese momento sea la moneda de curso legal en los Estados Unidos saliendo de Panamá en conexión con los Bonos y el Convenio de emisión) o para la validez o exigibilidad correspondiente, salvo cuando la Compañía considera razonablemente de que el no hacerlo así no tendría un Efecto material adverso.

### Pagos de impuestos y otros reclamos

La Compañía presentará, y dispondrá que sus Subsidiarias presenten, las declaraciones de ingresos y otras declaraciones tributarias similares y pagarán o exonerarán o dispondrán de que sean pagados o exonerados, antes de que los mismos se vuelvan morosos, (i) todos los impuestos, tasaciones y cargos gubernamentales gravados o impuestos sobre la Compañía o cualquier Subsidiaria, según sea el caso, y (ii) todos los reclamos laborales legítimos que, si no son pagados, podrían por ley convertirse en un Gravamen sobre la propiedad de la Compañía o de cualquier Subsidiaria, según sea el caso; estipulándose sin embargo que, no se requerirá que ni la Compañía ni cualquier Subsidiaria paguen o exoneren o dispongan que paguen o exoneren a cualquier impuesto, tasación o cargo o reclamo para los que se requieran las reservas adecuadas según lo exigido por las GAAP de EE. UU. o las IFRS hayan sido realizados y cuyo monto, pertinencia o validez está siendo impugnada de buena fe y, según corresponda, mediante los procedimientos legales adecuados o cuando el incumplimiento de pago o exoneración o disposición para que sea pagado o exonerado no tendría un Efecto material adverso.

### Mantenimiento de seguros

La Compañía y cada una de sus Subsidiarias mantendrá, con aseguradoras de confianza y financieramente sólidas, un seguro con respecto a las respectivas propiedades y negocios de la Compañía contra accidentes y contingencias, de dichos tipos, y en dichos términos y en dichos montos (incluyendo deducibles, coseguros y autoseguro, si son mantenidas las reservas adecuadas con respecto a ello) como es habitual en el caso de las entidades de reputación establecida que participan en negocios iguales o similares y en situación similar, salvo por alguna falta de mantenimiento que no podría razonablemente esperarse que tuviera un Efecto material adverso.

### Mantenimiento de las propiedades

La Compañía y cada una de sus Subsidiarias mantendrán y conservarán sus respectivas propiedades en buenas condiciones de mantenimiento y funcionamiento (que no sea por el desgaste natural), de modo que los negocios realizados en conexión con eso pueden llevarse a cabo de manera apropiada en todo momento, estipulándose que esta disposición no deberá evitar que la Compañía o cualquier Subsidiaria no continúe con la operación y mantenimiento de cualquiera de las propiedades si dicha interrupción es conveniente con el fin de llevar a cabo sus negocios y la Compañía haya concluido que dicha interrupción no debería, individual o totalmente, razonablemente esperarse que tenga un Efecto material adverso.



### Audidores independientes

Durante el tiempo en que los Bonos que estén Pendientes, la compañía deberá contratar a una firma de contabilidad independiente reconocida internacionalmente para que audite a los Estados financieros consolidados de la Compañía y que de alguna otra manera proporcionar los servicios de contabilidad necesario para compañía en conexión con ello.

### Mantenimiento de libros y registros

La Compañía deberá mantener y disponer que sus Subsidiarias mantengan libros, cuentas y registros en relación con los negocios las actividades de la Compañía de conformidad con: (i) las GAAP de EE. UU. o las IFRS, según corresponda, y (ii) todos los requisitos aplicables de cualquier Autoridad gubernamental que tenga jurisdicción legal o reguladora sobre la Compañía o cualquiera de sus Subsidiarias.

### Mantenimiento de una oficina o agencia

La Compañía deberá mantener una oficina o agencia ubicada en el municipio de Manhattan, en la ciudad de Nueva York, a donde se podrán enviar los avisos a y las demandas sobre la Compañía con respecto al Convenio de emisión y los Bonos. Inicialmente esta oficina estará ubicada en un CT Corporation System, y la Compañía aceptará a no cambiar la designación de dicha oficina sin enviar un aviso previo al Fiduciario y la designación de una oficina de reemplazo ubicada en el municipio de Manhattan, en la ciudad de Nueva York.

### Clasificación

Los Bonos serán las obligaciones directas no subordinadas y sin garantía de la Compañía y calificarán en igualdad de rango (*pari passu*) con respecto al derecho de pago entre sí y con las demás obligaciones sin garantía y no subordinadas presentes y futuras de la Compañía que no estén, por sus términos, expresamente subordinadas al derecho pago de los Bonos, que no sean las obligaciones preferentes establecidas por la ley.

### Aviso de ciertos casos

La Compañía rápidamente brindará un aviso al Fiduciario el momento en que su Representante autorizado se dé cuenta de la ocurrencia de cualquier (i) Evento de Incumplimiento o un caso en el cual el paso del tiempo o brindar un aviso podría convertirse en un Evento de Incumplimiento (un "Incumplimiento"), acompañado por un Certificado del funcionario de un Representante autorizado de la Compañía estableciendo los detalles de dicho Evento de Incumplimiento o Incumplimiento y expresando cual es la acción de la Compañía propone realizar con respecto al mismo, y (ii) cualquier comunicación recibida por la Compañía de parte de, o enviada por la compañía a, ASEP o cualquier otra autoridad buena mental o reguladora panameña aplicable en conexión con cualquier incumplimiento material de los términos del Contrato de concesión, o inminente terminación anticipada del Contrato de concesión.



### Certificado de cumplimiento

En el momento en que la Compañía proporcione al Fiduciario los estados financieros anuales de la misma, y en ningún caso más allá de 180 días posteriores a la finalización del año fiscal de la Compañía (con cualquier otro momento en que el Fiduciario lo solicite razonablemente), la Compañía proporcionada al Fiduciario un certificado del funcionario en idioma inglés que certifique que hasta una fecha específica no antes de siete días previos a la fecha de dicho certificado, la Compañía ha cumplido con sus obligaciones en virtud de los Bonos y del Convenio de emisión (o, si eso no es el caso, que brinde los detalles de las circunstancias de dicho incumplimiento) y que a partir de dicha fecha no existía ni tampoco había existido en ningún momento previo al respecto, desde la fecha de entrega de dicho certificado previo (o, en el caso del primer certificado, la fecha del Convenio de emisión) cualquier Incumplimiento o Evento de Incumplimiento en virtud de los Bonos o del Convenio de emisión.

### Limitación sobre los gravámenes

Durante el tiempo en que cualquier Bono permanezca Pendiente, la Compañía, directa o indirectamente, no creará, asumirá, incurrirá, o experimentará la existencia de ningún Gravamen, ni se lo permitirá a ninguna Subsidiaria, sobre ninguna de las propiedades o activos de la Compañía, que sea actualmente de su propiedad o si es adquirida en el futuro, ya sea que surja en conexión con la incurrencia de cualquier Endeudamiento o de alguna otra manera ("Otro endeudamiento"), salvo en dicho tiempo en que la Compañía de manera contemporánea cree o permita dicho Gravamen con el fin de garantizar equitativa y proporcionalmente el Endeudamiento representado por los Bonos hasta tal tiempo en que el Otro endeudamiento ya no esté de garantizado por dicho Gravamen. Independientemente de lo procedente, la Compañía y sus subsidiarias podrán crear, asumir, incurrir o experimentar la existencia de Gravámenes permitidos.

### Limitación sobre la consolidación, fusión, venta o traspaso

La compañía no se consolidará ni unirá ni se fusionará, en una transacción o en una serie de transacciones, con una Persona, ni permitirá a cualquier Subsidiaria lo haga, ni traspasará, arrendará ni transferirá la totalidad o sustancialmente la totalidad de sus propiedades, activos o ingresos a cualquier Persona (que no sea una Subsidiaria de la Compañía) ni permitirá que cualquier Persona (que no sea una Subsidiaria de la Compañía) se fusione con o a, a menos que:

- (i) o la Compañía es la entidad vigente o la Persona (la "Entidad sobreviviente") formada por la consolidación o en lo que la Compañía es fusionada o que es adquirida o son arrendadas la propiedad o los activos de la Compañía asumirá (mancomunada y solidariamente con la Compañía a menos que la Compañía haya dejado de existir como resultado de esa fusión, consolidación o unión), mediante un convenio de emisión complementario de todas las obligaciones de la Compañía en virtud del presente Convenio de emisión y los Bonos;
- (ii) la Entidad sobreviviente (mancomunada y solidariamente con la Compañía a menos que la Compañía haya dejado de existir como resultado de esa fusión, consolidación o unión), acepta indemnizar a cada Titular contra cualquier impuesto, tasación o cargo gubernamental subsiguiente impuesto sobre los Titulares únicamente como consecuencia de la consolidación, fusión, traspaso, transferencia o arriendo con respecto al pago de capital de, a los intereses sobre, los Bonos;
- (iii) inmediatamente después de que entre en vigencia dicha transacción ocde transacciones sobre una base proforma, ningún Incumplimiento ni Evento de Incumplimiento será haber ocurrido y continuar;
- (iv) inmediatamente después de que entre en vigencia dicha transacción ocde transacciones sobre una base proforma, incluyendo cualquier Endeudamiento incurrido o que se espera sea incurrido, en conexión con o al respecto de la transacción o serie de transacciones la entidad sobreviviente



- podría incurrir en al menos \$1,00 USD de endeudamiento en virtud de las "Limitaciones del endeudamiento";
- (v) La Entidad sobreviviente deberá ya sea ser (a) una Afiliada de la Compañía con domicilio sujeto a las leyes de Panamá o jurisdicción que pueda ser aceptado por la Mayoría de los Titulares, o (b) una *sociedad anónima* organizada en virtud de las leyes de Panamá; y
  - (vi) la Compañía o la Entidad sobreviviente, según corresponda, deberá haber entregado al Fiduciario un Certificado del funcionario y un Dictamen del abogado, cada uno declarando que dicha fusión, consolidación, venta, cesión, transferencia u otro tipo de traspaso o enajenación cumple con este convenio y con el Convenio de emisión y que se han cumplido con todas las condiciones precedentes estipuladas en el presente documento para relacionar dicha transacción. Dicha Certificación de Oficial y Opinión Legal dispondrán también que los acuerdos materiales relativos a la operación a que el Emisor es parte son obligaciones válidas y exigibles del Emisor.

Independientemente de cualquier cosa al contrario en lo precedente, siempre y cuando no haya ocurrido ningún Incumplimiento ni el Evento de Incumplimiento en virtud de este Convenio de emisión o de los Bonos y que continúe en el momento de la transacción propuesta o que podría resultar de la transacción:

- (i) La Compañía se podrá fusionar, unir o consolidar con o en, o traspasar, transferir, arrendar con alguna otra manera enajenar la totalidad o sustancialmente la totalidad de sus propiedades, activos o ingresos en los casos en que la Compañía es la Entidad sobreviviente en la transacción y la transacción no tendría ningún Efecto material adverso sobre la Compañía o sus Subsidiarias, tomadas en su totalidad, y entendiéndose que es la Compañía no es la Entidad sobreviviente, se requerirá que la Compañía cumplan con los requisitos estipulados en el párrafo anterior; o
- (ii) Cualquiera de las Subsidiarias de la Compañía se podrá fusionar o consolidar con o en, o traspasar, transferir, arrendar o alguna otra manera enajenar sus activos hacia, cualquier otra Subsidiaria; o
- (iii) Cualquier Subsidiaria podrá liquidarse o disolverse si la Compañía determina en buena fe que la liquidación o disolución es en el mejor interés de la Compañía, y que no resultaría en un Efecto material adverso en la Compañía y sus subsidiarias tomadas en su totalidad, y si la liquidación o disolución es parte de la reorganización corporativa de la Compañía; o
- (iv) La Compañía podrá vender, arrendar, transferir o alguna otra manera enajenar sus activos si los ingresos de dichas ventas son utilizados para comprar otra propiedad de naturaleza similar y al menos con valor equivalente dentro de un año dicha venta o la Compañía utiliza los ingresos de las ventas para pagar por adelantado el Endeudamiento preferente o la Compañía ofrece reembolsar una parte de los Bonos a no menos que el valor par más el interés acumulado con un monto de dichos ingresos utilizados de forma prorrateada respecto al monto de todo el Endeudamiento de la Compañía que está siendo rescatado o reembolsado.

#### Limitación en el hecho de incurrir en un endeudamiento

La Compañía no podrá, y no dispondrá ni permitirá que cualquier Subsidiaria, directa o indirectamente, incurra en cualquier Endeudamiento que no sea el de los Bonos y el Endeudamiento permitido. La Compañía y sus Subsidiarias, según corresponda, podrán Incurrir en el siguiente Endeudamiento ("Endeudamiento permitido"):

- (i) El Endeudamiento de la Compañía y de sus Subsidiarias que esté pendiente a la Fecha de cierre;
- (ii) El Endeudamiento de la Compañía, inclusive el Endeudamiento adquirido y el Endeudamiento adquirido incurrido por una Subsidiaria, que no haya sido incurrido en conexión con, o anticipando o considerando, la adquisición, fusión o consolidación pertinente, si, al momento de e inmediatamente después de que entre en vigencia pro forma el Endeudamiento correspondiente y la aplicación de los ingresos resultantes del Índice de Endeudamiento total consolidado a EBITDA consolidado no supere las 3,50 veces, sujeto a las disposiciones establecidas en virtud del "Índice de Endeudamiento total consolidado a EBITDA consolidado", que se describe a continuación;



- (iii) Endeudamiento por una adquisición permitida
- (iv) Las Obligaciones de cobertura celebrados por la Compañía y sus Subsidiarias durante su actividad comercial normal (inclusive las coberturas de la tasa de interés contra otros Endeudamientos) y no para fines especulativos;
- (v) Endeudamiento entre compañías entre la Compañía y cualquier Subsidiaria o entre Subsidiarias; estipulándose que:
  - (a) si la Compañía es el deudor de dicho Endeudamiento, dicho Endeudamiento deberá estar expresamente subordinado al pago total previo de todas las obligaciones en virtud de los Bonos y del Convenio de emisión, y
  - (b) en el caso de que en cualquier momento la Compañía y cualquier Subsidiaria dejen de tener dicho Endeudamiento, se considerará que dicho Endeudamiento será Incurrido en o está permitido por esta cláusula (v) en el momento en que dicho caso ocurra;
- (vi) El Endeudamiento de la Compañía o el Endeudamiento de cualquier Subsidiaria que surja del pago involuntario de un cheque, giro o instrumento similar por parte de un banco u otra institución financiera (inclusive los sobregiros diurnos pagados en su totalidad al cierre de las operaciones en el día en que dicho sobregiro fue Incurrido) girado contra fondos insuficientes durante la actividad comercial normal; estipulándose que dicho Endeudamiento se extingue en un lapso de cinco Días hábiles de haber sido Incurrido;
- (vii) El Endeudamiento de la Compañía o el Endeudamiento de cualquier Subsidiaria representado por una oferta, garantía o bono de desempeño o cartas de crédito a la cuenta de la Compañía o de cualquier Subsidiaria, según sea el caso, emitida durante la actividad comercial normal, y no con fines de financiamiento, y obligaciones de reembolso con respecto al mismo;
- (viii) Refinanciamiento del endeudamiento con respecto a:
  - (a) el Endeudamiento (que no sea un Endeudamiento a favor de la Compañía o de cualquier Subsidiaria) incurrido de conformidad con la cláusula (ii) anterior (entendiéndose de que ningún Endeudamiento pendiente a la Fecha de cierre es incurrido de conformidad con la cláusula (ii) anterior), o bien
  - (b) los Bonos y el Endeudamiento incurrido de conformidad con la cláusula (iii) anterior y esta cláusula (viii);
- (ix) Las Obligaciones de arrendamiento capitalizadas y el Endeudamiento para fondo de compras de la Compañía o de cualquier Subsidiaria, y el Endeudamiento de refinanciamiento con respecto a los mismos, en un monto de capital total pendiente en un momento determinado, que no excederá a la cantidad que sea mayor entre (x) \$ 1.000.000 USD e (y) el 5% de los Activos totales consolidados;
- (x) El Endeudamiento que surja de los contratos celebrados por la Compañía o una Subsidiaria que proporcione de buena fe una indemnización, ajuste del precio de compra u obligaciones similares, o de garantías habituales o bonos de desempeño que garanticen cualquier obligación de la Compañía o de cualquier Subsidiaria de conformidad con dichos contratos, en cada caso, Incurrido o asumido en conexión con la adquisición o la enajenación de cualquier negocio, activo, o acción de capital de una subsidiaria, estipulándose que, en caso de una enajenación, la responsabilidad total máxima con respecto a dicho Endeudamiento en ningún momento deberá exceder las ganancias brutas recibidas (incluyendo las ganancias que no sean en dinero en efectivo basadas en el valor justo de mercado en el momento de la recepción) en realidad por la Compañía y sus Subsidiarias en conexión con dicha enajenación;
- (xi) cualquier obligación incurrida por una Subsidiaria debido a dinero tomado en préstamo en conexión con el financiamiento de un proyecto o una transacción similar en todos los casos relacionados con la construcción, desarrollo, o adquisición de activos tangibles o instalaciones (y cualquier activo



- tangible necesario en conexión con la operación correspondiente) utilizado durante la actividad comercial normal de dicha Subsidiaria siempre que (A) el único recurso legal para la recaudación del capital y los intereses de dicha obligación sea contra la propiedad específica identificada en el instrumento que evidencia o garantiza dicha obligación, (B) de manera expresa no exista ningún recurso en lo que respecta a dicha obligación para la Compañía o cualquier otra Subsidiaria correspondiente (o ninguno de sus respectivos activos o propiedades), y (C) la Compañía y sus demás Subsidiarias de manera expresa no deberán tener responsabilidad alguna en lo que respecta a ese motivo (dicha obligación un "Endeudamiento para el financiamiento del proyecto"); y
- (xii) otro Endeudamiento de la Compañía o de sus Subsidiarias Incurrido en un monto total que no supere los \$5 millones de USD, pendiente en un momento determinado; y
  - (xiii) depósitos del cliente y pagos anticipados recibidos de los clientes por la venta, arriendo o licencia de bienes y servicios durante la actividad comercial normal;
  - (xiv) (a) las Garantías del Endeudamiento de cualquier Subsidiaria de la Compañía y que se permitió que fuera Incurrido por dicha Subsidiaria en virtud de la presente definición de Endeudamiento permitido; y las Garantías de cualquier Subsidiaria del Endeudamiento de la Compañía o del Endeudamiento de otra Subsidiaria y que se permitió que fuera Incurrido en virtud de la presente definición de Endeudamiento permitido; y  
(b) el Endeudamiento que constituya un Gravamen permitido (1) que fuera Incurrido por la Compañía con respecto al Endeudamiento de una Subsidiaria y que se permitió que fuera Incurrido por dicha Subsidiaria en virtud de la presente definición de Endeudamiento permitido y (2) que fuera Incurrido por una Subsidiaria con respecto al Endeudamiento de la Compañía o de otra Subsidiaria y que se permitió que fuera Incurrido en virtud de la presente sección por la Compañía o por dicha Subsidiaria (excluyendo el Endeudamiento de cualquier otra Subsidiaria y que se permitió en virtud de la cláusula (i) indicada anteriormente), según sea el caso, cuyo Gravamen es otorgado de conformidad con, si corresponde, la disposición sobre Limitación de los gravámenes.

Independientemente de las disposiciones de la presente sección en virtud del "Índice de Endeudamiento total consolidado a EBITDA consolidado" que se indica a continuación, en ningún caso el monto total de la totalidad del Endeudamiento por el cual cualquiera o todas las Subsidiarias están obligadas de manera directa o eventual podrá acceder el 10% de los Activos totales consolidados de la Compañía y de todas sus Subsidiarias consideradas como una totalidad; se estipula que para los fines del presente documento, dicho Endeudamiento no deberá incluir el Endeudamiento para el financiamiento del proyecto.

Para los fines de determinar el cumplimiento con, y el monto de capital pendiente de, cualquier Endeudamiento incurrido en particular de conformidad y en cumplimiento con la presente sección, el monto del Endeudamiento emitido a un precio que sea menor que el monto de capital correspondiente será igual al monto de la responsabilidad en lo que respecta al mismo y determinado de conformidad con los Principios contables generalmente aceptados (Generally Accepted Accounting Principles, GAAP) de EE. UU. o las Normas internacionales de información financiera (International Financial Reporting Standards, IFRS). La acumulación de intereses, el incremento o amortización del descuento original emitido, el pago de los intereses programados regularmente en la forma de un Endeudamiento adicional del mismo instrumento o el pago de dividendos programados regularmente sobre Acciones de capital descalificadas una forma de Acciones de capital descalificados adicionales con los mismos términos no se considerará como que sea haya Incurrido en un Endeudamiento para los fines de la presente sección; estipulándose que cualquier Endeudamiento o Acción de capital descalificada pendiente adicional que haya sido pagada con respecto al Endeudamiento incurrido de conformidad con cualquier disposición de la presente sección se tomará en cuenta como un Endeudamiento pendiente en virtud del mismo para los fines de un hecho de Incurrimiento futuro en virtud de dicha disposición.



