

**TRABAJO DE GRADO**

**EVALUACIÓN EX POST DEL IMPACTO DE LA REGULACIÓN DE  
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA EN EL DESEMPEÑO FINANCIERO DE LAS  
EMPRESAS REGULADAS EN LATINOAMERICA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Maestría en  
Economía Aplicada**

**JUAN FERNANDO BERMÚDEZ PICÓN**

**Asesor: JOHN JAIRO GARCÍA RENDÓN**

**MEDELLÍN**

**UNIVERSIDAD EAFIT**

**DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA**

**2015**



## CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>OBJETIVOS</b> .....	<b>5</b>
2.1	<b>OBJETIVO GENERAL</b> .....	5
2.2	<b>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</b> .....	5
<b>3</b>	<b>MARCO TEÓRICO Y ANTECEDENTES EN LA LITERATURA</b> .....	<b>5</b>
3.1	<b>EL SECTOR DE DISTRIBUCIÓN ENERGÍA</b> .....	7
3.2	<b>MODELO ECONÓMICO BÁSICO DEL NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN ENERGÍA</b> .....	7
3.3	<b>REGULACIÓN</b> .....	9
3.4	<b>LA REGULACIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS.</b> .....	10
3.5	<b>REMUNERACIÓN DEL SECTOR DISTRIBUCIÓN ENERGÍA.</b> .....	10
3.6	<b>DEFINICIÓN DEL WACC</b> .....	13
3.7	<b>REGULACIÓN POR PAÍSES</b> .....	16
3.7.1	Colombia.....	16
3.7.2	Panamá.....	18
3.7.3	Guatemala .....	20
3.7.4	El Salvador.....	22
3.7.5	Perú .....	24
3.7.6	Brasil.....	26
3.7.7	Chile.....	27
<b>4</b>	<b>METODOLOGÍA</b> .....	<b>30</b>
4.1	<b>MEDICIÓN DE LA RENTABILIDAD.</b> .....	30
4.2	<b>EMPRESAS SELECCIONADAS</b> .....	32
<b>5</b>	<b>RESULTADOS</b> .....	<b>35</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	<b>52</b>
<b>7</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>55</b>
<b>8</b>	<b>ANEXO DESEMPEÑO FINANCIERO DE LAS EMPRESAS</b> .....	<b>58</b>
8.1	<b>EMPRESAS COLOMBIANAS (MILLONES DE USD)</b> .....	58
8.2	<b>EMPRESAS PANAMEÑAS (MILLONES DE USD)</b> .....	62
8.3	<b>EMPRESAS SALVADOREÑAS (MILLONES DE USD)</b> .....	66
8.4	<b>EMPRESAS GUATEMALTECAS (MILLONES DE USD)</b> .....	71
8.5	<b>EMPRESAS CHILENAS (MILLONES DE USD)</b> .....	75
8.6	<b>EMPRESAS BRASILEÑAS (MILLONES DE USD)</b> .....	79
8.7	<b>EMPRESAS PERUANAS (MILLONES DE USD)</b> .....	84

## RESUMEN

Los negocios de distribución y transmisión de energía son monopolios naturales en los países donde operan y es por eso que son regulados vía tarifas, reconociendo las inversiones y los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) por medio de unas tasas. Los reguladores tratan de mantener el equilibrio entre la rentabilidad de las empresas y el mayor bienestar de los consumidores que atienden y es por eso que utilizan diferentes métodos que tratan de reflejar la realidad económica del mercado y procurar atraer inversionistas al negocio. Existen diferentes métodos para remunerar las empresas y, por lo tanto, en este trabajo se analiza el desempeño contable de las empresas, estableciendo indicaciones de qué mercados son más coherentes y eficientes desde el aspecto regulatorio y cuales son más o menos rentables.

Palabras Claves: Sector Regulado, Sistema de Distribución Latinoamericano, Tasas de Remuneración, Rentabilidad, Monopolio Natural, WACC, ROA, ROE, Activos Eléctricos.

Clasificación JEL D-42

## 1 INTRODUCCIÓN

El presente trabajo se originó en un espacio de discusión sobre la nueva resolución que la Comisión de Energía y Gas-CREG, adscrita al Ministerio de Minas y Energía Colombiano, estaba tramitando para la remuneración del negocio de distribución de energía a nivel nacional para los próximos cinco años. Dentro de esas discusiones se analizaron las metodologías y los argumentos del ente regulador y las inquietudes que al interior del equipo analista surgían con los cambios propuestos.