En el caso de que el Endeudamiento cumpla con los criterios de más de un tipo de Endeudamiento descrito en la presente sección, la Compañía, a su entera discreción, tendrá permitido clasificar dicho elemento de Endeudamiento en la fecha en que se haya Incurrido, y únicamente se exigirá que incluya el monto y el tipo de dicho Endeudamiento en una de dichas cláusulas si bien la Compañía podrá dividir y clasificar un elemento de Endeudamiento en uno o más tipos de Endeudamiento y posteriormente podrá volver a dividir o volver a clasificar la totalidad o una parte de dicho elemento de Endeudamiento en una manera que cumpla con la presente sección. Para evitar dudas, el Endeudamiento permitido por la cláusula (xiii) de la definición de Endeudamiento permitido no estará duplicado para el Endeudamiento subyacente que está garantizado o por el cual se otorgó un Gravamen de conformidad con dicha cláusula (xiii).

Para los fines de determinar que cumplimiento con la presente sección, el monto de capital equivalente en dólares estadounidenses del Endeudamiento cuya denominación se encuentra en moneda extranjera deberá calcularse basado en la tasa de cambio de divisas pertinente que esté vigente en la fecha en que fue Incurrido dicho Endeudamiento en el caso del plazo del Endeudamiento (o el primer compromiso en el caso de un Endeudamiento con crédito renovable), estipulándose que si dicho Endeudamiento es Incurrido para el Refinanciamiento de otro Endeudamiento cuya denominación se encuentra en moneda extranjera, y dicho refinanciamiento ocasionaría que sea superada la restricción de la denominación en dólares estadounidenses correspondiente, si es calculada a la tasa de cambio de divisas pertinente que esté vigente en la fecha de dicho refinanciamiento, se deberá considerar que dicha restricción de la denominación en dólares estadounidenses no fue superada siempre y cuando que el monto de capital de dicho Endeudamiento para refinanciamiento no supere el monto de capital del Endeudamiento que está siendo refinanciado. Independientemente de cualquier otra disposición de la presente sección, el monto máximo de Endeudamiento incurrido para el Refinanciamiento de otro Endeudamiento, si es Incurrido en una manera distinta del Endeudamiento que está siendo Refinanciado, deberá ser calculado basado en la tasa de cambio de divisas correspondiente a las monedas en que dicho Endeudamiento para refinanciamiento este denominada y que esté vigente en la fecha de dicho refinanciamiento. Independientemente de cualquier otra disposición de la presente sección, el monto máximo de Endeudamiento en que la Compañía o cualquier Subsidiaria pueden Incurrir de conformidad con la presente sección, se deberá considerar que no está superado como resultado únicamente de las fluctuaciones de las tasas de cambio o del valor de las monedas.

#### Índice de Endeudamiento total consolidado a EBITDA consolidado

La compañía no deberá permitir que el Índice del Endeudamiento total consolidado a EBITDA consolidado de los cuatro trimestres fiscales más recientemente finalizados en ese momento se superen en 3,5 veces; estipulándose sin embargo que, independientemente de las disposiciones establecidas en "Limitación en el hecho de incurrir en un endeudamiento" citada anteriormente, el Índice de Endeudamiento total consolidado a EBITDA consolidado podrá superar las 3,5 veces durante una Adquisición elegible o un Periodo de inversión de capital en no más de dos ocasiones durante el plazo de los Bonos, estipulándose que durante dicho periodo el Índice de Endeudamiento total consolidado a EBITDA consolidado no supera las 4,0 veces (dicho periodo, el "Periodo de gracia del Índice de Endeudamiento total consolidado a EBITDA consolidado"). Los intereses se acumularán en los Bonos a una tasa equivalente al 1,0% anual por encima de la Tasa del Bono durante cualquier Periodo de gracia del Índice de Endeudamiento total consolidado a EBITDA consolidado.



## Transacciones con Afiliadas

(a) La Compañía no celebrará, ni permitirá que ninguna de sus Subsidiarias celebren, directa o indirectamente, ninguna transacción o serie de transacciones relacionadas (incluyendo, entre otras a, la compra, venta, arriendo o intercambio de cualquier propiedad o la prestación de cualquier servicio) con, o para el beneficio de, cualquiera de las Afiliadas de la Compañía (las mismas una "Transacción con Afiliada"), al menos que:

- (i) dicha Transacción con Afiliada es en el curso ordinario y de conformidad con los requisitos razonables del negocio de la Compañía o dicha Subsidiaria y bajo condiciones justas y razonables no menos favorables para la Compañía o dicha Subsidiaria que se podrían razonablemente obtenerse en una transacción comparable de plena competencia con una Persona que no sea una Afiliada de esa;
- (ii) en el caso de que dicha Transacción con Afiliada involucre pagos totales, o transferencias de propiedad o servicios cuyo valor justo de mercado supere los \$5 millones de USD, los términos de dicha Transacción con Afiliada serán aprobados por una mayoría de los miembros de la Junta Directiva de la Compañía (inclusive una mayoría de los miembros que no tengan intereses correspondientes), la aprobación será comprobada mediante una Resolución de la junta que exprese que la Junta Directiva ha determinado que dicha transacción cumple con las disposiciones precedentes; y
- (iii) en el caso de que dicha Transacción con Afiliada involucre pagos totales, o transferencias de propiedad o servicios cuyo valor justo de mercado supere los \$10 millones de USD, la Compañía obtendrá, antes de la consumación correspondiente, un dictamen favorable en lo que respecta a la imparcialidad de dicha Transacción con Afiliada para la Compañía y la Subsidiaria pertinente (si la hubiera) desde el punto de vista financiero de un Asesor financiero independiente y que el mismo sea entregada al Fiduciario.

(b) la parte (a) citada anteriormente no se aplicará a:

- (i) las Transacciones de Afiliada con o entre la Compañía y sus Subsidiarias o entre sus Subsidiarias;
- (ii) los honorarios razonables y las compensaciones pagadas a, y a cualquier indemnización proporcionada en representación de, los funcionarios, directivos, empleados, consultores o agentes de la Compañía o de cualquiera de sus Subsidiarias según sea determinado a buena fe por la Junta Directiva de la Compañía;
- (iii) las Transacciones con Afiliada existentes a la Fecha de cierre y descritas en el Prospecto de colocación privada o en cualquier enmienda, modificación o reemplazo de dicho contrato (siempre y cuando que dicha enmienda, modificación o reemplazo no sea materialmente más desventajosa para la Compañía y sus Subsidiarias o los Titulares, considerados como una totalidad, que el contrato original vigente a la Fecha de cierre);
- (iv) cualquier Pago restringido realizado en cumplimiento con la "Limitación sobre los pagos restringidos" o cualquier Inversión permitida;
- (v) los préstamos y anticipos para los funcionarios, directivos y empleados de la Compañía o de sus Subsidiarias realizados durante una actividad comercial normal relacionada con las actividades comerciales de la Compañía y de sus Subsidiarias, que no supere los \$500.000 USD en total y pendiente en un momento determinado;
- (vi) cualquier contrato de empleo, participación de las ganancias, plan de beneficios para el empleado, acuerdo de indemnización para funcionarios o directivos o cualquier acuerdo similar celebrado por la Compañía o cualquier Subsidiaria durante la actividad comercial normal o consistente con prácticas de pagos anteriores de conformidad con ello; y
- (vii) las transacciones con clientes, proveedores o compradores o vendedores de bienes o servicios, en cada caso durante una actividad comercial normal y alguna otra manera en cumplimiento con los términos del Convenio de emisión, que sean justos para la Compañía o sus Subsidiarias (and





según corresponda), o son términos por lo menos igual de favorables de aquellos que podrían haber sido obtenidos razonablemente en ese momento de una parte no afiliada.

#### Limitación sobre los pagos restringidos

Tras la concurrencia y continuación de un Evento de Incumplimiento, la Compañía no realizará, y tampoco dispondrá o permitirá que cualquier subsidiaria realice, directa o indirectamente, cualquier Pago restringido (según lo establecido en la definición correspondiente a continuación), o incurra en obligaciones (eventuales o de algún otro tipo) para hacerlo, salvo que (i) cualquier Subsidiaria realice un Pago restringido a la Compañía o a cualquier otra Subsidiaria, y (ii) cualquier Subsidiaria que no es una Subsidiaria de propiedad plena pueda realizar distribuciones para los titulares de sus Acciones de capital sobre una base prorrateada en la medida en que dicha Subsidiaria esté obligada contractualmente a realizar dicha distribución o que dicha Subsidiaria tenga la obligación fiduciaria de realizar dicha distribución y que dicha distribución sea hecha en cumplimiento con la Ley correspondiente.

#### Disposición sobre los estados financieros y los informes

La Compañía proporcionará o dispondrá que se proporcione al Fiduciario cualquier estado financiero que la Compañía pueda presentar ante la SMV, ante cualquier otra autoridad de títulos valores o reguladora en Panamá o que de alguna otra manera ponga a disposición del público en el lenguaje o forma en que dichos estados financieros fueron preparados.

Además de lo precedente (y sin duplicar), la Compañía dispondrá que se proporcione al Fiduciario en idioma inglés, o que esté acompañado por la traducción correspondiente al idioma inglés, (i) tan pronto como esté disponible en cualquier caso dentro de 90 días calendario después del final de cada trimestre fiscal, la información contenida en el formulario de informe trimestral adjunta como Anexo F del Contrato de Fideicomiso, incluyendo su balance general consolidado y sin auditar, las declaraciones de ingresos, la declaración de los cambios en el patrimonio neto y la declaración de los flujos de caja de la Compañía calculados de conformidad con las GAAP de EE. UU., o, en la medida en que las mismas no estén disponibles, las IFRS (el Fiduciario no estará obligado a examinar el informe trimestral prevista por la Compañía para determinar si cumple o no cumple con Anexo F del Convenio de Emisión), y (ii) tan pronto como están disponibles y en cualquier caso dentro de 120 días calendario después del final de cada año fiscal, el balance general consolidado y auditado, la declaración de ingresos, la declaración de los cambios en el patrimonio neto que la declaración de los flujos de caja de la Compañía calculados de conformidad con las GAAP de EE. UU., o, en la medida en que las mismas no estén disponibles, las IFRS, acompañados del informe correspondiente de un contador público independiente con buena reputación y reconocido internacionalmente, todo esto certificado por un Representante autorizado de la Compañía.

La Compañía proporcionará al Fiduciario un Certificado del funcionario en lo que respecta al cumplimiento con el Convenio de emisión, (i) con respecto al balance general consolidado y sin auditar, las declaraciones de ingresos, la declaración de los cambios en el patrimonio neto y la declaración de los flujos de caja de la Compañía correspondiente al segundo trimestre de su año fiscal, en el momento de la entrega correspondiente para el Fiduciario, y (ii) con respecto al balance general consolidado y auditado, la declaración de ingresos, la declaración de los cambios en el patrimonio neto que la declaración de los flujos de caja de la Compañía, dentro de 120 días después del final de cada año fiscal.



En el caso de que la Compañía llegue a presentar cualquier estado o informe financiero ante la SEC, o llegue a publicar o de alguna otra manera ponga a disposición del público dichos estados o informes (que no sean los estados que e informes mencionados en los párrafos precedentes) en Panamá, los Estados Unidos o en algún otro lugar, la Compañía proporcionará al Fiduciario una copia de dichos estados o informes dentro de 30 días calendario a partir de la fecha de presentación o de la fecha en que la información es publicada o de alguna otra manera es puesta a disposición del público, según sea el caso.

El Fiduciario entregará rápidamente a los Titulares los materiales establecidos en la presente disposición y, en cualquier caso dentro de 5 días calendario de la recepción correspondiente.

Al mismo tiempo en que se proporciona al Fiduciario la información descrita anteriormente, la Compañía publicará copias de dicha información en un sitio web mantenido por la Compañía o pondrá dicha información a disposición del público en una manera sustancialmente similar.

#### Acciones adicionales

La Compañía, a su propia cuenta y gasto, cumplirá con cualquier condición o llevará a cabo cualquier acción (incluyendo la obtención o puesta en vigencia de cualquier consentimiento, aprobación, autorización, exención, presentación, licencia, resolución, grabación o registro necesarios) que se requiera en cualquier momento, según sea necesario o según lo solicite razonablemente el Fiduciario, de conformidad con las Leyes y/o reglamentos correspondientes, para que sean realizados, cumplidos o hechos con el fin de (i) permitir que la Compañía celebre, ejerza, y desempeñe y cumplan legítimamente con las obligaciones de la Compañía en virtud de los Bonos y del Convenio de emisión, (ii) garantizar que las obligaciones de la Compañía en virtud de los Bonos y del Convenio de emisión son legalmente vinculantes y exigibles, (iii) hacer que los Bonos y el Convenio de emisión sean admitidas como evidencia en los tribunales del estado de Nueva York o de Panamá luego de un Evento de Incumplimiento, (iv) preservar la exigibilidad de, y mantener los derechos del Fiduciario en virtud del Convenio de emisión y de los Bonos, y (v) responder a cualquier actitud razonable recibida del Fiduciario para permitir al Fiduciario facilitar el acceso de sus derechos y obligaciones en virtud de los Bonos y el Convenio la emisión, incluso ejercer y exigir sus derechos en virtud de y llevar a cabo los términos, disposiciones y los fines de los Bonos y del Convenio de emisión.

#### Visita de los Titulares; derechos de inspección

La Compañía permitirá, si no ha ocurrido ninguno Incumplimiento o un Evento de Incumplimiento y es un hecho continuo, que los representantes de cada Titular visiten las oficinas ejecutivas principales de la Compañía una vez por año calendario, mediante un aviso razonable, durante las actividades comerciales normales, y a cuenta y gasto del Titular, con el fin de analizar los asuntos, las finanzas y las cuentas la Compañía y de sus Subsidiarias con los funcionarios, empleados y contadores públicos independientes respectivos de la Compañía (con el consentimiento de la Compañía, el cual no será negado de manera irracional), y para visitar las demás oficinas y propiedades y las de sus Subsidiarias según lo solicitado razonablemente; y



La Compañía permitirá, en cualquier momento cuando haya ocurrido un Incumplimiento o un Evento de Incumplimiento y sea un hecho continuo, y de alguna otra manera, mediante un aviso razonable, durante las actividades comerciales normales, que un representante del Fiduciario tenga acceso a los libros y registros contables de la Compañía y deberá permitir que los representantes del Fiduciario que podrían incluir a los Titulares, estipulándose que el Fiduciario avisará a la Compañía sobre este hecho, a la cuenta y gasto de la Compañía, con el fin de visitar e inspeccionar las propiedades u oficinas de la Compañía, para examinar y realizar resúmenes de cualquiera de los libros y registros la Compañía, solicitar copias de dichos libros, cuentas y/o registros y para analizar sus asuntos, finanzas y cuentas con los funcionarios, empleados y contadores públicos independientes de la Compañía, si los hubiera, todo esto en momentos razonables y tan a menudo como se desee razonablemente.

Independientemente de las disposiciones de los párrafos anteriores, no se exigirá que la Compañía proporcione proyecciones o estimaciones o ningún otro tipo de información que, a la entera discreción de la Compañía en su carácter de sociedad anónima pública panameña, la misma concluya que no es adecuado que sea divulgada a los Titulares.

#### Nombramiento para cubrir una vacante en la oficina del Fiduciario

La Compañía, cuando sea necesario para evitar o cubrir una vacante en la oficina del Fiduciario, nombrará de la manera establecida en el Convenio de emisión, a un sucesor del Fiduciario, de modo que en todo momento exista un Fiduciario en lo que respecta a los Bonos.

#### Cotización en bolsa

La Compañía en todo momento llevará a cabo es forzoso razonables con el fin de mantener los Bonos registrados ante la SMV y cotizadas en la Bolsa de valores de Panamá o, si la Compañía es incapaz de hacer eso habiendo realizado todos los esfuerzos razonables o si la Compañía determina que el mantenimiento de dicho registro y cotización es algo excesivamente oneroso o inviable, usar los esfuerzos razonables con el fin de obtener y mantener una cotización de los Bonos en otras bolsas de valores o mercados de títulos valores que la Compañía decida y notificará a los Titulares y al Fiduciario la identidad de dichas bolsas de valores o mercados de títulos valores.

### **Redención**

#### Redención obligatoria al vencimiento

A menos que hayan sido rescatadas, o compradas y canceladas previamente, los Bonos deberán ser rescatados a su monto de capital en dólares estadounidenses al final de la Fecha de vencimiento. El precio de rescate pagadero en dicho momento deberá ser el monto de capital original de los Bonos más los intereses acumulados y no pagados de las mismas a la Tasa del bono y todos los demás montos adeudados y pagaderos en virtud de los términos de los Bonos y del Convenio de emisión.

#### Derecho a provocar una Amortización Anticipada por Motivos Fiscales



La Compañía podrá rescatar los Bonos en su totalidad, pero no en parte, tras brindar a los Titulares un aviso de al menos 30 días calendario y no más de 60 días calendario antes de la fecha fijada para la amortización de conformidad con los "Avisos" citados a continuación si (i) la Compañía se viera obligada a pagar Montos adicionales basados en cualquier evaluación impositiva de una jurisdicción tributaria como resultado que cualquier cambio generalmente aplicable en o enmienda a las leyes o reglamentos de dicha jurisdicción tributaria (incluyendo la determinación del tribunal con jurisdicción competente), en cada caso, tal cambio o enmienda entrará en vigencia después de la fecha de emisión original de cualquiera de los Bonos y (ii) la Compañía no puede evitar su obligación de pagar dichos Montos adicionales tomando las medidas razonables que están disponibles para la Compañía (incluidos, entre otros, el uso de un Agente de pago distinto).

Antes de brindar cualquier aviso de amortización descrita en este párrafo, la Compañía entregará al Fiduciario (A) una Opinión Legal de un abogado de buena reputación que exprese que muchos Montos adicionales son pagaderos debido a un cambio en, o una enmienda de, las leyes o reglamentos de la jurisdicción tributaria pertinente, y (B) el certificado de un funcionario declarando que (i) la Compañía tiene derecho a rescatar los Bonos de conformidad con los términos del Convenio de emisión y que declare los hechos relacionados con dicha amortización, (ii) la Compañía se ve en la obligación de pagar dichos Montos adicionales como resultado de un cambio o enmienda descritos anteriormente, y (iii) la Compañía considera razonablemente que no puede evitar el pago de dichos Montos adicionales tomando las medidas razonables disponibles para la Compañía y que se han obtenido y están en pleno vigor y efecto las Aprobaciones gubernamentales necesarias para que la Compañía lleve a cabo dicha amortización o especifica cualquier aprobación necesaria que no se ha obtenido.

En dicha amortización, la compañía deberá especificar en el aviso la fecha de amortización propuesta y la Compañía pagará al Fiduciario (en representación de los Titulares) en la fecha fijada para la amortización un monto en dólares estadounidenses equivalente a la suma de (i) el 100% del monto de capital de los Bonos pendiente en ese momento (inclusive cualquier Monto adicional pagadero en ese respecto), (ii) todos los intereses no pagados de los Bonos y acumulados hasta la fecha fijada para la amortización (inclusive cualquier Monto adicional pagadero en ese respecto) y (iii) todos los demás montos adeudados a los Titulares en virtud de los términos del Convenio de emisión o de los Bonos (colectivamente, el "Precio de Amortización Anticipada por Motivos Fiscales"), pero la Compañía no estaba obligada a pagar ninguna prima u otro monto similar en conexión con ese motivo. No se deberá considerar que los Bonos han sido devueltos y cancelados hasta que el Fiduciario reciba el Precio de Amortización Anticipada por Motivos Fiscales.

#### Derecho a provocar una Redención anticipada opcional

Los Bonos serán rescatados, en su totalidad o en parte, a opción de la Compañía, en cualquier momento y de forma periódica mediante el envío de un aviso a los Titulares al menos 30 días calendario y no más de 60 días calendario antes de la fecha fijada para la redención de conformidad con los "Avisos" que se indica a continuación deberá pagar un precio de redención equivalente a la suma de (x) lo que sea mayor a (i) el 100% del monto de capital pendiente de los Bonos en ese momento y (ii) los valores actuales del resto de los pagos programados de los Bonos (sin incluir los intereses acumulados hasta la fecha de redención) descontados hasta la fecha de redención sobre una base semestral a la Tasa Ajustada del Tesoro (según se define a continuación), más 50 puntos básicos más, (y) todos los intereses no pagados de los Bonos y acumulados hasta la Fecha de redención opcional y (z) todos los demás montos pagados a los Titulares y vencidos en ese momento en virtud de los términos del Convenio de emisión o de los Bonos (colectivamente, el "Precio de redención Anticipada Opcional"), según el cálculo de la Compañía y se notificará al Fiduciario por escrito ese cálculo sobre la cual el Fiduciario podrá basarse de manera concluyente, a condición de que dicho cálculo no impedirá a cualquier Persona a impugnar si se ha calculado con precisión de acuerdo con la fórmula anterior.



Si serán rescatadas menos de la totalidad de los Bonos, el Fiduciario deberá seleccionar, en forma prorrateada o de alguna otra manera de conformidad con los procedimientos correspondientes de la entidad depositaria si en ese momento los Procedimientos Aplicables del Depositario requieren una redención pro rata, los Bonos particulares que serán rescatados o cualquier parte de las mismas que sea un múltiplo entero de \$1000 USD. Si los Procedimientos Aplicables del Depositario en ese momento no requieren una redención pro rata, el Emisor hará todos los esfuerzos comercialmente razonables para comprar los Bonos de conformidad con las cláusulas de redención de la sección “Compras de Bonos por parte de la Compañía”. Ningún Bono de menos de \$100.000 USD será rescatado en forma parcial.

Si algún Bono será rescatado únicamente de forma parcial, el aviso de redención que se relaciona con ese Bono que expresa el monto de capital restante de ese Bono que será rescatado. Un ajuste a la cantidad y intereses beneficiarios en un Bono Global se realizará, según proceda, para reflejar la redención parcial. Tras la renuncia de un Bono Físico que será redimido en parte, la Compañía emitirá y el Fiduciario autenticará, un nuevo Bono Físico con un monto de capital equivalente a la parte no rescatada del Bono renunciado al momento de la cancelación del Bono original.

### **Compras de Bonos por parte de la Compañía**

La Compañía no comprará, rescatará o adquirirá, y no permitirá que ninguna Subsidiaria o Afiliada compra, rescata o adquiere, de otra manera, directa o indirectamente, cualquiera de los Bonos en circulación subsiguiente a la venta de los Bonos Iniciales a los compradores de conformidad al Acuerdo de Compra de Bonos, excepto (i) tras el pago o amortización de los Bonos de acuerdo con los términos del Convenio de Emisión y los Bonos o (ii) en virtud de una oferta de compra hecha por la Compañía, una Subsidiaria o un Afiliado a prorrata a los Titulares de los Bonos en este momento en circulación (A) en los términos y condiciones que se especificarán, a condición de que tales términos y condiciones son los mismos para todos los Titulares de los Bonos, o (B) si en cualquier momento durante el cual los Procedimientos Aplicables del Depositario no prevén una redención pro rata en caso de que la Compañía desea redimir menos de la totalidad de los Bonos de acuerdo con el anterior al Precio de Redención Anticipada Opcional. Tal oferta contendrá información suficiente para que cada Titular pueda tomar una decisión informada con respecto a dicha oferta, y permanecerá abierta durante al menos 15 días hábiles. Si la Mayoría de los Titulares acepta dicha oferta, la Compañía notificará sin demora a los Titulares restantes de tal hecho y la fecha de caducidad de la aceptación por los Titulares de dicha oferta se ampliará el número de días necesarios para dar a cada Titular al menos cinco días hábiles desde la recepción de la notificación para aceptar dicha oferta. Dicha oferta deberá ir acompañada de una declaración de la Compañía que se está realizando de acuerdo con el anterior al Precio de Redención Anticipada Opcional. La Compañía se compromete a utilizar los esfuerzos comercialmente razonables para redimir los Bonos de los Titulares y cesionarios subsiguientes de los mismos en forma proporcional a la medida en que el Depositario no está dispuesto o es incapaz de hacerlo. Cada uno de los Titulares de los Bonos y cualesquiera cesionarios subsiguientes de los mismos por su aceptación de cualquier Bono se considerará que ha aceptado a vender dichos Bonos en el precio y en la cantidad que se indica. La Compañía inmediatamente entregará al Fiduciario para su cancelación todos los Bonos adquiridos por ella o cualquier Subsidiaria o Afiliada de conformidad con cualquier pago, redención o compra de Bonos de conformidad con cualquier disposición del Convenio de Emisión y ningún Bono puede ser emitido en sustitución o cambio de cualquiera de los dichos Bonos.

### **Eventos de Incumplimiento**



Cada uno de los siguientes casos serán un "Evento de Incumplimiento" en virtud de los términos de los Bonos y del Convenio de emisión:

- (i) La Compañía no llega a realizar ningún pago de capital sobre cualquier de los Bonos al vencimiento de conformidad con los términos de los Bonos y del Convenio de emisión, ya sea en la Fecha de vencimiento, al momento de la amortización o alguna otra manera;
- (ii) La Compañía no llega a realizar ningún pago de intereses o de otros momentos adeudados en o con respecto a los Bonos (inclusive los Montos adicionales) de conformidad con los términos de los Bonos y del Convenio de emisión, y esta falta de pago continúa durante 30 días calendario a partir de la fecha de vencimiento programada;
- (iii) La Compañía no cumple con ni observa ninguno de los convenios establecidos en virtud de las acciones "Ciertos convenios; Limitación sobre la consolidación, fusión, venta o transferencia" y "Ciertos convenios; Limitación son el hecho de incurrir en un endeudamiento", y que de alguna otra manera no esté expresamente incluido como un Evento de Incumplimiento;
- (iv) La compañía no llega a cumplir, o llega a violar, algún término, convenio, contrato u obligación presente en el Convenio de emisión (que no sean los convenios que se indican en (iii) citada anteriormente) y dicho incumplimiento (que no sea cualquier falta de pago contemplado en las cláusulas (i) y (ii) citadas anteriormente) es ya sea incapaz de reparar o continúa por un periodo de 45 días calendario (incluyendo cualquier margen de tiempo contenido en dicho término, convenio, contrato u obligación de cumplimiento en virtud del mismo) después que la Compañía haya recibido del Fiduciario una notificación por escrito de dicho incumplimiento;
- (v) La Compañía o cualquier Subsidiaria material entra en Incumplimiento en virtud de cualquier hipoteca, convenio de emisión o instrumento bajo el cual se pudo haber emitido o por el cual se pudo haber garantizado o probado cualquier Endeudamiento por dinero tomado en préstamo por la Compañía o cualquier Subsidiaria material (o cuyo pago esté garantizado por la Compañía o por cualquier Subsidiaria material) ya sea que dicho que Endeudamiento exista actualmente posee ha creado después de la fecha del Convenio de emisión, cuya cesación de pago (a) es causada por la falta de pago del capital de, o la prima, si la hubiera, o intereses con un monto de pago de o que supere los \$1.000.000 USD (o su equivalente en la moneda de pago pertinente) sobre dicho Endeudamiento después de la vigencia de cualquier periodo de gracia establecido en dicho Endeudamiento en la fecha de dicha Incumplimiento (una "Cesación de los pagos") o (b) resulta en la aceleración de dicho Endeudamiento antes de su vencimiento expreso y, en cada caso, el monto de capital de dicho Endeudamiento, junto con el monto de capital de cualquier otro Endeudamiento en virtud del cual haya habido una Cesación de los pagos o cuyo vencimiento haya sido de ese modo acelerado, totalizando \$20.000.000 USD (o el equivalente del mismo en la moneda de pago pertinente) o una mayor cantidad total;
- (vi) Una o más sentencias o decretos finales no apelables para el pago del monto de \$10.000.000 USD (o el equivalente del mismo en el momento a la determinación) o una mayor cantidad total es dictada en contra de la Compañía o cualquier Subsidiaria material que no son pagados (ya sea por completo o a plazos de conformidad con los términos de la sentencia) o de alguna otra manera fuera quedado claramente exonerada mediante un seguro o por pagos realizados por un tercero;
- (vii) Cualquiera de (a) el Contrato de concesión de suspendido, revocado, finalizado o enmendado de una manera en que razonablemente se puede esperar que tenga un Efecto material adverso o dejar de estar en pleno vigor y efecto en cualquier aspecto material, (b) la Compañía recibe un aviso por escrito de la ASEP o de cualquier otra autoridad gubernamental o reguladora correspondiente de Panamá, de que el Contrato de concesión será suspendido, revocado, finalizado o enmendado de una manera en que razonablemente se puede esperar que tenga un Efecto material adverso (cada una, una "Acción de la concesión") y, con relación a (b), la Compañía no haya obtenido, dentro de un periodo de los 60 días subsiguientes, una renuncia, aplazamiento o medida cautelar en contra de cualquiera de dicha Acción de la concesión, pero únicamente durante el tiempo en que dicha renuncia, aplazamiento o medida cautelar permanezca vigente;



- (viii) Cualquier Autoridad gubernamental (i) haya expropiado, nacionalizado, embargado, o de alguna otra manera recuperado la totalidad o una parte sustancial de la propiedad o los activos consolidados de la Compañía (incluyendo los de cualquier Subsidiaria material), o (ii) haya asumido la custodia o el control de dicha propiedad o activos consolidados o de los negocios u operaciones de la compañía o de su capital accionario, o (iii) haya llevado a cabo alguna acción evitaría que la Compañía con sus funcionarios (o aquellos de cualquier Subsidiaria material) llevarán a cabo una parte sustancial de los negocios u operaciones de la Compañía o aquellos de cualquier Subsidiaria material por un periodo que sea mayor a 30 días consecutivos;
- (ix) Cualquier Autoridad gubernamental o del gobierno panameño correspondiente declara guerra efectiva una suspensión general de pagos o moratoria sobre el pago del Endeudamiento de la Compañía (que no esté expresamente excluido de los Bonos);
- (x) Un embargo, ejecución, incautación antes de la sentencia u otro proceso legal es creado o aplicado sobre cualquier parte de la propiedad de la Compañía o de cualquier Subsidiaria material que pudiera esperarse razonablemente que tenga un Efecto material adverso y (i) tal embargo, ejecución, incautación antes de la sentencia u otro proceso legal no llega a exonerarse dentro de los 30 días del mismo o (ii) si dicho embargo, ejecución, incautación antes de la sentencia u otro proceso legal no llega a exonerarse dentro de dicho periodo de 30 días, y la Compañía o cualquier Subsidiaria material, según sea el caso, no llega a impugnar en buena fe dentro de dicho periodo de 30 días, dicho embargo, ejecución, incautación antes de la sentencia u otro proceso legal mediante los procedimientos adecuados al momento del aplazamiento de la ejecución de la aplicación correspondiente o al momento de pagar una fianza en conexión con ese motivo; se establece sin embargo que, en ningún caso el periodo de gracia dispuesto por el punto (ii) del presente subpárrafo se extenderá más allá de 180 días después del inicio de dichos procedimientos;
- (xi) Es aprobada o adoptada una resolución por la Junta Directiva o los accionistas de la Compañía o por cualquier autoridad gubernamental o reguladora de Panamá o se dicta una sentencia de un tribunal con jurisdicción competente, de que la Compañía o cualquiera de las Subsidiarias materiales de la Compañía, serán liquidadas o disueltas de una manera distinta a los propósitos de, de conformidad o en conexión con una fusión, consolidación o unión (dentro del significado de estos términos en virtud de las leyes de Panamá) y cualquier liquidación, disolución o procedimiento de desactivación de una empresa que resulte de llevar a cabo dichas acciones corporativas y que aún no se hayan desestimado por 60 días;
- (xii) La Compañía o cualquiera de las Subsidiarias Materiales generalmente no llegan a pagar sus deudas al momento en que las mismas vencen, o llegan a admitir por escrito la incapacidad de la Compañía para pagar sus deudas en general, o llega a realizar una cesión general para el beneficio de los acreedores; una resolución de cualquier autoridad reguladora o gubernamental de Panamá llega a declarar y poner en vigencia una intervención o cualquier acción similar en contra de la Compañía y la misma no haya sido exonerada por un periodo de 60 días;
- (xiii) Cualquier procedimiento será iniciado por o en contra de la Compañía o cualquiera de sus Subsidiarias Materiales buscando adjudicar a la Compañía o cualquiera de sus Subsidiarias Materiales la quiebra o insolvencia, liquidación (que no sea a los efectos de o de conformidad con una fusión o consolidación, conforme a lo establecido por dichos términos en virtud de las leyes de Panamá), disolución, reorganización, arreglo, ajuste, protección, alivio o composición de cualquier Endeudamiento en virtud de cualquier ley sobre quiebra, insolvencia o reorganización o alivio de deudores, o buscando la presentación de una orden de amparo o el nombramiento de un administrador judicial, fiduciario u otro funcionario similar para la Compañía o para cualquier parte sustancial de la propiedad de la Compañía o de la de cualquiera de las Subsidiarias Materiales y, en el caso de que se inicie cualquiera de las acciones anteriormente mencionadas en contra de la Compañía o cualquiera de sus Subsidiarias Materiales, dicho procedimiento o acción no habrá sido rechazado ni desestimado y seguirá vigente durante 90 días; o la Compañía tomará medidas corporativas para autorizar cualquiera de las acciones establecidas anteriormente en esta subsección;



- (xiv) Cualquier disposición material de los Bonos o del Convenio de Emisión (a) dejará de estar en plena vigencia o de ser vinculante o exigible en contra de la Compañía (que no haya sido reemplazada por disposiciones alternativas satisfactorias para el Fiduciario dentro de (o, de lo contrario, si ese incumplimiento continúa por) un periodo de 30 días después de que el Fiduciario haya notificado de ello por escrito a la Compañía salvo que dicha disposición, la invalidez, ilegalidad o inexigibilidad de la misma no puede, individualmente o en total, poseer un Efecto Material Adverso), o (b) dejará de ser admisible como prueba en los tribunales de Panamá, o es ilegal que la Compañía cumpla con cualquier obligación material en virtud de los Bonos o del Convenio de Emisión o la Compañía objeta la exigibilidad de los Bonos o del Convenio de Emisión o niega que tiene una responsabilidad en virtud de los Bonos o del Convenio de Emisión; o
- (xv) La ocurrencia de determinados eventos incluyendo, pero sin limitarse a, incendios, inundaciones, terremotos, tormentas, huracanes u otros desastres naturales, guerras, rebeliones o actos de terrorismo que ocasionen daños o destrucción irreparables en las instalaciones de distribución eléctrica que la Compañía opera y mantiene y que no estén cubiertos completamente por el seguro, lo cuales ocasionarían un Efecto Material Adverso.

### Recursos tras la ocurrencia de un Evento de Incumplimiento

Tras la ocurrencia de un Evento de Incumplimiento, el Fiduciario, a solicitud de los Titulares que tengan como mínimo el 25% del capital de los Bonos pendientes de pago en ese momento, mediante el envío de una notificación por escrito a la Compañía y siempre que dicho Evento de Incumplimiento continúe, deberá declarar todos los Bonos inmediatamente vencidos y pagaderos, siempre que, no obstante, en el caso de cualquiera de los Eventos de Incumplimiento descritos en los párrafos (xi), (xii), (xiii) o (xiv) anteriores, todos los Bonos, sin notificar a la Compañía, o cualquier otro acto iniciado por el Fiduciario o cualquier Titular, continúen inmediatamente vencidos y pagaderos.

Cuando los Bonos se vuelvan inmediatamente vencidos y pagaderos de conformidad con un Evento de Incumplimiento descrito en el párrafo anterior, la Compañía deberá pagar al Fiduciario un monto igual a la suma del capital de los Bonos Pendientes, los intereses que estos devenguen, cualquier Monto Adicional y el Monto Complementario (el “Monto de Redención por Evento de Incumplimiento”) según los cálculos de la Compañía y la notificación por escrito al Fiduciario.

Los Titulares Mayoritarios pueden rescindir y anular una declaración de aceleración hecha con respecto a los Bonos y antes de que el Fiduciario obtenga, en debida forma, una sentencia o fallo, mediante el envío de una notificación por escrito a la Compañía y al Fiduciario si:

- (i) cualquier monto ha sido pagado o depositado al Fiduciario y es suficiente para pagar: (a) todas las cuotas de interés vencidas sobre los Bonos; (b) el capital de cualquier Bono que se haya vencido por otros motivos que no sean dicha declaración de aceleración y los intereses sobre los mismos a la Tasa de Incumplimiento; (c) en la medida en que el pago de dichos intereses sea legal, intereses sobre los intereses vencidos y el capital y la prima adeudados, si hubiere, y Montos Adicionales, si hubiere, a la Tasa de Incumplimiento; y (d) toda las sumas pagadas o pagadas por adelantado por el Fiduciario en virtud del Convenio de Emisión y la compensación, los gastos, desembolsos y anticipos razonables del Fiduciario, sus agentes y abogados; y
- (ii) todos los Eventos de Incumplimiento, que no sea la falta de pago del capital de los Bonos que haya vencido únicamente por causa de dicha aceleración, han sido subsanados o exonerados.





Los Titulares Mayoritarios tendrán derecho a controlar la hora, el método y el lugar para llevar a cabo el procedimiento de cualquier recurso disponible para el Fiduciario y para ejercer cualquier comisión de confianza o facultad conferida al Fiduciario, sujeto a las limitaciones especificadas en el Convenio de Emisión. El Fiduciario no tendrá ninguna obligación de ejercer ninguno de sus derechos y facultades en virtud del Convenio de Emisión a menos que se le haya ofrecido de forma razonablemente satisfactoria a su juicio una compensación por los costos, gastos y responsabilidades en que pudiera incurrir.

Los Titulares Mayoritarios pueden exonerar cualquier Incumplimiento pasado en virtud del Convenio de Emisión mediante el envío de una notificación al Fiduciario salvo un Incumplimiento no subsanado del pago del capital o de los intereses sobre los Bonos o un Incumplimiento no subsanado en relación con una cláusula o disposición del Convenio de Emisión que no pueda modificarse sin el consentimiento de cada Titular afectado.

### **Conocimiento de Incumplimiento**

Si ocurre un Incumplimiento o Evento de Incumplimiento y continúa, y si un funcionario responsable del Fiduciario tenga conocimiento de la misma, tal como se determina de acuerdo con el Convenio de Emisión, el Fiduciario deberá transmitir a cada Titular una notificación de Incumplimiento o Evento de Incumplimiento dentro de los 30 días después de que el administrador tenga conocimiento de tal Incumplimiento o Evento de Incumplimiento. Excepto en el caso de un Incumplimiento o Evento de Incumplimiento en el pago del principal, intereses u otros montos adeudados en cualquier Bono, el Fiduciario podrá retener la notificación de si y en tanto que su Junta Directiva, de buena fe determine que la retención de la notificación es en el interés de los Titulares. No obstante lo anterior, la Compañía deberá notificar por escrito a cada Titular de la ocurrencia de un Incumplimiento o Evento de Incumplimiento dentro de los 10 días hábiles después de que la Compañía tiene conocimiento de dicho Incumplimiento o Evento de Incumplimiento.

### **Limitación de demandas**

Ningún Titular tendrá derecho a entablar una demanda con respecto al Convenio de Emisión o los Bonos o para buscar un recurso en virtud de los mismos a menos que: (i) el Titular haya enviado previamente una notificación por escrito al Fiduciario de la continuidad de un Evento de Incumplimiento en virtud de los Bonos; (ii) los Titulares que tienen como mínimo el 25% de la suma total de capital de los Bonos Pendientes hayan presentado una solicitud por escrito al Fiduciario para entablar una demanda con respecto al Evento de Incumplimiento o violación en su calidad de Fiduciario; (iii) los Titulares hayan ofrecido compensación satisfactoria a juicio del Fiduciario, (iv) el Fiduciario, durante 60 días después de ello, no haya entablado dicha demanda; y (v) los Titulares Mayoritarios no hayan dado ninguna directriz contraria a esa solicitud al Fiduciario durante ese periodo de 60 días. No obstante, el derecho de cualquier Titular de entablar una demanda para exigir el pago del capital o de los intereses en la fecha de vencimiento de los mismos no puede verse perjudicado sin su consentimiento.

### **Modificación del Convenio de Emisión**

La Compañía y el Fiduciario pueden, sin el consentimiento de los Titulares, modificar, renunciar a o complementar el Convenio de Emisión para determinados fines específicos, incluyendo, entre otros, subsanar ambigüedades, defectos o incoherencias, elaborar otras disposiciones con respecto a los asuntos o cuestiones que surjan en virtud del Convenio de Emisión o los Bonos o implementar cualquier otro cambio que no afectará de forma adversa el interés de ningún Titular en ningún aspecto sustancial.



Asimismo, con ciertas excepciones, el Convenio de Emisión, puede ser modificado por la Compañía y el Fiduciario con el consentimiento por escrito de los Titulares Mayoritarios. Cualquier modificación, renuncia o complemento que se haga al Convenio de Emisión, con o sin el consentimiento de los Titulares Mayoritarios, puede estar sujeto a la aprobación previa o a los requisitos de presentación de la SMV de conformidad con el acuerdo, 4-2003. Sin embargo, ninguna modificación puede, sin el consentimiento del Titular de cada Bono Pendiente:

- (i) cambiar el vencimiento de ningún pago de capital ni cuota de interés de ningún Bono ya sea al vencimiento o amortización anticipado u otro;
- (ii) reducir el capital o la tasa de interés, ni cambiar el método de cálculo del capital o del interés pagadero en ninguna fecha;
- (iii) cambiar el lugar de pago donde el capital o el interés de los Bonos debe pagarse;
- (iv) perjudicar el derecho de los Titulares de entablar una demanda para exigir el cumplimiento de cualquier pago en la fecha de vencimiento o después de esta;
- (v) reducir el porcentaje de la suma total de capital de los Bonos Pendientes, para lo cual es necesario el consentimiento de cuyos Titulares para realizar cualquier modificación o el consentimiento de cuyos Titulares para emitir cualquier exoneración de cumplimiento con determinadas disposiciones del Convenio de Emisión o determinados Incumplimientos en virtud del Convenio de Emisión y sus consecuencias estipuladas en el Convenio de Emisión; ni
- (vi) modificar ninguna de las disposiciones de determinadas secciones del Convenio de Emisión, incluyendo las disposiciones resumidas en “— Modificación del Convenio de Emisión”, salvo para incrementar algún porcentaje o para estipular que determinadas disposiciones del Convenio de Emisión no pueden modificarse ni exonerarse sin el consentimiento de cada Titular.