En vista de que el sector energético incide en varios aspectos que son transversales en la economía, por ejemplo, en Colombia las Distribuidoras-Comercializadoras de energía participan con el 2.0% del PIB (Asocodis, 2011); además de ayudar a la generación de empleo. Por esto es importante estudiar e investigar los impactos que se han generado por la intervención de los reguladores en diferentes mercados frente a la rentabilidad del sector de distribución de energía. Los mercados (Países) escogidos son Guatemala, El Salvador, Panamá, Perú, Chile, Brasil y por supuesto Colombia, ya que son los países latinoamericanos con mayores incentivos para la inversión privada.

En Colombia la CREG ha propuesto desde el año 2014 a los actores del negocio de distribución de energía del país, el cambio de la tasa de descuento (WACC) y la forma en que se reconocen los activos y las AOM para la remuneración a futuro del sector. En la propuesta del CREG 095/15, aunque no ha sido aprobada, tiene una clara tendencia a disminuir las tasas de remuneración del negocio.

Lo importante en el análisis de este trabajo es verificar la evolución de las empresas que actúan bajo los diferentes esquemas y sus resultados históricos, de acuerdo a la información disponible y a las limitaciones propias de los informes financieros emitidos por cada una de las empresas. Por lo tanto el trabajo analiza las rentabilidades que están obteniendo las empresas distribuidoras nacionales y extranjeras frente a su esquema de remuneración e identifica aquellos modelos regulatorios que rigen o rigieron en un horizonte de análisis de 7 años (2008-2014), analizándolos de manera empírica, verificando retrospectivamente qué mercados tienen menores brechas frente a la realidad del sector y su rentabilidad esperada. El trabajo se plantea la pregunta qué tan efectivas son las regulaciones frente a los resultados de sus actores y lo previsto en sus métodos de regulación de la remuneración, así mismo le da una respuesta a los usuarios cuales están sobre remuneradas o si por el contrario están sub remunerados y reflexionar procurando la sostenibilidad del sector.

Este estudio por medio de los estados financieros de las empresas distribuidoras de energía en Colombia y los países latinoamericanos mencionados anteriormente desde el año 2008 hasta el 2014, determina el costo de la deuda promedio por año, las rentabilidades de su activos, patrimonio y su grado de apalancamiento, entre otros.

Este trabajo empieza con una descripción académica de la historia del sector regulado, sus orígenes y desarrollo, luego se hace una descripción de los métodos de remuneración por país, las tasas de descuento utilizadas, los efectos que han tenido en el sector distribución energía, comparación retrospectiva en la aplicación tarifaria por países, resultados obtenidos, comparaciones en su desempeño financiero, las falencias (si las hubiere), los riesgos de la implementación de la remuneración del sector frente a su sostenibilidad y finaliza con una serie de recomendaciones en el proceso de adopción de dichas prácticas.

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1 Objetivo General**

Estimar y analizar el desempeño en los métodos de remuneración del sector regulado de distribución de energía en Colombia, Guatemala, El Salvador, Panamá, Perú, Brasil y Chile, analizando las características propias de sus mercados, la escogencia de la tasa de descuento aplicada, con análisis retrospectivos y comparando las brechas que se evidencian con el desempeño financiero de las empresas frente a los reconocido en la remuneración, de manera que se pueda evidenciar de manera empírica, las eficiencias, el crecimiento, la coherencia y la evolución en la metodología aplicada.

### **2.2 Objetivos Específicos**

- Describir cada uno de los sistemas regulados de remuneración del sector de distribución de energía en los 7 países latinoamericanos de estudio.
- Realizar depuraciones por medios estadísticos y económicos para obtener cifras promedio por país en el sector de distribución energía sobre la rentabilidad (WACC) que están obteniendo las empresas.
- Comparar las rentabilidades reales frente a la remuneración regulatoria por cada año y analizar las brechas.
- Recomendar metodologías y procedimientos en la estimación de las tasas de descuento adecuadas por país, determinar mercados más rentables y más atractivos para invertir en dicho sector.