### Anulación y abrogación de cláusulas

La Compañía puede, a su criterio, optar por ser exonerada de sus obligaciones con respecto a los Bonos. En general, luego de una anulación, se considerará que la Compañía ha pagado y liberado todo el endeudamiento representado por los Bonos y ha cumplido con todas sus obligaciones en virtud de los Bonos y del Convenio de Emisión salvo (i) los derechos de los Titulares a recibir pagos con respecto al capital, intereses y Montos Adicionales, si hubiere, por los Bonos al vencimiento de los pagos, (ii) ciertas disposiciones del Convenio de Emisión en relación con el otorgamiento, propiedad, registro, transferencia y pago de los Bonos, (iii) los derechos, facultades, comisiones de confianza, obligaciones y compensaciones del Fiduciario, y su obligación de pagar al Fiduciario y el derecho del Fiduciario a imponer un embargo.

Además, la Compañía puede, a su criterio y en cualquier momento, optar por ser exonerada con respecto a los Bonos de las cláusulas descritas anteriormente. La Compañía se refiere a esto como “Abrogación de Cláusulas”. Luego de dicha Abrogación de Cláusulas, la ocurrencia de un incumplimiento o violación de cualquiera de esas cláusulas con respecto a los Bonos (salvo las obligaciones de pago contenidas en las mismas) no constituirá un Evento de Incumplimiento en virtud el Convenio de Emisión, y ciertos otros eventos (sin incluir, entre otros, la falta de pago del capital o de los intereses sobre los Bonos, la disolución o intervención por parte de una Autoridad Gubernamental, la incapacidad de pagar las deudas de la Compañía o eventos de quiebra o insolvencia) descritos en la sección “— Eventos de Incumplimiento” tampoco constituirán eventos de incumplimiento.

Con el fin de ejercer la Anulación o Abrogación de Cláusulas, la Compañía deberá cumplir, entre otras condiciones, con los siguientes requisitos:

- (i) la Compañía deberá depositar de forma irrevocable al Fiduciario, en fideicomiso, en beneficio de los Titulares, dinero en efectivo en dólares estadounidenses u obligaciones del gobierno de EE.



- UU., o una combinación de los mismos, en montos suficientes, en la opinión de una firma de contadores públicos independientes reconocida internacionalmente, para pagar y liberar el capital y cada cuota de interés sobre los Bonos en la fecha de vencimiento establecida de dicho capital o cuota de interés de conformidad con los términos del Convenio de Emisión y los Bonos;
- (ii) en el caso de que la Compañía opte por la Anulación de los Bonos, deberá entregar al Fiduciario la Opinión de Abogados que establezca que (i) la Compañía ha recibido de, o ha sido publicado por, el Servicio de Rentas Internas de Estados Unidos un fallo o (ii) desde la fecha del Convenio de Emisión ha habido una modificación en la ley federal del impuesto sobre la renta de EE. UU. o en la interpretación de la misma, en cualquier caso que demuestre, y con base en eso, que la Opinión de Abogados confirma que los Titulares no reconocerán ganancia o pérdida a los fines de la ley federal del impuesto sobre la renta de EE. UU. como consecuencia de dicho depósito, anulación y liberación y estarán sujetos a la ley federal del impuesto sobre la renta de EE. UU. por el mismo monto, de la misma manera y en el mismo momento como habría sido el caso si dicho depósito, anulación y liberación no hubieran ocurrido;
  - (iii) en el caso de una Abrogación de Cláusulas, la Compañía debe entregar al Fiduciario una Opinión de Abogados que demuestre que los Titulares no reconocerán ganancia o pérdida a los fines de la ley federal del impuesto sobre la renta de EE. UU. como consecuencia de dicho depósito y Anulación de cláusulas y estarán sujetos a la ley federal del impuesto sobre la renta de EE. UU. por el mismo monto, de la misma manera y en el mismo momento como habría sido el caso si dicho depósito y Abrogación de Cláusulas no hubieran ocurrido;
  - (iv) ningún Incumplimiento o Evento de Incumplimiento, o evento o condición que con previa notificación, el paso del tiempo o la incapacidad para cumplir con ciertas condiciones especificadas, o cualquier combinación de los mismos, sería un Evento de Incumplimiento, incluyendo, con respecto a ciertos eventos de quiebra o insolvencia, haya ocurrido y continúe con respecto a los Bonos, en cualquier momento durante el periodo que finaliza a los 121 días de la fecha de dicho depósito (entendiéndose que esta condición no será considerada cumplimentada hasta el vencimiento de dicho periodo);
  - (v) la Compañía deberá entregar al Fiduciario una Opinión de Abogados que demuestre que el pago de los montos depositados en fideicomiso con el Fiduciario no estará sujeto a impuestos, obligaciones, multas, penalizaciones, evaluaciones u otros cargos gubernamentales futuros impuestos por una Jurisdicción Impositiva, salvo en la medida en que dichos Montos Adicionales con respecto a los mismos hayan sido depositados en fideicomiso con el Fiduciario;
  - (vi) la Compañía deberá entregar al Fiduciario una Opinión de Abogados que demuestre que dicha Anulación o Abrogación de Cláusulas no ocasionará un incumplimiento o violación de, ni constituye un incumplimiento en virtud de, cualquier otro acuerdo o instrumento del cual la Compañía es una parte o por el que está obligada;
  - (vii) la Compañía habrá entregado al Fiduciario un Certificado de Oficial y una Opinión de Abogados que establezcan que se ha cumplido con todas las condiciones precedentes establecidas en relación con la Anulación o Abrogación de Cláusulas, si fuera el caso; y
  - (viii) dicha Anulación o Abrogación de Cláusulas no dará lugar a que el fideicomiso surja de dicho depósito constituyendo una compañía de inversión como se define en el Acuerdo de Compañías de Inversión de 1940, y sus enmiendas.

## El Fiduciario

The Bank of New York Mellon es el Fiduciario en virtud del Convenio de Emisión y ha sido designado por la Compañía como Agente de Registro y Agente de Pago con respecto a los Bonos. La Compañía puede tener relaciones bancarias normales con The Bank of New York Mellon en el transcurso ordinario de las actividades comerciales. La dirección del Fiduciario es 101 Barclay Street, Floor 4 East, New York, New York 10286; Atención: Corporate Trust Department - Global Finance Unit.



## **Agentes de Pago, Agentes de Transferencia y Agente de Registro**

La Compañía ha designado inicialmente al Fiduciario como Agente de Pago, Agente de Registro y Agente de Transferencia. La Compañía puede, en cualquier momento, designar a nuevos Agentes de Pago, Agentes de Registro y Agentes de Transferencia Sin embargo, la Compañía en todo momento mantendrá un Agente de Pago en la Ciudad de Nueva York hasta que se paguen los Bonos.

## **Notificaciones**

La Compañía enviará por correo notificaciones a la dirección registrada de los Titulares como se establece en el Registro de los Bonos. Siempre que el Depositario, o las personas designadas por este, sean los Titulares registrados de los Bonos Globales, como se define más adelante, cada Persona que tenga un derecho de usufructo de un Bono Global, como se define más adelante, debe confiar en los procedimientos del Depositario para recibir las notificaciones proporcionadas al Depositario. Cada Persona que tenga un derecho de usufructo de un Bono Global que no sea un participante en el Depositario debe confiar en los procedimientos del participante (incluyendo Euroclear, Clearstream o LatinClear) a través del cual la Persona posee su derecho de usufructo del Bono Global para recibir las notificaciones proporcionadas al Depositario.

## **Derecho rector**

El Convenio de Emisión y los Bonos están regidos en todo sentido por las leyes del estado de Nueva York.

## **Fuero jurisdiccional**

La Compañía ha aceptado someterse a la jurisdicción no exclusiva del Tribunal Federal de Primera Instancia de Estados Unidos para el Distrito Sur de Nueva York o cualquier tribunal del estado de Nueva York (en cualquier caso ejerciendo jurisdicción en el condado de Nueva York, Nueva York), y cualquier tribunal de apelación de cualquiera de ellos. La Compañía ha designado a CT Corporation System como su agente autorizado a quien pueden entregarse las notificaciones judiciales de cualquier acción o demanda entablada en cualquier tribunal del estado de Nueva York o cualquier jurisdicción del Tribunal Federal de Estados Unidos, en cada caso en el Condado de Nueva York, Nueva York, en relación con el Convenio de Emisión o los Bonos.

## **Renuncia de inmunidades**

En la medida en que la Compañía pueda, en cualquier jurisdicción, solicitar para sí misma o sus activos inmunidad de un juicio, ejecución, embargo, ya sea en vía de ejecutoria, antes de una sentencia o de otro modo, u otro proceso legal en relación con el Convenio de Emisión y los Bonos y en la medida en que en cualquier jurisdicción pueda atribuirse inmunidad a la Compañía o sus activos, ya sea que la solicite o no, la Compañía ha aceptado, en forma irrevocable, no solicitar y, en forma irrevocable, renuncia a la inmunidad en la máxima medida permitida por la ley.

## **Exoneración del tipo de cambio**

La Compañía ha aceptado que exonerará al Fiduciario y a los Titulares y los mantendrá exonerados de:

- (i) en el caso de que la Compañía no pague cualquier monto adeudado al Fiduciario, o a cualquier Titular, en virtud del Convenio de Emisión, cualquier pérdida o daño ocasionado por cualquiera de ellos que surja por cualquier variación entre los tipos de cambio utilizados a los efectos de calcular



- el monto adeudado en virtud de una sentencia u orden con respecto a los mismos y las que prevalezcan en la fecha de pago real por nosotros; y
- (ii) cualquier deficiencia que surja o sea la consecuencia de cualquier variación en los tipos de cambio entre (i) la fecha a partir de la cual se calcula el equivalente en moneda local de los montos adeudados o adeudados contingentemente en virtud del Convenio de Emisión o con respecto a los Bonos a los efectos de la quiebra, insolvencia o liquidación de la Compañía y (ii) la fecha final para corroborar el monto de las reclamaciones en dicha quiebra, insolvencia o liquidación. Se considerará que el monto de dicha deficiencia no se incrementará ni reducirá por ninguna variación en los tipos de cambio que ocurra entre dicha fecha final y la fecha de cualquier quiebra, insolvencia o liquidación o cualquier distribución de activos en relación con las mismas.

Asimismo, la Compañía ha aceptado que si una sentencia u orden emitida por cualquier tribunal para el pago de cualquier momento con respecto a los Bonos está expresada en una moneda (la “Moneda de la Sentencia”) diferente del dólar estadounidense (la “Moneda de Denominación”), la Compañía exonerará al Fiduciario y al Titular pertinente de cualquier deficiencia que surja de cualquier variación en los tipos de cambio entre la fecha a partir de la cual la Moneda de Denominación se convierte en forma nocial en la Moneda de la Sentencia a los efectos de la sentencia u orden y la fecha de pago real. Estas exoneraciones constituirán obligaciones separadas e independientes de sus otras obligaciones en virtud del Convenio de Emisión, darán lugar a una causa separada e independiente, se aplicarán independientemente de cualquier indulgencia otorgada en forma periódica y continuarán en plena vigencia sin perjuicio de ninguna sentencia u orden para una suma o sumas liquidadas con respecto a los montos adeudados en virtud del Convenio de Emisión o los Bonos.

### **Forma, denominación y registro**

Los Bonos inicialmente ofrecidos y vendidos en virtud de la exención del requisito de registro de la Ley de Valores Estadounidense para Mercado Primario establecido en la Sección 4(a)(2) de los mismos inicialmente serán representados por uno o más Bonos Globales en un asiento contable definitivo completamente registrado sin cupones de interés (el “Bono Global Restringido”), los cuales serán registrados a nombre de una persona designada por el Depositario y serán depositados en representación de los compradores de los Bonos.

Los Bonos ofrecidos y vendidos en virtud de la Regulación S serán representados por uno o más Bonos Globales sin cupones de interés en un asiento contable definitivo completamente registrado (el “Bono Global bajo la Regulación S” junto con el Bono Global Restringido, los “Bonos Globales”), los cuales serán registrados a nombre de una persona designada por el Depositario, para las cuentas respectivas en el Depositario de Euroclear y Clearstream y depositados en representación de los compradores de los Bonos representados por los mismos con un custodio para el Depositario. Los derechos de usufructo del Bono Global bajo la Regulación S serán representados a través de asientos contables de instituciones financieras que actúen en representación de los dueños como participantes directos e indirectos en Euroclear o Clearstream para acreditación a las cuentas respectivas de dichos compradores (o a otras cuentas que ellos puedan indicar) en Euroclear o Clearstream.



Los Bonos pueden emitirse en la forma de (a) Bonos físicos (denominados los “Bonos Físicos”) en las circunstancias descritas en esta sección o (b) uno o más Bonos Globales. Los Bonos Físicos deberán registrarse en el nombre o los nombres de dichas Personas y por los capitales que la Compañía pueda solicitar. La Compañía inicialmente designa al Depositario para que actúe como depositario para el Bono Global Restringido y el Bono Global bajo la Regulación S. Los Bonos emitidos en la forma de un Bono Global deberán registrarse en el nombre del Depositario o la persona que este designe. El Fiduciario, como custodio para el Depositario (el “Custodio”), actuará como custodio de cada Bono Global para el Depositario o designará a un subcustodio para que actúe en tal calidad. Siempre que el Depositario o las personas designadas por este sean los propietarios registrados de un Bono Global, será considerado el Titular de los Bonos representado por los mismos a todos los efectos en virtud del Convenio de Emisión y en virtud de un Bono Global. Ni la Compañía, ni el Fiduciario ni ningún Agente Autorizado será responsable por ningún aspecto de los registros relacionados con o los pagos hechos por el Depositario o las personas designadas por este, a cuenta de derechos de usufructo de un Bono Global, ni de mantener, supervisar o revisar ningún registro relacionado con dichos derechos de usufructo que representa cualquier Bono en posesión del Depositario o las personas designadas por este. Los intereses de los Bonos Globales serán transferidos a un sistema de liquidación de asientos contables de DTC.

En cualquier caso, los Bonos deberán emitirse en la forma de derechos de usufructo de uno o más Bonos Globales en denominaciones mínimas de US\$100,000 y múltiplos integrales de US\$1,000 de exceso de los mismos. No se permitirá que ningún Bono Físico sea comercializado a través de las líneas de crédito de DTC, Euroclear o Clearstream, salvo en relación con una transferencia de un Bono Físico a un cesionario que lo reciba en la forma de derechos de usufructo de un Bono Global de conformidad con una exención de los requisitos de registro de la Ley de Valores Estadounidense para Mercado Primario.

Los derechos de usufructo del Bono Global bajo la Regulación S pueden mantenerse en Panamá a través de la Central Latinoamericana de Valores, S.A. (“LatinClear”). LatinClear participa en Clearstream. Sujetas a las restricciones transferidas que se tratan más adelante, pueden hacerse transferencias de los derechos de usufructo del Bono Global bajo la Regulación S (i) entre los participantes de LatinClear o (ii) entre un participante de LatinClear y un participante ajeno a LatinClear mediante Clearstream.

La Compañía ha aceptado mantener un Agente de Pago, Agente de Registro y Agente de Transferencia en la ciudad de Nueva York. La Compañía ha designado inicialmente al Fiduciario en la Oficina del Fiduciario como Agente de Pago. El Agente de Registro, que actúa como Agente de Transferencia, mantendrá un registro, sujeto a las reglamentaciones razonables que la Compañía pueda indicar.

## **Bonos Globales**

La Compañía espera que de conformidad con los procedimientos establecidos por el Depositario (a) tras el depósito de los Bonos Globales, el Depositario o las personas designadas por este acrediten en su sistema interno porciones de los Bonos Globales a las cuentas respectivas de las Personas que tienen cuentas con ellos y (b) el título de los Bonos se mostrarán en, y la transferencia del título de los mismos se hará únicamente a través de registros mantenidos por el Depositario y las personas designadas por este (con respecto a los intereses de los participantes como se define más adelante) y los registros de los participantes (con respecto a los intereses de las Personas que no son participantes). Salvo que se describa lo contrario en el presente, los inversionistas pueden mantener sus derechos de usufructo de un Bono Global directamente a través del Depositario únicamente si participan en dicho sistema o, indirectamente, a través de organizaciones que participan en dicho sistema.



Los inversionistas pueden mantener sus derechos de usufructo del Bono Global bajo la Regulación S directamente a través del Depositario únicamente si participan en dicho sistema o, indirectamente, a través de organizaciones que participan en dicho sistema. Siempre que el Depositario o las personas designadas por este sean los propietarios registrados de los Bonos Globales, será considerado el Titular representado por los Bonos Globales a todos los efectos en virtud del Convenio de Emisión y de los Bonos. Ningún usufructuario de un derecho de usufructo de cualquier Bono podrá transferir dicho derecho de usufructo salvo a través del sistema de asiento contable mantenido por el Depositario en cumplimiento de los procedimientos aplicables del Depositario y sus participantes directos o indirectos (incluyendo Euroclear, Clearstream o LatinClear), además de aquellos establecidos en virtud del Convenio de Emisión (los “Procedimientos Aplicables”).

Los pagos de capital y del interés (incluyendo los Montos Adicionales) de los Bonos Globales se harán al Depositario o a las personas que este designe, si fuera el caso, como el propietario registrado de los mismos. Ni la Compañía, ni el Fiduciario ni ningún Agente Autorizado en virtud del Convenio de Emisión será responsable por ningún aspecto de los registros relacionados con o los pagos hechos a cuenta de, los derechos de usufructo de los Bonos Globales, ni por mantener, supervisar ni revisar ningún registro relacionado con dichos derechos de usufructo que representan cualquier Bono en posesión del Depositario o las personas designadas por este.

La Compañía espera que el Depositario o las personas designadas por este, tras la recepción de cualquier pago de capital o prima e intereses (incluyendo los Montos Adicionales) de un Bono Global, acrediten las cuentas de los participantes con pagos proporcionales a sus respectivos derechos de usufructo del capital de dicho Bono Global como se muestra en los registros del Depositario o de las personas designadas por este.

El pago a los usufructuarios de un Bono Global mantenido por dicho participante estará regido por las instrucciones y la práctica acostumbrada permanentes, como actualmente es el caso con los títulos mantenidos por las cuentas de los clientes registrados en los nombres de las personas designadas para dichos clientes. Dichos pagos serán la responsabilidad de dichos participantes.

Las transferencias entre los participantes del Depositario se harán en la manera corriente de conformidad con las reglas del Depositario y serán acordadas en fondos del mismo día. Las transferencias entre los participantes en Euroclear, Clearstream o LatinClear se harán en la manera corriente de conformidad con sus respectivas reglas y procedimientos operativos.

Las transferencias de un usufructuario del Bono Global Restringido a un cesionario que recibe dicho derecho de usufructo a través del Bono Global bajo la Regulación S se harán de conformidad con los Procedimientos Aplicables y únicamente tras la recepción por parte del Fiduciario de una certificación que demuestre que dichas transferencias se están haciendo de conformidad con la Regulación S.

Las transferencias de un usufructuario del Bono Global bajo la Regulación S a un cesionario que recibe dicho derecho de usufructo a través del Bono Global Restringido se harán de conformidad con los Procedimientos Aplicables.



Las transferencias de Bonos Restringidos que sean Bonos Físicos a una Persona que tiene un derecho de usufructo en la forma de Bono Global bajo la Regulación S se harán únicamente de conformidad con los Procedimientos Aplicables y tras la recepción por parte del Fiduciario de una certificación por escrito en la forma establecida por el Convenio de Emisión que demuestre que dicha transferencia se está haciendo de conformidad con la Regulación S. Las transferencias de Bonos Restringidos que sean Bonos Físicos a una Persona que tiene un derecho de usufructo en la forma de Bono Global se harán únicamente de conformidad con los Procedimientos Aplicables y tras la recepción por parte del Fiduciario de una certificación por escrito en la forma establecida en el Convenio de Emisión que demuestre que dicha transferencia se está haciendo a un “comprador institucional calificado” en virtud de la Regla 144A de la Ley de Valores Estadounidense para Mercado Primario.

Cualquier derecho de usufructo de un Bono Global que sea transferido a una Persona que lo recibe en la forma de un derecho de usufructo del otro Bono Global, luego de la transferencia, dejará de ser un derecho de usufructo del primer Bono Global y se volverá un derecho de usufructo del otro Bono Global y, en consecuencia, luego de ello estará sujeto a todas las restricciones de transferencia, si hubiere alguna, y otros procedimientos aplicables a los derechos de usufructo de dicho otro Bono Global.

La Compañía espera que el Depositario o las personas designadas por este tomen cualquier medida que un Titular tenga permitido tomar (incluyendo la presentación de Bonos para cambio) únicamente conforme a la directriz de un participante a quien se le acreditan derechos de usufructo de los Bonos Globales pertinentes y únicamente con respecto a la suma total de capital de los Bonos con respecto de los cuales dicho participante ha emitido dicha directriz. Sin embargo, si hubiera un Evento de Incumplimiento en virtud del Convenio de Emisión y los Titulares que representan más del 50% de la suma total de capital de los Bonos Pendientes han presentado una solicitud por escrito al Depositario, el Depositario y las personas designadas por este cambiarán el Bono Global pertinente por los Bonos Físicos (como se define más adelante), los cuales distribuirá a los participantes y serán registrados en la medida establecida en virtud del Convenio de Emisión.

Aunque se espera que el Depositario y las personas designadas por este sigan los procedimientos anteriores con el fin de facilitar las transferencias de derechos de usufructo de los Bonos Globales entre los participantes del Depositario, no tienen ninguna obligación de ejecutar dichos procedimientos, y dichos procedimientos pueden suspenderse o modificarse en cualquier momento. Ni la Compañía, ni el Fiduciario ni el Agente Autorizado serán responsables por el cumplimiento del Depositario o las personas designadas por este, los participantes o los participantes indirectos de sus respectivas obligaciones en virtud de las reglas y los procedimientos que rigen sus operaciones.

### **Bonos Físicos**

Los derechos de usufructo de los Bonos Globales serán intercambiables y transferibles, si fuera el caso, por Bonos Físicos si (i) el Depositario notifica a la Compañía que no está dispuesto a o no puede continuar como Depositario para los Bonos Globales y la Compañía no puede designar un sucesor calificado, o el Depositario deja de ser una agencia de compensación registrada en virtud de la Ley de Valores Estadounidense para Mercado Secundario, (ii) la Compañía, a su discreción, opta por terminar el sistema de asiento contable a través de un Depositario o (iii) después de la ocurrencia y continuidad de un Evento de Incumplimiento, los Titulares que representan más del 50% de la suma total de capital de los Bonos Pendientes notifican por escrito al Fiduciario a través del Depositario que la continuación del sistema de asiento contable a través del Depositario ya no es conveniente para dicho propietario.





## Reemplazo, intercambio y transferencia de Bonos

Si un Bono se deteriora, destruye, pierde o roba, y es enviado al Fiduciario, la Compañía puede emitir, y el Fiduciario autenticará y entregará, un Bono sustituto en su reemplazo. En cada caso, el Titular afectado deberá entregar a la Compañía, al Fiduciario y a otras partes especificadas una indemnización en virtud de la cual aceptará pagar a la Compañía, al Fiduciario y a otras partes especificadas cualquier pérdida que pudieran sufrir en relación con el Bono deteriorado, destruido, perdido o robado. La Compañía y el Fiduciario además pueden exigir que el Titular afectado presente otros documentos o pruebas. El Titular afectado deberá pagar todos los gastos y cargos razonables asociados con el reemplazo del Bono deteriorado, destruido, perdido o robado.

En ciertas circunstancias limitadas, los derechos de usufructo del Bono Global pueden intercambiarse por Bonos Físicos. Si la Compañía emite Bonos Físicos, un Titular de dicho Bono Físico puede presentar sus Bonos para intercambiarlos por Bonos de una denominación diferente autorizada, junto con una solicitud por escrito de intercambio, en la oficina de la Compañía o agencia designada para tal efecto en la Ciudad de Nueva York.

La Compañía emitiría los Bonos Físicos para dichos derechos de usufructo del Bono Global en denominaciones iniciales de US\$100,000 o múltiplos integrales de \$1,000 de exceso de los mismos, y los emitiría en forma nominativa únicamente, sin cupones de interés. Cualquier Bono Físico emitido a cambio de un derecho de usufructo del Bono Global llevará la leyenda de restricción de transferencia que lleva dicho Bono Global. En relación con cualquier intercambio, se hará un ajuste pertinente en los registros del Agente de Registro para reflejar una disminución del capital del Bono Global. En el Convenio de Emisión, se establecen los procedimientos de pago y registro de transferencia que se aplican a cualquier Bono Físico que pueda emitirse en el futuro.

Además, el Titular de cualquier Bono Físico puede transferir dicho Bono Físico, íntegra o parcialmente, entregándolo en cualquier oficina o agencia mencionadas junto con un documento de cesión firmado. Cada Bono Físico nuevo emitido en relación con una transferencia de uno o más Bonos Físicos estará disponible para la entrega por parte del Fiduciario en un plazo de cinco Días Hábiles luego de la recepción por parte del Fiduciario del Bono Físico o los Bonos Físicos originales pertinentes y del documento de cesión firmado pertinente. Las transferencias de los Bonos Físicos se harán sin cargo por o en nombre de la Compañía, el Fiduciario o cualquier Agente Autorizado, pero únicamente tras pagar (u otorgar dicha compensación que la Compañía, el Fiduciario o cualquier Agente Autorizado, si corresponde, puedan solicitar al respecto) cualquier impuesto u otros cargos gubernamentales que puedan imponerse en relación con los mismos.

La Compañía no cobrará a los Titulares los costos y gastos relacionados con el intercambio, transferencia o registro de transferencia de los Bonos. Sin embargo, la Compañía puede cobrar a los Titulares cualquier impuesto u otro cargo gubernamental. La Compañía puede rechazar cualquier solicitud de intercambio o registro de transferencia de cualquier Bono (i) que se haga en el plazo de 15 días calendario a partir de la entrega de una notificación de cancelación de los Bonos o (ii) que se haga entre cualquier fecha de registro habitual y la siguiente fecha de pago de intereses.

## Algunas definiciones



“Endeudamiento Adquirido” se refiere al endeudamiento de una Persona o cualquiera de sus Subsidiarias existente en el momento en que dicha Persona se convierte en Subsidiaria o en el momento en que se fusiona o consolida con la Compañía o cualquier Subsidiaria o que se cree que está relacionado con la adquisición de activos de dicha Persona, en cada caso no incurrido en consideración de dicha transacción. Se considerará que se ha incurrido en dicho Endeudamiento en el momento en que dicha Persona se convierta en Subsidiaria o en el momento en que se fusione o consolide con la Compañía o una Subsidiaria o en el momento en que se crea que dicho Endeudamiento está relacionado con la adquisición de activos de dicha Persona.

“Tasa ajustada de Tesoro” se refiere, con respecto a cualquier fecha de redención, a la tasa anual igual al rendimiento semestral equivalente al vencimiento o vencimiento interpolado (computado diariamente) de la Emisión del Tesoro Comparable, asumiendo un precio para la Emisión Comparable del Tesoro (expresado como un porcentaje de su capital) igual al Precio Comparable del Tesoro para esa fecha de redención.

“Adquisición de Activos” se refiere a:

- (i) La inversión de la Compañía o de cualquier Subsidiaria en cualquier otra Persona conforme a lo cual dicha Persona se convertirá en Subsidiaria o se fusionará con la Compañía o cualquier Subsidiaria; o
- (ii) la adquisición por parte de la Compañía o de cualquier Subsidiaria de los activos de cualquier Persona (que no sean los de sus Subsidiarias) que constituyen todos o sustancialmente todos los activos de dicha Persona o consta de una división o línea de negocio de dicha Persona o cualquier otra propiedad o activo de dicha Persona que no sea en el transcurso normal de las actividades comerciales.

“Venta de Activos” se refiere a cualquier venta directa o indirecta, enajenación, emisión, traspaso, arrendamiento, cesión u otra transferencia, incluyendo una Transacción de Venta y Arrendamiento (cada una, una “enajenación”) hecha por la Compañía o cualquier Subsidiaria de:

- (i) cualquier Capital Social de cualquier Subsidiaria; o
- (ii) cualquier propiedad o activo de la Compañía (que no sean efectivo, Equivalentes al Efectivo o Capital Social que no sea el Capital Social de la Compañía) o de cualquier Subsidiaria.

Sin perjuicio de lo anterior, los siguientes elementos no se considerarán Ventas de Activos:

- (i) una enajenación de activos (incluyendo equipo obsoleto o gastado) en el transcurso normal de las actividades comerciales (incluyendo la enajenación de activos actuales (como se determine de conformidad con las Prácticas de Contabilidad Generalmente Aceptadas (GAAP) o las Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS) de EE. UU.) recibidos a cambio de servicios prestados);
- (ii) enajenaciones, en cualquiera de los años fiscales de la Compañía, en una transacción única o una serie de transacciones relacionadas, de activos con un Valor Justo de Mercado que no exceda los US\$10.0 millones en el monto global;
- (iii) una enajenación o transferencia de activos entre la Compañía y sus Subsidiarias, incluyendo una Persona que eso será una Subsidiaria inmediatamente después de la enajenación;
- (iv) una emisión o venta del Capital Social por parte de cualquier Subsidiaria a la Compañía o a cualquier otra Subsidiaria;
- (v) una enajenación de cuentas por cobrar en relación con una Transacción de Cuentas por Cobrar;



- (vi) cualquier venta de activos recibidos por la Compañía o cualquier Subsidiaria tras la ejecución de un gravamen a favor de la Compañía o de cualquier Subsidiaria;
- (vii) la creación de un gravamen que no esté prohibido por el Convenio de Emisión (pero no la venta de propiedad sujeta a un gravamen);
- (viii) la cesión o renuncia de derechos contractuales o liquidación, renuncia o presentación de demandas contractuales, no contractuales u otras demandas o derechos legales en relación con una liquidación, como lo determine de buena fe la Junta Directiva de la Compañía; y
- (ix) otorgamientos de licencias o sublicencias en el transcurso normal de las actividades comerciales para utilizar las patentes, derechos de autor y otra propiedad intelectual de la Compañía o de cualquiera de las Subsidiarias en la medida en que dicha licencia no interfiera con la actividad comercial de la Compañía o de cualquier Subsidiaria.

“Transacción de Venta de Activos” se refiere a cualquier Venta de Activos y, ya sea que constituya o no una Venta de Activos, cualquier venta u otra enajenación de Capital Social.

“Representante Autorizado” de la Compañía o de cualquier otra Persona se refiere a la persona o personas autorizadas para actuar en representación de dicha entidad por su director general, presidente, director de operaciones, director financiero o cualquier vicepresidente o su Junta Directiva o cualquier otro órgano de administración de dicha entidad.

“Junta Directiva”, cuando se utiliza con respecto a una sociedad anónima, se refiere a la junta directiva de dicha sociedad anónima o cualquier comité debidamente autorizado de la misma para actuar por ella y, cuando se utiliza con respecto a una compañía de responsabilidad limitada, sociedad u otra entidad que no sea una sociedad anónima, cualquier Persona u órgano autorizado por los documentos organizacionales o por los participantes accionarios con derecho a voto de dicha entidad para actuar por ellos, incluyendo, en el caso de una sociedad anónima panameña (*sociedad anónima*), la *junta directiva* de dicha sociedad anónima.

“Día Hábil” se refiere a cualquier día salvo los sábados, domingos o un feriado legal o un día en que las instituciones bancarias (incluyendo, entre otros, los miembros del Sistema de la Reserva Federal) están autorizadas a o se les exige por ley, reglamentación o decreto ejecutivo cerrar en la Ciudad de Nueva York o en la Ciudad de Panamá, Panamá.

“Obligaciones de Arrendamiento Capitalizadas” se refiere, en cuanto a cualquier Persona, a las obligaciones de dicha Persona en virtud de un arrendamiento que deben clasificarse y rendirse como obligaciones de arrendamiento de capital conforme a las GAAP o IFRS de EE. UU. A los efectos de esta definición, el monto de dichas obligaciones en cualquier fecha será el monto capitalizado de dichas obligaciones en dicha fecha, determinado de conformidad con las GAAP o IFRS de EE. UU.

“Capital Social” se refiere:

- (i) con respecto a cualquier Persona que sea una sociedad anónima, a todas las acciones, intereses, participaciones u otros equivalentes (independientemente de cómo sean designados y tengan o no derecho de voto) de acciones corporativas, incluyendo cada clase de Acciones Ordinarias y Acciones Preferentes de dicha Persona;
- (ii) con respecto a cualquier Persona que no sea una sociedad anónima, a toda la sociedad u otro capital o participación accionaria de dicha Persona; y



- (iii) a cualquier garantía, derecho u opción de compra de cualquiera de los instrumentos o intereses mencionados en las cláusulas (i) o (ii) anteriormente mencionadas.

“Equivalentes de Efectivo” se refiere a: (i) la moneda emitida por cualquier autoridad (incluyendo, para evitar dudas, cualquier obligación emitida por una autoridad que es de curso legal para el pago de deudas, o que circula como, y es generalmente aceptada como, moneda, y depósitos a la vista con instituciones financieras), y (ii) todos los instrumentos (incluyendo, para evitar dudas, inversiones del mercado de dinero, títulos negociables y cheques) que haya emitido cualquier persona que corresponda, los cuales deberán convertirse en la moneda en un plazo de siete días a partir de la emisión.

“Clearstream” se refiere a Clearstream Banking, société anonyme, y cualquier empresa sucesora de ella.

“Acuerdo de Materia Prima” se refiere a cualquier contrato de futuros sobre productos básicos o materias primas, opción de producto básico o materia prima, o cualquier otro contrato diseñado para proteger de y manejar la exposición a fluctuaciones en los precios de los productos básicos o materias primas, incluyendo, entre otros, los precios de gas natural.

“Acciones comunes” de cualquier Persona se refiere a todas las acciones, intereses u otras participaciones en, y otros equivalentes (independientemente de cómo sean designados y tengan o no derecho de voto) a las participaciones sociales ordinarias de dicha Persona, ya sea que estén pendientes en la Fecha de Cierre o sean emitidos después de la Fecha de Cierre, e incluye, entre otros, todas las series y clases de dichas participaciones sociales ordinarias.

“Emisión comparable del Tesoro” se refiere a los valores seleccionados del Tesoro de EE. UU. por el Banquero de Inversión Independiente que tienen un vencimiento real o interpolado comparable al plazo restante de los Bonos que se rescatarán que serían utilizados, al momento de la selección y de acuerdo con las prácticas financieras usuales, para poner precio a las nuevas emisiones de los valores de deudas corporativos que tengan un vencimiento comparable al plazo restante de los Bonos.

“Precio Comparable del Tesoro” se refiere al promedio de las Cotizaciones de Corredor de Referencia del Tesoro para dicha fecha de redención, después de excluir los valores más altos y más bajos de dichas Cotizaciones de Corredor de Referencia del Tesoro.

“Contrato de Concesión” se refiere al contrato celebrado entre la Compañía y la ASEP (antes, el ERSP), el 22 de octubre de 1998, y sus enmiendas, que rige el negocio de distribución de electricidad de la Compañía.

“Consolidado” se referirá a las cuentas consolidadas de la Compañía y a aquellas de las Subsidiarias de conformidad con las GAAP o IFRS de EE. UU. que se aplican regularmente.

“EBITDA Consolidado” se refiere, para cualquier Persona durante cualquier periodo, a los Ingresos Netos Consolidados de dicha Persona durante dicho periodo, más lo que se menciona a continuación, sin traslado a otra persona, en la medida en que se deduzcan o agreguen para calcular dichos Ingresos Netos Consolidados:

- (i) Gastos del impuesto sobre la renta consolidados para dicha Persona durante dicho periodo;
- (ii) Gastos de intereses consolidados para dicha Persona durante dicho periodo;
- (iii) Cargos no monetarios consolidados para dicha Persona durante dicho periodo;



- (iv) pérdidas netas después de impuestos de las Transacciones de Venta de Activos o abandono o reservas relacionadas con las mismas durante dicho periodo;
- (v) cualquier ingreso o pérdida de transacciones extraordinarias;
- (vi) la porción de los ingresos netos de cualquier Subsidiaria de dicha Persona que fue deducida para calcular los Ingresos Netos Consolidados para dicho periodo como consecuencia de las participaciones minoritarias en dicha Subsidiaria;
- (vii) la porción de los ingresos netos de cualquier Subsidiaria de dicha Persona que fue excluida de conformidad con la cláusula (iv) de la definición de Ingresos Netos Consolidados debido a los requisitos legales corporativos habituales en relación con el pago de dividendos o distribuciones;
- (viii) todas las tarifas, costos y gastos que se hayan pagado en relación con la oferta de los Bonos; y
- (ix) cualquier ingreso o pérdida por operaciones descontinuadas.

menos (x) todos los demás créditos y ganancias no monetarios que incrementen los Ingresos Netos Consolidados para dicha Persona durante dicho periodo, que no sean elementos que representen una anulación en dicho periodo de cualquier acumulación de, o reserva de efectivo para, cargos anticipados en cualquier periodo anterior cuando dicha acumulación o reserva ya no sea necesaria en virtud de las GAAP o IFRS de EE. UU.; y (y) todos los pagos en efectivo hechos por dicha Persona y sus Subsidiarias durante dicho periodo relacionados con cargos no monetarios que se volvieron a sumar para determinar las EBITDA Consolidadas en cualquier periodo anterior.

“Índice de Cobertura de Cargos Fijos Consolidados” se refiere, para cualquier Persona a partir de cualquier fecha de determinación, a la relación del monto global de las EBITDA Consolidadas de dicha Persona durante el Periodo de Cuatro Trimestres con los Cargos Fijos Consolidados para dicha Persona durante el Periodo de Cuatro Trimestres. A los efectos de esta definición, las “EBITDA Consolidadas” y los “Cargos Fijos Consolidados” serán calculados después de dar efecto pro forma como lo determine de buena fe el director financiero de la Compañía para el periodo de dicho cálculo a:

- (i) el Incurrimiento o amortización o redención de cualquier Endeudamiento (incluyendo Endeudamiento Adquirido) de dicha Persona o cualquiera de sus Subsidiarias, y la aplicación de los importes del mismo, incluyendo el Incurrimiento de cualquier Endeudamiento (incluyendo Endeudamiento Adquirido), y la aplicación de los importes del mismo, los cuales dan lugar a la necesidad de hacer dicha determinación durante dicho Periodo de Cuatro Trimestres o en cualquier momento posterior al último día de dicho Periodo de Cuatro Trimestres y en dicha fecha de determinación o antes de esta, en la medida, en el caso de un Incurrimiento, en que dicho Endeudamiento esté pendiente en la fecha de determinación, como si dicho Incurrimiento y la aplicación de los importes del mismo, amortización o redención hubieran ocurrido el primer día de dicho Periodo de Cuatro Trimestres;
- (ii) cualquier Transacción de Venta de Activos o Adquisición de Activos por dicha Persona o cualquiera de sus Subsidiarias, incluyendo cualquier Transacción de Venta de Activos o Adquisición de Activos que den lugar a la necesidad de hacer dicha determinación durante el Periodo de Cuatro Trimestres o en cualquier momento posterior al último día del Periodo de Cuatro Trimestres y en dicha fecha de determinación o antes de esta como si dicha Transacción de Venta de Activos o Adquisición de Activos ocurrieran el primer día del Periodo de Cuatro Trimestres, incluyendo cualquier gasto pro forma y reducciones de costos, sinergias y otras mejoras operativas que hayan ocurrido o se espere razonablemente que ocurran y sean razonablemente la base de un ajuste pro forma (independientemente de si dichos ahorros en costos, sinergias o mejoras operativas pueden reflejarse en ese momento en estados financieros pro forma de conformidad con la Regulación S-X en virtud de la Ley de Valores Estadounidense para Mercado Primario);



- (iii) las EBITDA Consolidadas atribuibles a operaciones descontinuadas, como se determine de conformidad con las GAAP o IFRS de EE. UU., y las operaciones o actividades comerciales (y participación accionaria de las mismas) enajenadas antes de la fecha de determinación, serán excluidas;
- (iv) los Cargos Fijos Consolidados atribuibles a operaciones descontinuadas, como se determine de conformidad con las GAAP o IFRS de EE. UU., y las operaciones o actividades comerciales (y participación accionaria de las mismas) enajenadas antes de la fecha de determinación, serán excluidos, pero únicamente en la medida en que las obligaciones que den lugar a dichos Cargos Fijos Consolidados no serán obligaciones de la Persona especificada ni de ninguna de sus Subsidiarias después de la fecha de determinación;
- (v) se considerará que cualquier Persona que es una Subsidiaria en la fecha de determinación o que se convierte en una Subsidiaria en la fecha de determinación ha sido una Subsidiaria en todo momento durante los cuatro trimestres fiscales mencionados; y
- (vi) se considerará que cualquier Persona que no es una Subsidiaria en la fecha de determinación o que deja de ser una Subsidiaria en la fecha de determinación no ha sido una Subsidiaria en ningún momento durante los cuatro trimestres fiscales mencionados.