## **3 MARCO TEÓRICO Y ANTECEDENTES EN LA LITERATURA**

El origen de los entes reguladores se remonta a la evolución e independencia de los Estados Unidos de América, y por ende a las ideas económicas de Adam Smith. En ese tiempo la tesis de Smith hacia que los mercados fueran libres sin ninguna restricción, pero con el tiempo, el desarrollo tecnológico hace que se integren más las comunidades y se de una evolución en las prestación de los servicios públicos, sobre

todo a finales del siglo IX y principios del siglo XX, época en la que se desarrolla la conducción de la energía eléctrica bajo las tesis de Nicola Tesla y de Thomas Alva Edison, quienes dieron los primeros avances en la transmisión y conducción de la energía que actualmente utilizamos bajo los mismos principios y que fueron fundamentales para la revolución industrial de la primera mitad del siglo XX (Wikipedia, 2015).

Por las características técnicas de la energía, que se debe prestar en tiempo real y a la coordinación en el suministro y al no tener demasiada capacidad de almacenamiento, hicieron que dicho servicio fuera de carácter esencial para el desarrollo económico de un país. Al tener esta connotación hubo necesidad de regularlo por parte de los gobiernos para garantizar su suministro y evitar la especulación con el mismo y empezaron a crearse agentes e instituciones con este fin. Es así como en cada país se regula el suministro de energía y sus tarifas deben ser aprobadas por diferentes organismos de control a nivel nacional o regional según disponga las leyes aplicables a cada sector. La regulación del sector eléctrico tiene como reto concertar múltiples intereses sociales, económicos, políticos y medio ambientales, muchas veces confrontados entre sí (Alonso Timón, 2014).

Para una remuneración justa de un agente sujeto a regulación, se deben discurrir dos elementos esenciales: el primero de ellos es el análisis de los factores que inciden en la conducta de los flujos de caja libre de sus actividades (costos y gastos de la operación, el AOM, el capital de trabajo, las inversiones e impuestos); el segundo está relacionado con la tasa de rentabilidad con que debe ser remunerado dicho agente, la cual debe incorporar el costo del dinero en el tiempo y el riesgo de mercado asumido por este (Ministerio de Minas y Energía, s.f.).

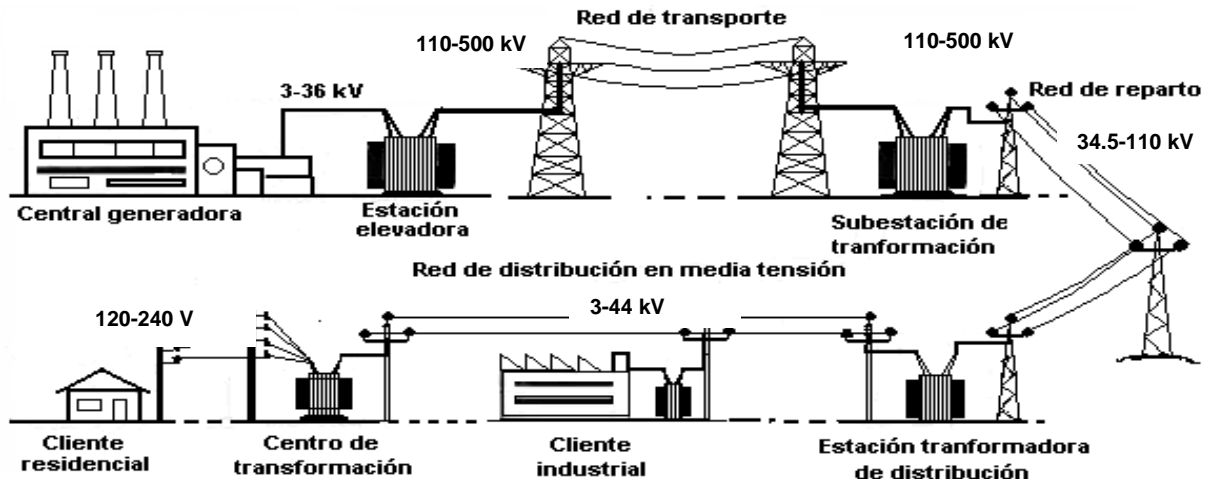
Los modelos y metodologías de remuneración de redes de energía eléctrica tiene como objetivo regulatorio el de maximizar el beneficio social, manteniendo al mismo tiempo el equilibrio económico-financiero de los operadores de redes, por lo que se requiere de una solución consistente en que los ingresos totales coincidan con los costos totales por la operación y prestación eficiente del servicio. El problema regulatorio reside en determinar cuál es el nivel eficiente de los costos para prestar el servicio y remunerarlos a una tasa de descuento apropiada (Mercados Energéticos Consultores, 2014).