Además, al calcular los “Cargos Fijos Consolidados” a los efectos de determinar el denominador (pero no el numerador) de esta “Relación de Cobertura de Cargos Fijos Consolidados”,

- (a) se considerará que el interés del Endeudamiento pendiente determinado sobre una base fluctuante a partir de la fecha de determinación, y el cual continuará siendo determinado de esa forma después de la misma, se ha acumulado a una tasa fija anual igual a la tasa de interés de dicho Endeudamiento vigente en dicha fecha de determinación, siempre que se considere que cualquier interés del Endeudamiento determinado sobre una base fluctuante, en la medida en que dicho interés esté cubierto por Obligaciones de Cobertura, se acumula a la tasa anual resultante luego de dar efecto a la operación de dichos acuerdos; y
- (b) si el interés de cualquier Endeudamiento realmente incurrido en dicha fecha de determinación puede opcionalmente determinarse a una tasa de interés basada en un factor de tasa preferencial o tasa similar, una tasa interbancaria ofrecida en eurodivisa, u otras tasas, se considerará que la tasa de interés vigente en dicha fecha de determinación ha estado vigente durante el Periodo de Cuatro Trimestres.

“Cargos Fijos Consolidados” se refiere, para cualquier Persona durante cualquier periodo, a la suma, sin traslado a otra persona, de:

- (vii) Gastos de intereses consolidados para dicha Persona durante dicho periodo, más
- (viii) el monto de todos los pagos en efectivo y no monetarios de dividendos en cualquier serie de Acciones Preferenciales de dicha Persona o cualquier Subsidiaria de dicha Persona hechos, acumulados o programados para pago o acumulación durante dicho periodo, sin incluir los pagos de dividendos de las Acciones Preferenciales hechos, acumulados o programados para pago a dicha Persona u otra Subsidiaria.

“Gastos de Impuesto sobre la Renta Consolidados” se refiere, con respecto a cualquier Persona durante cualquier periodo, a la provisión para todos los impuestos federales, estatales y locales sobre la renta pagaderos por dicha Persona y sus Subsidiarias durante dicho periodo como se determine sobre una base consolidada de conformidad con las GAAP o IFRS de EE. UU.



“Gastos de Interés Consolidados” se refiere, para cualquier Persona durante cualquier periodo, la suma de, sin traslado a otra persona, determinada sobre una base consolidada de conformidad con las GAAP o IFRS de EE. UU.:

- (i) el monto global de gastos de intereses en efectivo y no monetarios de dicha Persona y sus Subsidiarias durante dicho periodo determinado sobre una base consolidada de conformidad con las GAAP o IFRS de EE. UU., incluyendo, entre otros (sean o no gastos de intereses de conformidad con las GAAP o IFRS de EE. UU.):
  - (a) cualquier amortización o aumento de descuento de deuda o cualquier interés pagado por el Endeudamiento de dicha Persona y sus Subsidiarias en la forma de Endeudamiento adicional (pero excluyendo cualquier amortización de financiamiento diferido y costos de emisión de deuda),
  - (b) los costos netos en virtud de Obligaciones de Cobertura (pero excluyendo la amortización de tarifas),
  - (c) todo el resultado integral capitalizado de financiamiento,
  - (d) comisiones, descuentos y otras tarifas y cargos incurridos con respecto a cartas de crédito o aceptaciones bancarias, y
  - (e) cualquier gasto de intereses pagado con respecto al Endeudamiento de otra Persona de conformidad con una Garantía por dicha Persona o una de sus Subsidiarias o asegurado por un gravamen impuesto en los activos de dicha Persona o una de sus Subsidiarias, y
- (ii) el componente de interés de las Obligaciones de Arrendamiento Capitalizadas pagadas, acumuladas y/o programadas para pago o acumulación por dicha Persona y sus Subsidiarias durante dicho periodo.

“Ingresos Netos Consolidados” se refiere, con respecto a cualquier Persona durante cualquier periodo, a los ingresos netos globales (o pérdida) de dicha Persona y sus Subsidiarias (después de deducir (o agregar) la porción de dichos ingresos netos (o pérdida) atribuible a las participaciones minoritarias en Subsidiarias de dicha Persona) durante dicho periodo sobre una base consolidada, determinados de conformidad con las GAAP o IFRS de EE. UU., siempre que se excluyan de los mismos, en la medida en que se reflejen en dichos ingresos netos globales (o pérdida),:

- (i) las ganancias netas después de impuestos de Transacciones de Venta de Activos no corrientes o abandonos o reservas relacionadas con las mismas;
- (ii) los elementos netos después de impuestos clasificados como ganancias o pérdidas extraordinarias;
- (iii) los ingresos netos (o pérdidas) de cualquier Persona, que no sean de dicha Persona ni de ninguna Subsidiaria de dicha Persona, salvo que los ingresos netos (pero no las pérdidas) de cualquier Persona que se contabilicen con el método de participación serán incluidos únicamente conforme a los montos de dividendos o distribuciones realmente pagados en efectivo a la Compañía o cualquier Subsidiaria;
- (iv) los ingresos netos (pero no las pérdidas) de cualquier Subsidiaria de dicha Persona en la medida en que un monto correspondiente no pudiera distribuirse a dicha Persona en la fecha de determinación como consecuencia de cualquier restricción de conformidad con los documentos de constitución de dicha Subsidiaria o cualquier ley, reglamentación, acuerdo o sentencia aplicable a cualquiera de dichas distribuciones;



- (v) cualquier recuperación de ingresos de cualquier reserva para contingencias, salvo en la medida en que se haya hecho una provisión para dicha reserva de los Ingresos Netos Consolidados acumulados en cualquier momento después de la Fecha de Cierre; y
- (vi) cualquier ganancia (o pérdida) por conversión o cambio de moneda extranjera en posición monetaria neta.

“Valor Neto Consolidado” de cualquier Persona se refiere al capital contable consolidado de dicha Persona, determinado sobre una base consolidada de conformidad con las GAAP o IFRS de EE. UU., menos (sin traslado a otra persona) los montos atribuibles al Capital Social Descalificado de dicha Persona.

“Cargos No-en-efectivo Consolidados” se refiere, para cualquier Persona durante cualquier periodo, a la depreciación global, amortización y otros gastos o pérdidas no monetarios de dicha Persona y sus Subsidiarias durante dicho periodo, determinados sobre una base consolidada de conformidad con las GAAP o IFRS de EE. UU. (excluyendo cualquiera de los cargos mencionados que constituya una acumulación de o reserva para cargos en efectivo para cualquier periodo futuro o la amortización de un gasto en efectivo pagado previamente que sea un activo actual pagado en un periodo anterior).

“Activos Totales Consolidados” se refiere, en cualquier momento, a los activos totales de la Compañía y sus Subsidiarias consolidadas que aparecen en sus Estados Financieros Consolidados anuales más recientes o sus Estados Financieros Consolidados trimestrales más recientes si se preparan en una fecha posterior a los mismos.

“Deuda Total Consolidado” se refiere, a partir de cualquier fecha y con respecto a la Compañía, a su Endeudamiento Consolidado a partir de dicha fecha y el de sus Subsidiarias, siempre que, no obstante, ese Endeudamiento, a los efectos de esta definición, no incluya ningún Endeudamiento descrito en las cláusulas (iv), (v) (en la medida en que dicho Endeudamiento sea entre Subsidiarias o entre la Compañía y una Subsidiaria donde la Subsidiaria es el deudor), (vi), (vii), (x), (xi) (xiii) y (xiv) (en la medida en que se relacione con cualquier Endeudamiento descrito en las cláusulas (iv), (vi), (vii) (x) y (xiii)) de la definición de Endeudamiento Permitido.

“Índice de la Deuda Total Consolidado a EBITDA Consolidado” se refiere, para cualquier Persona a partir de cualquier fecha de determinación, a la relación del Endeudamiento Total Consolidado a partir de dicha fecha con las EBITDA Consolidadas durante el Periodo de Cuatro Trimestres, siempre que:

- (i) si la Compañía o cualquier Subsidiaria:
  - (a) han incurrido en cualquier Endeudamiento durante el Periodo de Cuatro Trimestres que continúa pendiente en la fecha de la transacción que da lugar a la necesidad de calcular la Relación del Endeudamiento Total Consolidado con las EBITDA Consolidadas o si la transacción que da lugar a la necesidad de calcular la Relación del Endeudamiento Total Consolidado con las EBITDA Consolidadas es un Incurrimento de Endeudamiento, las EBITDA Consolidadas y el Endeudamiento Total Consolidado para dicho Periodo de Cuatro Trimestre se calcularán pro forma como si dicho Endeudamiento hubiera sido incurrido el primer día de dicho Periodo de Cuatro Trimestres (salvo que al hacer dicho cálculo, se considerará que el monto del Endeudamiento en virtud de cualquier línea de crédito renovable pendiente el día de dicho cálculo es: (a) el saldo diario promedio de dicho Endeudamiento durante dicho Periodo de Cuatro Trimestres o el periodo más corto durante el cual estuvo pendiente dicha línea de crédito, o (b) si dicha línea de crédito fue creada al final de dicho Periodo de Cuatro Trimestres, el saldo diario promedio de dicho Endeudamiento durante el periodo a partir de la fecha de creación de dicha línea de crédito hasta la fecha de dicho cálculo); o





- (b) han amortizado, recomprado, revocado o eximido cualquier Endeudamiento desde el comienzo de dicho Periodo de Cuatro Trimestres o si cualquier Endeudamiento debe ser amortizado, recomprado, revocado o eximido (en cada caso, que no sea un Endeudamiento incurrido en virtud de cualquier línea de crédito renovable a menos que dicho Endeudamiento haya sido amortizado permanentemente y no haya sido reemplazado) en la fecha de la transacción que dio lugar a la necesidad de calcular la Relación del Endeudamiento Total Consolidado con las EBITDA Consolidadas, las EBITDA Consolidadas para dicho Periodo de Cuatro Trimestres serán calculadas pro forma como si dicha exención hubiera ocurrido el primer día de dicho Periodo de Cuatro Trimestres y como si la Compañía o dicha Subsidiaria no hubieran obtenido los ingresos por intereses realmente obtenidos durante dicho Periodo de Cuatro Trimestres en concepto de efectivo o Equivalentes al Efectivo utilizados para amortizar, recomprar, revocar o de otro modo eximir dicho Endeudamiento.
- (ii) si desde el comienzo de dicho Periodo de Cuatro Trimestres la Compañía o cualquier Subsidiaria han hecho una Venta de Activos, en ese momento dando efecto pro forma a dicha enajenación durante dicho Periodo de Cuatro Trimestres en las EBITDA Consolidadas;
- (iii) si desde el comienzo de dicho Periodo de Cuatro Trimestres la Compañía o cualquier Subsidiaria (por fusión o de otro modo) han hecho una inversión en cualquier Persona que está fusionada con la Compañía o cualquiera de sus Subsidiarias (o cualquier Persona que se convierta en Subsidiaria) o una adquisición de activos, incluyendo cualquier adquisición de activos que ocurra en relación con una transacción que causa la necesidad de hacer un cálculo en virtud de la misma, la cual constituye toda o sustancialmente toda la unidad operativa de un negocio, en ese momento dando efecto pro forma a dicha inversión o adquisición sobre las EBITDA Consolidadas para dicho Periodo de Cuatro Trimestres, cualquier cálculo pro forma mencionado puede incluir ajustes correspondientes para reflejar, sin traslado a otra persona, cualquier adquisición mencionada en la medida en que dichos ajustes pueden ser reflejados en la preparación de información financiera pro forma de conformidad con los requisitos de las GAAP o IFRS de EE. UU. y el Artículo XI de la Regulación S-X en virtud de la Ley de Valores Estadounidense para Mercado Secundario;
- siempre* que dichos ajustes se establezcan en un Certificado de Oficial que establezca (i) el monto de dicho ajuste o ajustes, (ii) que dicho ajuste o ajustes están basados en el leal saber y entender del oficial que firma dicho Certificado de Oficial en el momento de dicha firma y (iii) que está permitido cualquier incumplimiento de Endeudamiento relacionado conforme al Convenio de Emisión; y
- (iv) si desde el comienzo de dicho Periodo de Cuatro Trimestres, cualquier Persona (que posteriormente se convirtió en Subsidiaria o fue fusionada con la Compañía o cualquier Subsidiaria desde el comienzo de dicho Periodo de Cuatro Trimestres) ha hecho una Venta de Activos o cualquier inversión o adquisición de activos que habría requerido un ajuste conforme a las cláusulas (ii) o (iii) anteriores si fue hecho por la Compañía o una Subsidiaria durante dicho Periodo de Cuatro Trimestres, las EBITDA Consolidadas durante dicho periodo serán calculadas después de dar efecto pro forma a los mismos como si dicha Venta de Activos, inversión o adquisición de activos hubieran ocurrido el primer día de dicho Periodo de Cuatro Trimestres.

A los efectos de esta definición, siempre que se deba dar efecto pro forma a una adquisición de activos y el monto de ingresos o ganancias relacionado con la misma, los cálculos pro forma serán determinados de buena fe por un director financiero o contable responsable de la Compañía. Si cualquier Endeudamiento tiene una tasa flotante de interés y se le da efecto pro forma, los gastos de intereses de dicho Endeudamiento serán calculados como si la tasa vigente en la fecha de determinación hubiera sido la tasa aplicable para todo el Periodo de Cuatro Trimestres (teniendo en cuenta cualquier Acuerdo de Tasa de Interés aplicable a dicho Endeudamiento si dicho Acuerdo de Tasa de Interés tiene un plazo restante en la fecha de determinación que excede los doce meses).



“Acuerdo de Cambio de Moneda” se refiere, con respecto a cualquier Persona, a cualquier contrato de moneda extranjera, acuerdo de intercambio de moneda u otro acuerdo similar del cual dicha Persona es una parte diseñado para cubrir el riesgo de moneda extranjera de dicha Persona.

“Depositario” se refiere al depositario de cada Bono Global, el cual inicialmente será DTC, una persona designada por DTC o cualquier otro depositario que pueda ser designado con respecto a los Bonos emisibles o emitidos íntegra o parcialmente en la forma de uno o más Bonos Globales, y, si en cualquier momento hay más de un depositario, el “Depositario” como se utiliza con respecto a los Bonos se referirá al Depositario con respecto a los Bonos Globales.

“Capital Social Descalificado” se refiere a la porción de cualquier Capital Social que, por sus plazos (o por los plazos de cualquier valor en el cual puede convertirse o por el cual puede intercambiarse a criterio del titular del mismo), o tras la ocurrencia de cualquier evento, vence o es obligatoriamente amortizable, de conformidad con una obligación de fondo de amortización o de otro modo, o es amortizable a elección exclusiva del titular del mismo, en cualquier caso, en la fecha de vencimiento final o antes de esta de los Bonos, *siempre que*, no obstante, cualquier Capital Social que no constituiría Capital Social Descalificado pero para provisiones del mismo que otorga a los titulares del mismo el derecho de exigir a dicha Persona que compre o amortice dicho Capital Social tras la ocurrencia de una “venta de activos” o “cambio de control” que tenga lugar antes del vencimiento final de los Bonos no constituya Capital Social Descalificado si cualquiera de dichos requisitos únicamente entra en vigencia después de cumplir con dichos términos aplicables a los Bonos, incluyendo la compra de cualquier Bono ofrecido de conformidad con ellos.

El monto de cualquier Capital Social Descalificado será igual al que resulte mayor de su liquidación preferencial voluntaria o involuntaria y su precio de recompra fijo máximo, pero sin incluir dividendos acumulados, si los hubiere. El monto de cualquier Capital Social Descalificado que no tenga un precio fijo de redención, amortización o recompra será calculado de conformidad con los términos de dicho Capital Social Descalificado como si dicho Capital Social Descalificado fuera rescatado, amortizado o recomprado en cualquier fecha en la cual el monto de dicho Capital Social Descalificado será determinado de conformidad con el Convenio de Emisión, siempre que, no obstante, si no puede exigirse que dicho Capital Social Descalificado sea rescatado, amortizado o recomprado en el momento de dicha determinación, el precio de redención, amortización o recompra será el valor contable de dicho Capital Social Descalificado como se refleja en los estados financieros más recientes de dicha Persona.

“Periodo de Adquisición Elegible o Inversión de Capital” se refiere a un periodo de Cuatro Trimestres Fiscales durante el cual la Compañía o cualquier Subsidiaria participan en la adquisición de activos que la Compañía cree razonablemente que son para promover su actividad comercial o actividades comerciales llevadas a cabo por sus Subsidiarias y el crecimiento estratégico de las mismas durante el cual la Relación del Endeudamiento Total Consolidado con las EBITDA Consolidadas puede exceder 3.50x (pero no 4.0x), sujeto a las disposiciones establecidas en virtud de “- Índice de Endeudamiento Total Consolidado a EBITDA Consolidadas”.

“Euroclear” se refiere a Euroclear Bank S.A./N.V., como operador del sistema de Euroclear, y cualquier empresa sucesora del mismo.



“Valor Justo de Mercado” se refiere, con respecto a cualquier propiedad o activo, al precio, el cual podría ser negociado en una transacción de mercado libre en igualdad de condiciones, por efectivo, entre un vendedor interesado y un comprador interesado, ninguno de los cuales está bajo presión o coacción para efectuar la transacción. El Valor Justo de Mercado será determinado, salvo que se estipule lo contrario, (a) si dicha propiedad o activo tienen un Valor Justo de Mercado inferior a US\$10.0 millones, por cualquiera de los directivos de la Compañía o (b) si dicha propiedad o activo tienen un Valor Justo de Mercado superior a US\$10.0 millones, por una mayoría de la Junta Directiva de la Compañía y acreditado mediante una resolución de la Junta Directiva de la Compañía, en un plazo de 30 días de la transacción pertinente, entregada al Fiduciario, siempre que, si dicha propiedad o activo tiene un Valor Justo de Mercado igual o superior a US\$25.0 millones y el vendedor o el comprador de dicha propiedad o activo es una Afiliada de la Compañía, el Valor Justo de Mercado de dicha propiedad o activo será determinado por una mayoría de los directivos de la junta directiva de la Compañía que no son representantes de dicha Afiliada (siempre que haya por lo menos uno de dicho directivos) a su leal saber y entender con base en la divulgación total de todos los hechos y circunstancias pertinentes.

“Periodo de Cuatro Trimestres” se refiere a los cuatro trimestres fiscales completos más recientes, los cuales terminan antes de la fecha de dicha determinación, para los cuales hay disponibles estados financieros.

“Garantía” se refiere, con respecto a cualquier Persona, (a) a cualquier obligación, contingente o de otro modo, de dicha Persona que garantiza o tiene el efecto económico de garantizar cualquier endeudamiento u otra obligación pagadera o exigible por un Deudor Primario de cualquier manera, ya sea directa o indirectamente, y que incluye cualquier obligación, directa o indirecta, de dicha Persona (i) de comprar o pagar (o adelantar o suministrar fondos para la compra o pago de) dicho endeudamiento u otra obligación, (ii) de comprar o arrendar propiedad, títulos o servicios con el fin de asegurar al acreedor con respecto a dicho Endeudamiento u otra obligación de pago o cumplimiento de dicho Endeudamiento u otra obligación, (iii) de mantener al capital de trabajo, capital social o cualquier condición de estados financieros o liquidez o nivel o ingresos o flujo de efectivo del Deudor Primario para permitir al Deudor Primario pagar dicho Endeudamiento u otra obligación, o (iv) asumida con el fin de garantizar de otra manera al acreedor con respecto a dicho Endeudamiento u otra obligación del pago o cumplimiento de los mismos o de proteger la pérdida de dicho acreedor respecto de los mismos (en su totalidad o en parte), entendiéndose que en ningún caso una Garantía incluirá (x) la obligación de la Compañía conforme a la Ley Aplicable de devolver a cualquier cliente los montos depositados por dicho cliente a la Compañía como garantía del pago de sus compras de electricidad u otros servicios prestados por la Compañía o (y) el reembolso contingente o la obligación de compensación de la Compañía con respecto a cualquier pago hecho por terceros de conformidad con cualquier fianza de incumplimiento o instrumento similar acordado por la Compañía en relación con el funcionamiento de su negocio, (b) al Gravamen impuesto sobre cualquier activo de dicha persona que garantice cualquier Endeudamiento u otra obligación de cualquier otra persona ya sea que dicho Endeudamiento u otra obligación sea asumido o no por dicha persona (o cualquier derecho contingente o de otro modo, de cualquier titular de dicho Endeudamiento de obtener dicho Gravamen) y (c) el monto de cualquier Garantía será considerado un monto igual al establecido o al monto determinable de la obligación principal relacionada, o una porción de la misma, con respecto a la cual se hace dicha Garantía o, si no se establece o es determinable, la responsabilidad máxima razonablemente prevista con respecto a la misma como lo determine la Persona que otorga la Garantía de buena fe.

“Obligaciones de Cobertura” se refiere a las obligaciones de cualquier Persona de conformidad con cualquier Acuerdo de Tasa de Interés, Acuerdo de Divisas o Contrato de Productos Básicos.



“IFRS” se refiere a las Normas Internacionales de Información Financiera promulgadas periódicamente por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board) o cualquier institución sucesora (“IASB”) (que incluye normas e interpretaciones aprobadas por el IASB y Normas Internacionales de Contabilidad emitidas en virtud de sus constituciones anteriores), junto con sus pronunciamientos sobre las mismas ocasionalmente.