Una de las herramientas teóricas más ampliamente utilizada en el campo financiero para estimar la tasa de descuento o el costo de oportunidad, con el cual se descuentan los flujos de caja, es a través del Weighted Average Cost of Capital– WACC (Costo Promedio Ponderado de Capital).

### 3.1 El sector de distribución energía

El sector de distribución energía hace parte de una cadena de varios negocios para suministrar energía eléctrica a los clientes finales. Esta cadena se compone así:

Ilustración 1-Cadena de distribución de energía eléctrica (Electraferre, 2015):



Por lo tanto la prestación del servicio de electricidad depende de varios negocios los cuales algunos son regulados y otros como la generación y la comercialización son de libre competencia en algunos países, y en otros, a veces la comercialización está ligada al negocio de distribución de energía. Así mismo hay diferencias en los niveles de tensión de energía que se clasifican distinto en cada mercado, por ejemplo en Colombia el negocio de transmisión está dividido en transmisión nacional (STN) a partir de los 220 kV y niveles inferiores a 220 kV hasta los 34.5 kV se identifican como Sistema de Transmisión Regional (STR) y a veces sus resultados financieros van consolidados en algunas empresas grandes al negocio de distribución, en cambio en algunos países centroamericanos como Panamá y el Salvador, la transmisión de energía puede ser a partir de los 34.5 kW.

### 3.2 Modelo económico básico del negocio de distribución energía

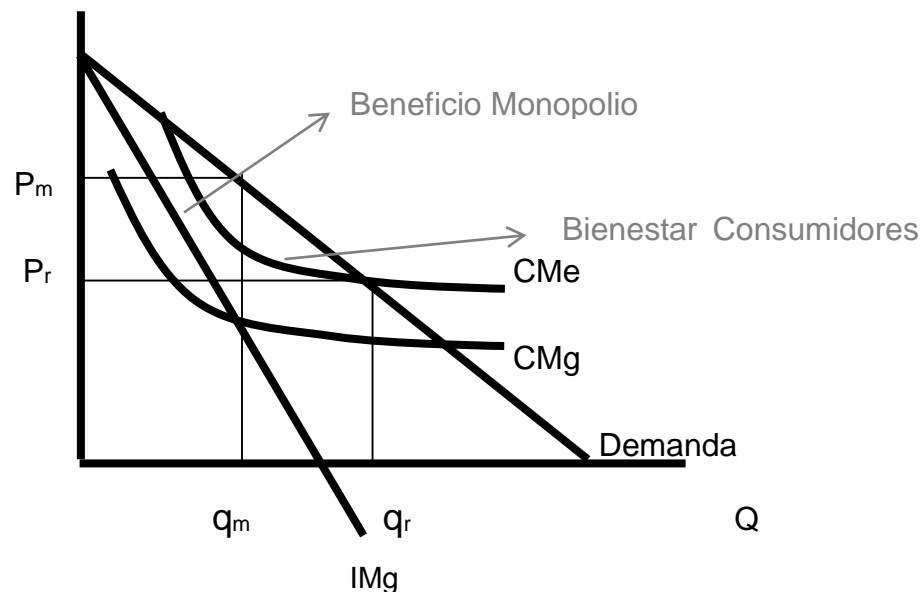
Para entender cuál es la tasa que remunera de manera eficiente el mercado, en este caso un monopolio, se utiliza el modelo básico de economía monopólica (Cátedra Jean Monnet de Economía Industrial Europea, 2014), donde la estrategia de precios y beneficios consiste en aumentos excesivos y altas ineficiencias.