“Incurrir” se refiere, con respecto a cualquier Endeudamiento u otra obligación de cualquier Persona, a crear, emitir, incurrir (incluyendo mediante conversión, intercambio o de otro modo), asumir, garantizar o de otro modo ser responsable con respecto a dicho Endeudamiento u otra obligación sobre el balance general de dicha Persona (e “Incurriencia”, “Incurrido(a)(s)” e “Incurriendo” tendrán significados correlativos con lo anterior).

“Endeudamiento” se refiere, con respecto a cualquier Persona, sin traslado a otra persona, a:

- (i) el capital (o, si es menos, el valor aumentado) de todas las obligaciones de dicha Persona por dinero prestado;
- (ii) el capital (o, si es menos, el valor aumentado) de todas las obligaciones de dicha Persona evidenciado por bonos, empréstitos, Bonos u otros instrumentos similares;
- (iii) todas las Obligaciones de Arrendamiento Capitalizadas de dicha Persona;
- (iv) todas las obligaciones de dicha Persona emitidas o asumidas como el precio de compra diferido de propiedad, todas las obligaciones de venta condicionales y todas las obligaciones de pago en virtud de cualquier acuerdo de reserva de propiedad (pero sin incluir cuentas comerciales por pagar y otros pasivos acumulados contabilizados como pasivos actuales (de conformidad con las GAAP o IFRS de EE. UU.) que surjan en el transcurso normal de las actividades comerciales que no estén vencidas 180 días o más o sean objeto de disputa de buena fe);
- (v) todas las obligaciones de dicha Persona con respecto a cartas de crédito, aceptaciones bancarias o transacciones de crédito similares, incluyendo obligaciones de reembolso con respecto a las mismas;
- (vi) las Garantías y otras obligaciones contingentes de dicha Persona con respecto al Endeudamiento mencionado en las cláusulas (i) a la (v) anteriores y las cláusulas (viii) a la (x) que aparecen a continuación;
- (vii) todo el Endeudamiento de cualquier otra Persona del tipo mencionado en las cláusulas (i) a la (vi) anteriores que está asegurado por cualquier Gravamen sobre cualquier propiedad o activo de la primera Persona, el monto de dicho Endeudamiento siendo considerado el que resulte menor del Valor Justo de Mercado de dicha propiedad o activo o el monto del Endeudamiento asegurado de esa forma;
- (viii) todas las obligaciones en virtud de las Obligaciones de Cobertura de dicha Persona;
- (ix) en la medida no incluida de otra forma en esta definición, el Monto de la Transacción de Cuentas por Cobrar pendiente en relación con cualquier Transacción de Cuentas por Cobrar; y
- (x) todo el Capital Social Descalificado emitido por dicha Persona con el monto del Endeudamiento representado por dicho Capital Social Descalificado que será igual al que resulte mayor de su liquidación preferencial voluntaria o involuntaria y su precio de recompra fijo máximo, pero sin incluir dividendos acumulados, si hubiere.



“Asesor Financiero Independiente” se refiere a una empresa de contabilidad, empresa de evaluación, empresa bancaria de inversión o consultor de reputación reconocida internacionalmente que está, a criterio de la Junta Directiva de la Compañía, calificado para desempeñar la tarea para la cual se le ha contratado y que es independiente en relación con la transacción pertinente.

“Banquero de Inversión Independiente” se refiere al Corredor de Referencia del Tesoro designado por la Compañía o si dicha empresa no está dispuesta a o no puede seleccionar la Emisión del Tesoro Comparable, una institución bancaria de inversión independiente de reputación reconocida a nivel nacional en los Estados Unidos designada por la Compañía.

“Gravamen entre Empresas Relacionadas” se refiere a cualquier Gravamen que asegure el Endeudamiento entre compañías entre la Compañía o cualquier Subsidiaria o cualquier persona o entidad que, directa o indirectamente (incluyendo beneficiosamente), controle más del 51% de cualquier clase de valores de renta variable pendientes de la Compañía o valores con derecho al pago de dividendos o distribuciones similares siempre que todo el Endeudamiento mencionado esté expresamente subordinado a la responsabilidad de la Compañía con respecto a los Bonos por el tiempo que los Bonos estén pendientes.

“Acuerdo de Tasa de Interés” de cualquier Persona se refiere a cualquier acuerdo de protección de tasas de interés (incluyendo, entre otros, permutas financieras de tasas de interés, topes, suelos, futuros, opciones, contratos de cobertura, instrumentos derivados y acuerdos similares) y/u otros tipos de acuerdos de cobertura diseñados para cubrir el riesgo de tasa de interés de dicha Persona.

“Inversión” se refiere, con respecto a cualquier Persona, a:

- (i) cualquier préstamo directo o indirecto, adelanto (que no sean adelantos a clientes o proveedores en el transcurso normal de las actividades comerciales que estén registrados como cuentas por cobrar, gastos pagados previamente o depósitos en el balance general de dicha Persona) u otra concesión de un crédito (incluyendo, entre otros, una Garantía) a cualquier otra Persona;
- (ii) cualquier contribución de capital (por medio de una transferencia de efectivo u otra propiedad a otros o cualquier pago por propiedad o servicios para la cuenta o el uso de otros) a cualquier otra Persona; o
- (iii) cualquier compra o adquisición por dicha Persona de cualquier Capital Social, bono, Bono, empréstito u otros valores o evidencias de Endeudamiento emitidos por cualquier otra Persona.

“Invertir”, “Invirtiendo” e “Invertido(a)” tendrán significados correspondientes.

“Gravamen” se refiere a cualquier hipoteca, escritura de fideicomiso, empeño (legal o de otro modo), empeño, cesión (incluyendo cualquier cesión de derechos para recibir pagos de dinero que no estén relacionados con la venta de dichos derechos), cargo por reclamaciones en contra, derecho o cargo de garantía o gravamen de cualquier tipo (incluyendo cualquier venta condicional u otro acuerdo de reserva de propiedad o arrendamiento de capital que tengan sustancialmente el mismo efecto económico), y cualquier acuerdo de dar cualquiera de los puntos mencionados anteriormente.



"Mayoría de los Titulares" significa, si, en relación con cualquier Acto de los Titulares, se entregan al Fiduciario certificaciones de uno o más Participantes en el Depositario que (i) son fechadas de la fecha de registro pertinente, y (ii) en conjunto confirman que al menos dos Compradores son beneficiarios de los Bonos, (iii) cada Comprador (junto con cualquiera de sus Afiliados respectivos) es beneficiario de no menos del 43,75% de los Bonos en circulación, (iv) establecen las correspondientes instrucciones al Fiduciario, y (v) están en una forma razonablemente satisfactoria para el Fiduciario, los Compradores (cada uno junto con cualquiera de sus Afiliados respectivos) actuando por unanimidad a través de las instrucciones y las certificaciones emitidas por los respectivos Participantes. El Fiduciario no hará caso de las instrucciones entregadas a él por el Depositario en el caso de que reciba las certificaciones y las instrucciones de uno o más Participantes de acuerdo con lo anterior. El Fiduciario podrá basarse en forma concluyente en dichas certificaciones e instrucciones tan entregados como evidencia de que la "Mayoría de los Titulares" significa ambos Compradores (cada uno junto con cualquiera de sus Afiliados respectivos) actuando por unanimidad a través de las instrucciones y las certificaciones emitidas por los respectivos Participantes. En el caso de que el Fiduciario reciba una instrucción del Depositario y no ha recibido las certificaciones y las instrucciones de uno o más Participantes de acuerdo con lo anterior dentro de los tres Días Hábiles de dicha instrucción del Depositario, a continuación, la "Mayoría de los Titulares" significará los Titulares de más del 50% del monto principal total de los Bonos en circulación. El Fiduciario no estará obligado a verificar cualquier información contenida o referenciada en las certificaciones o para hacer cualquier determinación o cálculo con respecto a qué porcentaje de Titulares constituye la Mayoría de los Titulares y no tendrá ninguna responsabilidad con respecto a cualquier acción o falta de actuar basándose en dicha certificación o el fracaso de cualquier Participante para entregar cualquier certificación, de acuerdo con lo anterior; sin embargo, que en el caso de que los Bonos son en forma de Bonos Físicos, las referencias a "Participantes en el Depositario" se entenderá como referencia a los "Compradores que son Titulares" de dichos Bonos Físicos.

"Subsidiaria Material" se refiere a cualquiera de las subsidiarias de la Compañía, la cual, en cualquier fecha de determinación dada, contabiliza más del 5% de los Activos Totales Consolidados de la Compañía, como dichos Activos Totales Consolidados se establecen en sus Estados Financieros Consolidados más recientes preparados de conformidad con el Convenio de Emisión.

"Suma de Restitución" se refiere a la diferencia entre (i) la suma de (a) el valor actual del capital futuro esperado y de los flujos de efectivo de interés de los Bonos (menos cualquier interés acumulado) descontados a una tasa anual igual al Rendimiento de los Bonos del Tesoro actuales en ese momento correspondiente al valor más cercano a la vigencia promedio ponderada restante de los Bonos calculado en el momento del pago del Monto de Redención por Evento de Incumplimiento y (b) el 0.50% anual, y (ii) el capital de los Bonos Pendientes.

"Tasa de Interés de los Bonos" es la tasa de interés que debe pagarse por los Bonos como se establece en el formulario autenticado de los mismos.

"Participante" significa un corredor, intermediario, banco u otra institución financiera u otra persona para quien de vez en cuando el Depositario hace anotaciones de transferencias de Bonos depositados con el Depositario.



“Endeudamiento de Adquisición Permitido” se refiere al Endeudamiento de la Compañía o de cualquiera de sus Subsidiarias en la medida en que dicho Endeudamiento fuera (i) el Endeudamiento de una Subsidiaria antes de la fecha en la cual dicha Subsidiaria se convirtió en Subsidiaria de la Compañía, (ii) el Endeudamiento de una Persona que fue fusionada o consolidada en la Compañía o una Subsidiaria, o (iii) asumido en relación con la adquisición de activos de una Persona, siempre que en la fecha en que dicha Subsidiaria se convirtió en Subsidiaria de la Compañía o la fecha en que dicha Persona fue fusionada o consolidada en la Compañía o una Subsidiaria o el Endeudamiento asumido en relación con una Adquisición de Activos, si corresponde, después de dar efecto pro forma a los mismos, (a) el Valor Neto Consolidado de la Compañía y sus Subsidiarias sería superior al Valor Neto Consolidado inmediatamente anterior a dicha transacción, (b) la Compañía tendría permitido incurrir en al menos US\$1.00 del endeudamiento adicional de conformidad con “—Limitación de la Incurrencia de Endeudamiento” o (c) la Relación de Cobertura de Cargos Fijos Consolidados de la Compañía sería igual a lo mejor que su Relación de Cobertura de Cargos Fijos Consolidados inmediatamente anterior a dicha transacción.

“Inversiones Permitidas” se refiere a:

- (i) las Inversiones que hace la Compañía o cualquier Subsidiaria en cualquier Persona que es, o que hace que cualquier Persona se convierta en, inmediatamente después de dicha Inversión, una Subsidiaria o constituya una fusión o consolidación de dicha Persona en la Compañía o con o en una Subsidiaria;
- (ii) las Inversiones que hace cualquier Subsidiaria en nosotros;
- (iii) las Inversiones en efectivo y en Equivalentes al Efectivo;
- (iv) cualquier ampliación, modificación o renovación de cualquier Inversión existente a partir de la Fecha de Cierre (pero no las Inversiones que incluyan adelantos, contribuciones u otras inversiones adicionales de efectivo o propiedad u otros aumentos de las mismas, que no sea como consecuencia de la acumulación o el incremento de interés o emisión con descuento o pago en especie de conformidad con los términos de dicha Inversión a partir de la Fecha de Cierre);
- (v) las Inversiones recibidas como consecuencia de la quiebra o reorganización de cualquier Persona o una ejecución, o hechas para la resolución de reclamaciones o disputas, y, en cada caso, ampliaciones, modificaciones y renovaciones de las mismas;
- (vi) las Inversiones en la forma de Obligaciones de Cobertura permitidas en virtud de la “—Limitación de la Incurrencia de Endeudamiento”;
- (vii) pagos por adelantado o créditos o adelantos a clientes o proveedores en el transcurso normal de las actividades comerciales contabilizados como activos actuales de acuerdo con las GAAP o IFRS de EE. UU.;
- (viii) las Inversiones en cualquier Persona en la medida en que dichas Inversiones consistan en gastos pagados por adelantado, instrumentos negociables mantenidos para cobro y arrendamiento, utilidad y seguro de accidentes de trabajo, recompensas por desempeño y otros depósitos similares hechos en el transcurso normal de las actividades comerciales realizadas por la Compañía o cualquier Subsidiaria;
- (ix) las cuentas por cobrar adeudadas a la Compañía o a cualquier Subsidiaria si se crean o adquieren en el transcurso normal de las actividades comerciales y son pagaderas o condonadas de acuerdo con los términos comerciales habituales; y



- (x) las Inversiones en relación con una Transacción de Cuentas por Cobrar, siempre que dicha Inversión en cualquiera de las Personas mencionadas se haga en la forma de cualquier participación social o derechos a cuentas por cobrar y activos relacionados generados por la Compañía o cualquier Subsidiaria y transferidos a dicha Persona en relación con una Transacción de Cuentas por Cobrar, siempre que, con respecto a cualquier Inversión, la Compañía pueda, a su exclusivo criterio, asignar toda o una parte de cualquier Inversión y más adelante asignar toda o una parte de cualquier Inversión a, una o más de las cláusulas de la (i) a la (x) anteriores para que la Inversión en su totalidad sea una Inversión Permitida.

“Gravamen Permitido” se refiere a:

- (i) los Gravámenes existentes en el momento de la emisión de los Bonos;
- (ii) cualquier Gravamen que asegure impuestos, evaluaciones y otros cargos gubernamentales o impuestos de recaudación, el pago de los cuales no es aún adeudado o pagadero, en la medida en que la falta de pago de los mismos esté permitida, o sea objeto de disputa de buena fe mediante procesos judiciales adecuados inmediatamente iniciados o realizados diligentemente y para los cuales dichas reservas u otra provisión adecuada, si hubiere, como lo requieran las GAAP o IFRS de EE. UU., si corresponde, se habrán hecho;
- (iii) cualquier Gravamen creado por o que surja de cualquier litigio o proceso legal que actualmente esté siendo objeto de disputa de buena fe mediante procesos legales adecuados inmediatamente iniciados o realizados diligentemente y para los cuales dichas reservas u otra provisión adecuada, si hubiere, como lo requieran las GAAP o IFRS de EE. UU., si corresponde, se habrán hecho;
- (iv) cualquier Gravamen legal o privilegio de un transportador, almacenero, mecánico o proveedor de materiales incurridos en el transcurso normal de las actividades comerciales por una suma aún no adeudada o el pago del cual es objeto de disputa de buena fe mediante procesos legales inmediatamente iniciados o realizados diligentemente y para los cuales dichas reservas u otra provisión adecuada, si hubiere, como lo requieran las GAAP o IFRS de EE. UU., si corresponde, se habrán hecho o cualquier servidumbre, derecho de uso o vía, restricción, irregularidad y otras imperfecciones de título que, individual o globalmente, no tornen al título de la propiedad o activo relacionado imperfectos para el fin deseado de dicha propiedad o activo;
- (v) los Gravámenes que aseguran la realización de ofertas, licitaciones, arrendamientos y contratos en el transcurso normal de las actividades comerciales, obligaciones legales o regulatorias, fianzas de caución o fianzas de apelación, fianzas de incumplimiento y otras obligaciones de naturaleza similar incurridas en el transcurso normal de las actividades comerciales y que no aseguren el Endeudamiento por el dinero prestado;
- (vi) los arrendamientos, subarrendamientos, servidumbres, derechos de vía, restricciones y otros cargos o gravámenes similares inherentes a la propiedad de la propiedad o activos de la Compañía o su realización normal de las actividades comerciales o una Subsidiaria, y los Gravámenes inherentes a excepciones de inspección menores y similares, siempre que el monto global de dichos Gravámenes no se desvíe materialmente del valor de dicha propiedad;
- (vii) Gravámenes entre Compañías;
- (viii) (a) cualquier Gravamen sobre la propiedad o derechos relacionados con el mismo creados para garantizar cualquier derecho otorgado con respecto a dicha propiedad en relación con la provisión de todo o una parte del precio de compra o el costo de la construcción de dicha propiedad creada contemporáneamente con, o en un plazo de 180 días después de, dicha adquisición o la terminación de dicha construcción, o (b) cualquier Gravamen sobre la propiedad existente en dicha propiedad en el momento de la adquisición de la misma por deuda garantizada por lo tanto no asumida por la Compañía o cualquiera de sus Subsidiarias;





- (ix) empeños o depósitos que haga la Compañía o sus Subsidiarias en virtud de las leyes de seguro de accidentes de trabajo, la ley de seguro de desempleo o ley similar, o arrendamientos de los cuales la Compañía o cualquier Subsidiaria es una parte, o depósitos que se exige a la Compañía empeñar para garantizar las obligaciones públicas y legales de la Compañía, o depósitos para el pago de alquiler, en cada caso incurridos en el transcurso normal de las actividades comerciales;
- (x) Gravámenes que aseguren el Endeudamiento Adquirido Incurrido de acuerdo con la “—Limitación del Incurrimiento de Endeudamiento” no Incurridos en relación con, o en vistas de o en consideración de, la adquisición, fusión o consolidación pertinente, siempre que
  - (a) dichos Gravámenes hayan asegurado dicho Endeudamiento Adquirido en el momento y antes del Incurrimiento de dicho Endeudamiento Adquirido por la Compañía o una Subsidiaria y no hayan sido otorgados en relación con o en vistas del Incurrimiento de dicho Endeudamiento Adquirido por la Compañía o una Subsidiaria;
  - (b) dichos Gravámenes no extiendan ni cubran ninguna de las propiedades de la Compañía o de cualquier Subsidiaria que no sea la propiedad que aseguró el Endeudamiento Adquirido antes del momento en que dicho Endeudamiento se convirtiera en el Endeudamiento Adquirido de la Compañía o de una Subsidiaria y no sean más favorables para los acreedores prendarios que los Gravámenes que aseguran el Endeudamiento Adquirido antes de la Incurriencia de dicho Endeudamiento Adquirido por la Compañía o una Subsidiaria; y
  - (c) tales Gravámenes ya sea individualmente o en conjunto, no podrán garantizar el endeudamiento que tiene un monto total de más de 100% del Valor Justo de Mercado de los bienes correspondientes.
- (xi) los Gravámenes que aseguren Obligaciones de Cobertura que se relacionan con el Endeudamiento Incurrido de acuerdo con la “—Limitación del Incurrimiento de Endeudamiento” y que estén asegurados por los mismos activos que aseguran dichas Obligaciones de Cobertura;
- (xii) los Gravámenes sobre artículos específicos de inventario u otros bienes e ingresos de cualquier Persona que aseguren las obligaciones de dicha Persona con respecto a las aceptaciones bancarias emitidas o creadas para la cuenta de dicha Persona para facilitar la compra, envío o almacenamiento de dicho inventario u otros bienes;
- (xiii) los Gravámenes que aseguren obligaciones de reembolso con respecto a cartas comerciales de crédito que obstaculizan documentos y otra propiedad relacionada con dichas cartas de crédito y productos o ingresos de los mismos;
- (xiv) cualquier Gravamen que reemplace, renueve o extienda uno o más Gravámenes de las cláusulas (i) a la (xiii) anteriores, siempre que dicho Gravamen de reemplazo (a) se cree en un plazo de 120 días después del vencimiento más temprano del Gravamen o Gravámenes reemplazados, renovados o extendidos, (b) no asegure un Endeudamiento que exceda el monto del Endeudamiento asegurado por el Gravamen o Gravámenes reemplazados, renovados o extendidos y (c) no embargue la propiedad o activos diferentes de aquellos a los cuales el Gravamen o Gravámenes reemplazados, renovados o extendidos se imponen; y
- (xv) los Gravámenes no permitidos por las cláusulas (i) a la (xiv) anteriores, siempre que, inmediatamente después de dar efecto a los mismos, (a) dichos Gravámenes graven la propiedad que tiene un Valor Justo de Mercado global que no excede el 10% del Valor Neto Consolidado, como se determina con base en el balance general de la Compañía a partir del cierre del trimestre fiscal más reciente que termina al menos 45 días antes de la fecha en que dicho Gravamen será incurrido, o (b) si la Compañía o cualquier Subsidiaria crea cualquier gravamen sobre cualquiera de sus propiedades o activos, o cualquier Subsidiaria ofrece una Garantía o de otro modo se convierte



en una parte obligada, en cada caso a favor de los prestamistas u otros acreedores que son una parte de sus líneas de crédito bancarias principales y líneas de crédito de cualquier monto que excede un monto global pendiente en dichas líneas de crédito bancarias de \$20,000,000, la Compañía hará o causará que se haga efectiva una disposición por la cual los Bonos serán asegurados por dicho Gravamen en igualdad de forma y monto con cualquier otro Endeudamiento asegurado por los mismos o si la Subsidiaria ha proporcionado una Garantía o de otro modo ha convertido en una parte obligada en virtud de dicha deuda, dicha Subsidiaria deberá constituir una Garantía a los Titulares de conformidad con la documentación en forma y contenido aceptables para dichos Titulares, siempre que con respecto a (b) dicha obligación esté limitada a montos superiores al monto global de \$40,000,000.