Los monopolios tienen el poder de influir en el precio de mercado de su producto. Una manera de analizar la diferencia entre una empresa competitiva y un monopolio es examinando la curva de la demanda que enfrenta cada empresa. Debido a que las empresas competitivas son tomadoras de precios, enfrentan curvas de la demanda casi horizontales (iguales a un solo precio), en cambio en una empresa monopolística que es el único productor del mercado, enfrenta una curva de la demanda con pendiente negativa. Así el monopolio debe aceptar menores precios si desea vender mayores cantidades de su producto, por lo tanto esto limita sus beneficios que obtiene de su poder de mercado. (Mankiw, 2009)

Para lo anterior definimos las siguientes variables:

$P_m$ : Precio del monopolista  
 $q_m$ : Cantidades que optimiza el monopolista  
 $P_r$ : Precio del regulador  
 $q_r$ : Cantidades que exige el regulador  
 $CMe$ : Costo Medio  
 $CMg$ : Costo Marginal  
 $IMg$ : Ingreso marginal

Ilustración 2-Aumento del Bienestar por el regulador.



Fuente: elaboración propia a partir de (Nicholson, 2008)

En la anterior figura se observa que el costo medio es decreciente en todos los puntos, por lo que el costo marginal es inferior al costo medio. Idealmente el monopolista trataría de optimizar beneficios produciendo en  $q_m$  y cobrando en  $P_m$ , pero el ente

regulador trataría por el contrario de llevarlo a bajar precios y aumentar cantidad donde hay mayor bienestar, esto se daría donde se cruza el costo medio (CMe) con la curva de la demanda.

La condición que se debe cumplir para que los monopolistas alcancen la sostenibilidad económica en el largo plazo, es fijar un precio que cubra los gastos AOM, las depreciaciones y amortizaciones, un nivel de pérdidas, y una rentabilidad sobre el capital invertido. Este precio debe garantizar un flujo de fondos que descontado a la tasa de costo de capital sea igual al capital invertido en la actualidad. Esta condición se conoce como Equilibrio Económico Financiero y el mismo también debe garantizar a futuro las inversiones necesarias para la expansión y la calidad de las redes necesarias para satisfacer la demanda incremental (costos incrementales de largo plazo). Si estos costos no se contemplan es posible que ocurran riesgos de una disminución en la calidad del servicio y la paralización de la expansión a sectores donde no llega la cobertura (Bortolussi, 2011).

En el monopolio de distribución de energía se pueden presentar ineficiencias en la escogencia de las tarifas por lo siguiente: (Cátedra Jean Monnet de Economía Industrial Europea, 2014)

- Selección Adversa: determinadas características no observables sólo son conocidas por una parte (Costos, capacidad, etc.)
- Riesgo Moral: existen acciones no observables que sólo se conocen por la parte que las realiza (Intensidad de esfuerzo de trabajo, dirección, reducción de costos, etc.)
- Los sistemas regulatorios tienen que respetar dos tipos de restricciones:
  - Restricción de participación: Los concesionarios y monopolistas están interesados en seguir en la actividad (en participar)
  - Restricción de incentivos compatibles: El diseño regulatorio es tal que los monopolistas están interesados en mostrar sus características verdaderas y realizar la intensidad de esfuerzo que exige la eficacia y eficiencia de la regulación.

### **3.3 Regulación**

La regulación es *“una manera de utilizar el poder coercitivo del sector público para conseguir determinados fines sociales que de otra manera resultaría imposible alcanzar. En particular, el objetivo de la regulación consiste en lograr unas asignaciones de bienes que sean las socialmente deseadas, entendiendo por tales aquellas que extienden el servicio público al mayor número posible de ciudadanos, al menor costo y a los menores precios posibles”* (Lasheras, 1999)

La regulación puede tener fines muy diversos, pero regular una actividad económica es la más tradicional. La economía de mercado (oferta y demanda) normalmente es el mecanismo primordial para la asignar los recursos en sociedades capitalistas, y es necesario a veces que el estado “corrija” las imperfecciones por medio de instrumentos de intervención, que buscan superar los conflictos y contradicciones que presenta el mercado objetivo (Jordana, 2006).

### **3.4 La Regulación de Servicios Públicos.**

La actividad de regulación es considerada como una de las formas de intervención pública necesarias para el ejercicio de la actividad económica, ya que sin esa intervención, las empresas producirían para satisfacer la demanda esperada y obtener los mayores beneficios posibles (Lasheras, 1999).