“Persona” se refiere a un individuo, sociedad, corporación, empresa de responsabilidad limitada, consorcio empresarial, sociedad por acciones, fideicomiso, asociación sin personería jurídica, empresa conjunta, o cualquier país o gobierno, cualquier subdivisión estatal, provincial o política de los mismos, cualquier banco central (o autoridad reglamentaria o monetaria similar) de los mismos, y cualquier entidad que ejerza funciones ejecutivas, legislativas, judiciales, regulatorias o administrativas de o en relación con el gobierno.

“Acción Preferencial” de cualquier Persona se refiere a cualquier Capital Social de dicha Persona que tiene derechos preferenciales sobre cualquier otro Capital Social de dicha Persona con respecto a dividendos, distribuciones o rescates o tras la liquidación.

“Tasa Preferencial”: se refiere a la tasa de interés anual anunciado públicamente de vez en cuando por Deutsche Bank Securities Inc. como su tasa de interés preferencial vigente en su oficina principal en Nueva York, Nueva York. Si Deutsche Bank Securities Inc. deja de existir o de establecer una tasa preferencial de la cual se determina la Tasa Preferencial, la Tasa Preferencial será la tasa de interés preferencial publicado en The Wall Street Journal (o la tasa de interés preferencial promedio si en ella se reporta una alta y una baja tasa de interés preferencial).

“Endeudamiento Financiero del Proyecto” se refiere a cualquier obligación de una Subsidiaria por dinero prestado Incurrida en relación con un financiamiento del proyecto o una transacción similar en todos los casos relacionada con la construcción, desarrollo o adquisición de activos tangibles o instalaciones (y cualquier activo intangible necesario en relación con el funcionamiento de las mismas) utilizados en el transcurso normal de las actividades comerciales de dicha Subsidiaria siempre que (A) el único recurso legal para el cobro del capital y los intereses de dicha obligación sea contra la propiedad específica identificada en los instrumentos que evidencian o aseguran dicha obligación, (B) no haya expresamente ningún recurso con respecto a cualquier obligación para la Compañía o cualquier otra Subsidiaria de la misma (o cualquiera de sus activos y propiedades respectivas), y (C) la Compañía y sus demás Subsidiarias expresamente no tengan ninguna responsabilidad con respecto a las mismas.

“Endeudamiento del Precio de Compra” se refiere al Endeudamiento Incurrido con el fin de financiar todo o cualquier parte del precio de compra, u otro costo de construcción o mejora, incluyendo los costos de desarrollo relacionados, de cualquier propiedad (que no sea Capital Social), siempre que el capital global de dicho Endeudamiento no exceda el que resulte menor del Valor Justo de Mercado de dicha propiedad o dicho precio de compra o costo, incluyendo cualquier Refinanciamiento de dicho Endeudamiento que no incremente el capital global (o monto incrementado, si es menos) del mismo a partir de la fecha de Refinanciamiento.

“Capital Social Calificado” se refiere a cualquier Capital Social que no sea Capital Social Descalificado y cualquier garantía, derecho u opción de compra o adquisición de Capital Social que no sea Capital Social Descalificado que no sea convertible en o intercambiable por Capital Social Descalificado.



“Transacción de Cuentas por Cobrar” se refiere a cualquier titulización, factorización, descuento o transacción de financiamiento similar o serie de transacciones que puede realizar la Compañía o cualquier Subsidiaria en el transcurso normal de las actividades comerciales de conformidad con las cuales la Compañía o cualquier Subsidiaria pueden vender o transferir a cualquier Persona, o pueden otorgar un derecho de garantía de, cuentas por cobrar de la Compañía (existentes actualmente o que surjan en el futuro) o de cualquier Subsidiaria, y cualquier activo relacionado con las mismas, incluyendo todo colateral que asegure dichas cuentas por cobrar, todos los contratos y garantías u otras obligaciones con respecto a dichas cuentas por cobrar, los ingresos de dichas cuentas por cobrar y otros activos que son habitualmente transferidos, o con respecto a los cuales los derechos de garantía son otorgados habitualmente, en relación con la titulización, factorización o descuento que incluyen cuentas por cobrar.

“Monto de la Transacción de Cuentas por Cobrar” se refiere al monto de las obligaciones pendientes en virtud de documentos legales celebrados como parte de una Transacción de Cuentas por Cobrar en cualquier fecha de determinación que sería caracterizado como capital si dicha Transacción de Cuentas por Cobrar fuera estructurada como una transacción de préstamo asegurada en vez de una compra.

“Distribuidor de Referencia del Tesoro” se refiere a Deutsche Bank Securities Inc. o a sus Afiliadas que son corredores de títulos del gobierno de EE. UU. primarios, y sus respectivos sucesores, y dos Corredores del Tesoro Primario, siempre que, sin embargo, si alguno de los anteriormente mencionados deja de ser un Corredor del Tesoro Primario la Compañía sustituirá por otro Corredor del Tesoro Primario.

“Cotizaciones del Distribuidor de Referencia del Tesoro” se refiere, con respecto a cada Corredor de Referencia del Tesoro y cualquier fecha de redención, al promedio, según lo determine el Corredor de Referencia del Tesoro, de la oferta y los precios pedidos para la Emisión del Tesoro Comparable, (expresados en cada caso como un porcentaje de su capital) cotizado por tal Corredor de Referencia del Tesoro a las 3:30 p.m. (hora de Nueva York) el tercer día hábil anterior a la fecha de redención.

“Refinanciar” se refiere, con respecto a cualquier Endeudamiento, a emitir cualquier Endeudamiento a cambio de o para refinanciar, reemplazar o revocar dicho Endeudamiento en su totalidad o un parte de este. “Refinanciado” y “Refinanciamiento” tendrán significados correlativos.

“Endeudamiento de Refinanciamiento” se refiere al Endeudamiento de la Compañía o de cualquier Subsidiaria emitido para Refinanciar cualquiera de los otros Endeudamientos de la Compañía o de cualquier Subsidiaria siempre que:

- (i) el capital global (o valor incrementado inicial, si corresponde) del Endeudamiento nuevo mencionado a partir de la fecha de dicho Refinanciamiento propuesto no exceda el capital global (o el valor incrementado, si corresponde) del Endeudamiento que será Refinanciado (más el monto de cualquier prima que se deba pagar en virtud de los términos del instrumento que rige dicho Endeudamiento y el monto de gastos razonables incurridos por la Compañía en relación con dicho Refinanciamiento);
- (ii) el Endeudamiento nuevo mencionado tenga:
  - (a) una Vigencia Promedio Ponderada hasta el Vencimiento igual o mayor que la Vigencia Promedio Ponderada hasta el Vencimiento del Endeudamiento que será Refinanciado, y
  - (b) un vencimiento final que sea igual o posterior al vencimiento final del Endeudamiento que será Refinanciado; y



- (iii) si el Endeudamiento que será Refinanciado es:
  - (a) el Endeudamiento de la Compañía, entonces dicho Endeudamiento de Refinanciamiento será su Endeudamiento, o
  - (b) un Endeudamiento Subordinado, entonces dicho Endeudamiento de Refinanciamiento estará subordinado a los Bonos al menos en la misma medida y en la misma forma que el Endeudamiento que será Refinanciado.

“Pago Restringido” se refiere a

- (i) cualquier dividendo, rendimiento del capital o distribución sobre o con respecto a las acciones del Capital Social de la Compañía o de cualquier Subsidiaria a los titulares de dicho Capital Social, que no sean:
  - (a) dividendos o distribuciones pagaderos en el Capital Social Calificado de la Compañía,
  - (b) dividendos o distribuciones pagaderos a la Compañía y/o una Subsidiaria, o
  - (c) dividendos, distribuciones o rendimientos del capital prorrateados a la Compañía y sus Subsidiarias, por un lado, y los demás titulares del Capital Social de una Subsidiaria, por el otro (o en un valor menor no prorrateado a cualquier otro titular);
- (ii) la compra, redención o adquisición de Capital Social de la Compañía o Capital Social de una Subsidiaria mantenido por cualquier Afiliada de la Compañía, salvo:
  - (a) Capital Social de la Compañía o una Subsidiaria, o
  - (b) compras, redenciones, adquisiciones o retiros por valor de Capital Social prorrateados de la Compañía y/o cualquier Subsidiaria, por un lado, y otros titulares del Capital Social de una Subsidiaria, por el otro, de acuerdo con su respectiva propiedad porcentual del Capital Social de dicha Subsidiaria; o
- (iii) cualquier pago principal de, compra, redención, revocación, cancelación o pago programado de amortización con respecto a cualquier Endeudamiento Subordinado, que no sea:
  - (a) un Endeudamiento entre compañías entre la Compañía o cualquier Subsidiaria, o
  - (b) la compra, recompra, redención, revocación u otra adquisición del Endeudamiento Subordinado comprado para cumplir con una obligación de fondo de amortización, cuota de capital o vencimiento final, en cada caso adeudada en un plazo de un año a partir de la fecha de dicha compra, recompra, redención, revocación o adquisición.

“Transacción de Venta y Arrendamiento” se refiere a cualquier acuerdo directo o indirecto con cualquier Persona o del cual dicha Persona (que no sea en la medida en que dicho acuerdo es entre Subsidiarias o entre la Compañía y una Subsidiaria donde la Subsidiaria es el deudor) es una parte que brinda el arrendamiento a la Compañía o una Subsidiaria de cualquier propiedad, sea de la Compañía o de cualquier Subsidiaria en la Fecha de Cierre o adquirida en una fecha posterior, la cual ha sido o está por ser vendida o transferida por la Compañía o dicha Subsidiaria a dicha Persona o a cualquier otra Persona por quien se anticiparán o se han anticipado fondos por la seguridad de dicha Propiedad.

“SEC” se refiere a la Comisión de la Bolsa de Valores de Estados Unidos.

“Endeudamiento Principal” se refiere a los Bonos y cualquier otro Endeudamiento de la Compañía que se clasifica igual en derecho de pago con los Bonos.



“Endeudamiento Subordinado” se refiere, con respecto a la Compañía o cualquier Subsidiaria, a cualquier Endeudamiento de la Compañía o de dicha Subsidiaria, si fuera el caso, que está expresamente subordinado en derecho de pago a cualquier Endeudamiento Principal.

“Subsidiaria” se refiere, con respecto a cualquier Persona, a cualquier otra Persona de la cual dicha Persona es propietaria, directa o indirectamente:

- (i) de más del 50% del derecho de voto de las Acciones con Derecho de Voto pendientes de la otra Persona, o
- (ii) de al menos el 50% del derecho de voto de las Acciones con Derecho de Voto de la otra Persona siempre que las IFRS exijan que la otra Persona sea consolidada con dicha Persona para fines de reporte financiero general.

Salvo que se especifique lo contrario, todas las referencias a una “Subsidiaria” o a “Subsidiarias” en este Acuerdo harán referencia a una Subsidiaria o Subsidiarias de la Compañía.

“GAAP de EE. UU.” se refiere a las prácticas de contabilidad generalmente aceptadas en efecto en los Estados Unidos aplicadas de conformidad con los principios, métodos, procedimientos y prácticas empleados en la preparación de estados financieros, incluyendo, entre otros, los establecidos en las opiniones y pronunciamientos de la Junta de Principios de Contabilidad del Instituto Estadounidense de Contadores Públicos Certificados y las declaraciones y pronunciamientos del Consejo de Normas de Contabilidad Financiera o en dichas otras declaraciones por dicha otra entidad como sea aprobado por un segmento significativo de la profesión contable.

“Acciones con Derecho de Voto”, con respecto a cualquier Persona, se refiere a los títulos de cualquier clase de Capital Social de dicha Persona que otorgan el derecho a los titulares de los mismos (ya sea en todo momento o únicamente siempre que cualquier clase de acciones preferentes tenga derecho de voto por cualquier contingencia) de votar en la elección de miembros de la Junta Directiva (u órgano de administración equivalente) de dicha Persona.

“Promedio Ponderado de Vida el Vencimiento” se refiere, cuando se aplica a cualquier Endeudamiento en cualquier fecha, a la cantidad de años (calculada por la Compañía al doceavo más cercano) obtenida al dividir:

- (i) el capital global pendiente en ese momento o liquidación preferencial, si fuera el caso, de dicho Endeudamiento por
- (ii) la suma de los productos obtenidos al multiplicar:
  - (a) el monto de cada cuota, fondo de amortización, vencimiento en serie u otro pago requerido en ese momento restante del capital o liquidación preferencial, si fuera el caso, incluyendo el pago en el vencimiento final, con respecto a los mismos, por
  - (b) la cantidad de años (calculada al doceavo más cercano) que transcurrirá entre dicha fecha y la efectivización de dicho pago.



## Section 16

Fijación de impuestos – Panamá



## Fijación de impuestos – Panamá

### Impuestos sobre intereses

El interés pagadero sobre los Bonos estará exento del impuesto sobre la renta o requisitos de retención en Panamá, siempre que los Bonos estén registrados en la Superintendencia del Mercado de Valores, o SMV, y coticen inicialmente en un mercado de valores o a través de un mercado organizado. Se ha presentado una solicitud para registrar los Bonos ante la SMV y cotizar los Bonos en la Bolsa de Valores de Panamá. En consecuencia, los pagos de intereses hechos sobre los Bonos estarán exentos del impuesto sobre la renta o requisitos de retención en Panamá, siempre que, no obstante, no pueda haber ninguna garantía de que estos beneficios fiscales no serán modificados o revocados por el Gobierno en el futuro. En el caso de que los Bonos no coticen inicialmente en la Bolsa de Valores de Panamá, los pagos de intereses estarán sujetos a un impuesto sobre la renta del 5%, el cual deberá ser retenido por ENSA.

### Fijación de impuestos a enajenaciones

Al registrar los Bonos ante la SMV, cualquier rendimiento del capital invertido obtenido por un Titular de Bonos estará exento del impuesto sobre la renta en Panamá, siempre que la venta o enajenación de los Bonos se haga mediante un mercado de valores u otro mercado organizado en Panamá o fuera de Panamá. La cotización y negociación de los Bonos han sido autorizadas por la Bolsa de Valores de Panamá. De esta forma, cualquier ganancia obtenida por la venta de los Bonos en este mercado de valores estará exenta del impuesto sobre la renta en Panamá. Además, cualquier rendimiento del capital invertido obtenido por un Titular de Bonos que no resida en Panamá en la fecha de la venta u otra enajenación de Bonos que sea formalizada y efectivizada fuera de Panamá, y cuyo pago se haga fuera de Panamá, por un comprador que no reside en Panamá, no será considerado ingresos obtenidos en Panamá y, por lo tanto, no estará sujeto al impuesto sobre la renta en Panamá. Las pérdidas reconocidas en la venta o enajenación de Bonos asimismo no serán permitidas como una deducción a los fines del impuesto sobre la renta en Panamá.

### Impuestos de timbre y otros impuestos

Tras registrar los Bonos ante la SMV, los Bonos no estarán sujetos a impuestos de timbre, registro o impuestos similares. No hay impuestos sobre las ventas, transferencia o de herencia aplicables a la venta o enajenación de los Bonos.

### Inversionistas extranjeros

No se exige que una persona domiciliada fuera de Panamá presente una declaración del impuesto sobre la renta en Panamá, únicamente por su inversión en los Bonos, siempre que las ganancias obtenidas por la venta o enajenación de los Bonos estén exentas del impuesto sobre la renta como se indica arriba.



## Section 17

Plan de distribución





## Plan de distribución

En virtud de los términos y sujeta a las condiciones establecidas en el contrato de compraventa con fecha [●] de 2012 (el “Contrato de Compraventa de los Bonos”) entre la Compañía y los inversionistas indicados en la Lista I del mismo (los “Compradores”), la Compañía ha ofrecido directamente a los Compradores y cada uno de los Compradores, solidaria pero no mancomunadamente, puede aceptar comprar los capitales respectivos de los Bonos establecidos en la Lista I de los mismos. Deutsche Bank Securities Inc. (el “Agente de Colocación”) ha aceptado ayudar a la Compañía a obtener compromisos por parte de los Compradores en relación con la venta inicial de los Bonos. El Agente de Colocación actuará con base en sus mejores esfuerzos sin compromiso sin garantía de emisión.

Agente de Colocación:  
Deutsche Bank Securities, Inc.  
60 Wall Street, Second Floor  
New York, New York 10005  
Contacto: Rafael Kuhn  
Teléfono: 212-250-6109  
Facsimil: 646-863-9317

El Agente de Colocación ha notificado que propondrá inicialmente solicitar ofertas para los Bonos (o derechos de usufructo de los mismos) a un precio listado en [la portada] de este Memorándum de Colocación Privada. Después de dicha solicitud inicial, el precio pagadero por dicho Comprador puede modificarse.

La Compañía ha acordado exonerar al Agente de Colocación de ciertas responsabilidades, incluyendo responsabilidades en virtud de la Ley de Valores Estadounidense para Mercado Primario de 1933, y sus enmiendas (la “Ley de Valores”), y contribuirá a los pagos que el Agente de Colocación deba hacer con respecto a los mismos.

El Agente de Colocación emite los Bonos (o derechos de usufructo de los mismos) en nombre de la Compañía, sujetos a la aprobación de asuntos legales por sus abogados, incluyendo la validez de los Bonos, y otras condiciones incluidas en el Contrato de Compraventa de los Bonos. El Agente de Colocación se reserva el derecho de retirar, cancelar o modificar sus ofertas a los Compradores y los Bonos.

La oferta de los Bonos a los Compradores se hará sin registrar los Bonos en virtud de la Ley de Valores y no pueden ser ofrecidos ni vendidos en los Estados Unidos o a personas estadounidenses a menos que los Bonos estén registrados en virtud de la Ley de Valores o de conformidad con una exención disponible del registro de los mismos. El Agente de Colocación propone solicitar ofertas para los Bonos según (i) la exención de los requisitos de registro de la Ley de Valores establecida en la Sección 4(a)(2) de los mismos, o (ii) la exención de los requisitos de registro establecida por la Regulación S, como se muestra a continuación:

- a personas que el Agente de Colocación crea razonablemente que son compradores institucionales calificados; o
- de conformidad con ofertas y ventas a personas que no son estadounidenses que ocurran fuera de los Estados Unidos de acuerdo con la Regulación S.

La Compañía no pretende cotizar los Bonos ni hacer que los Bonos sean autorizados para negociarlos, en cualquier bolsa que no sea la Bolsa de Valores de Panamá. La Compañía solicitó la cotización de los Bonos en la Bolsa de Valores de Panamá el [ ], y la solicitud fue aprobada el [ ].



Se les puede exigir a los compradores que paguen impuestos de timbre u otros cargos de acuerdo con las leyes y prácticas del país de compra además del precio de oferta de los Bonos (o derechos de usufructo de los mismos) así comprados.

El Agente de Colocación no está obligado a hacer una negociación bursátil o de otro modo facilitar una negociación de los Bonos (o derechos de usufructo por los mismos) y cualquiera de dichas actividades, si son comenzadas, pueden suspenderse en cualquier momento, por cualquier motivo, sin previo aviso. Si el Agente de Colocación no facilita la negociación de los Bonos (o derechos de usufructo de los mismos) por cualquier motivo, no puede haber garantía de que otra firma o persona podrá hacerlo.

En el transcurso normal de sus actividades comerciales, el Agente de Colocación y sus Afiliadas en el futuro pueden realizar actividades bancarias comerciales o de inversión u otras actividades comerciales con la Compañía y sus Afiliadas, incluyendo la concesión de líneas de crédito.



## Section 18

Asuntos legales



## Asuntos legales

Determinados asuntos de la ley panameña serán decididos por Arias, Fábrega & Fábrega, abogado panameño especial tanto para el emisor como para las inversiones. La validez de los Bonos ofrecidos y vendidos de conformidad con esta oferta y otros asuntos será decidida por Jones Day actuando como abogado del Emisor, y por Hogan Lovells US LLP, actuando como el abogado del inversionista.

Alemán, Cordero, Galindo & Lee, funge como el abogado corporativo externo de la Compañía en Panamá.



## Section 19

Contables independientes



## Contables independientes

ENSA es auditado anualmente por firmas internacionales de contabilidad independientes. Los estados financieros auditados de la Compañía y las notas que les acompañan constan en los archivos de la Superintendencia del Mercado de Valores ([www.supervalores.gob.pa](http://www.supervalores.gob.pa)), la Bolsa de Valores de Panamá ([www.panabolsa.com](http://www.panabolsa.com)) y están a disposición del público en la página web de la Compañía ([www.ensa.com.pa](http://www.ensa.com.pa)).