En la práctica los reguladores aplican diversos métodos económicos y mecanismos de regulación que implican, en definitiva, usar varios criterios para determinar restricciones a los precios y/o ingresos de las compañías reguladas, o a sus beneficios. Entre los mecanismos más usados cabe mencionar (Mercados Energéticos Consultores, 2014):

- Modelos basados en el Costo del Servicio
- Modelos basados en Incentivos (Incentive – based):
  - Regulación por Precio Máximo (Price Cap) o regulación por Ingreso Máximo (Revenue Cap).
  - Yardstick Competition (o benchmarking, regulación mediante competencia referencial).
  - Métodos híbridos (que surgen de combinaciones de los anteriores), tales como la participación en los beneficios o en los ingresos (Profit-sharing o Revenue-sharing), la determinación de bandas de precios (pisos y techos), u otros.

### **3.5 Remuneración del sector distribución energía.**

El sector distribución energía en los países a analizar tratan de estimular en sus fórmulas tarifarias la reducción de costos, mejoramiento de la calidad del servicio, continuidad en la inversión y precios eficientes de acceso a los consumidores (Serna García, 2015). A veces en algunos países se permite el traslape de operadores pero es muy inusual. Los métodos utilizados en los países de estudio se presentan en la tabla 1:

Tabla 1 Métodos de regulación por país

País o Estado	Método Remuneración	Tipo de tasa de remuneración Real antes de imptos
Guatemala	Price Cap	Wacc: 7% al 13%
El Salvador	Price Cap	Wacc:10%
Panamá	Yardstick Competition con Ingreso Máximo	Wacc: 10.7% al 10.4%
Colombia	Price Cap	Wacc: 13% al 13.9%
Perú	Yardstick Competition con Price cap	Tasa fija : 12%
Brasil	Building Blocks con Price cap	Wacc: 9.4% al 12.5%
Chile	Yardstick Competition con Price cap	Tasa Fija: 10%±4%

Fuente: (Mercados Energéticos Consultores, 2014)

Ingreso máximo: Este método determina un ingreso anual para cada operador, como la suma del costo anual equivalente de los activos eléctricos y no eléctricos y los gastos anuales de administración, operación y mantenimiento (AOM). A cada uno de ellos se le estima el ingreso total anual como la suma de los ingresos anuales de los OR que lo conforman. Se diferencia del método de precio máximo (Price cap) porque en este se le asignan cantidades.

Price Cap: Es un método que establece precios eficientes durante el periodo tarifario, permitiendo a las empresas optimizar sus costos para obtener mayores márgenes, por lo que el riesgo es trasladado a la empresa. El regulador determina el precio tope que la empresa puede cobrar y se pueden definir por grupos de consumidores, así mismo este precio tope se ajusta periódicamente por un factor exógeno (IPC, IPP, etc.)

Yardstick Competition: El regulador compara firmas reguladas entre sí para inferir un costo del servicio, por lo tanto selecciona aquella que sea más eficiente y la toma como referente, forzando a las empresas a competir. Si una empresa es muy eficiente va a tener más utilidades que otra que no lo es. Este método es efectivo así las empresas no sean completamente idénticas. El referenciamiento puede ser una media del sector.

Building blocks: Este modelo involucra que los ingresos reconocidos se determinan de forma separada para cada uno de los componentes de costos (costos de capital, OPEX, depreciación, etc.). Para esto se utiliza diferentes métodos para cada tipo de costo (Yardstick Competition, DEA, análisis econométrico, etc.). Esta práctica asegura la consistencia interna en la forma en que se calculan los distintos componentes de

costos, asegurando que no se estén dando señales contradictorias o que conduzcan a distorsiones entre los OPEX y los costos de capital (CREG, 2013).

Las diferencias entre los anteriores métodos se puede analizar desde el punto de vista del riesgo, de quien los asume, por ejemplo, en métodos puros de tasa de retorno el riesgo recae en los consumidores, en cambio en métodos de precio techo o ingreso regulado, los riesgos recaen más en las empresas distribuidoras de energía, aunque tienen la oportunidad de generar mayor riqueza si son más eficientes en sus costos y gastos.

La tasa con que se remunera los anteriores métodos es la variable más importante en el cálculo de las tarifas, el ingreso de inversionistas, la reposición de los sistemas, la calidad y el crecimiento sostenido, entre otros. Así mismo una tasa que sobre remunere al sistema puede llevar a que se afecten los usuarios y al desarrollo del país, todo lo anterior genera distorsiones en el mercado.

El cálculo de dichas tasas genera amplia discusión entre los organismos reguladores y los prestadores del servicio, ya que cada uno fija sus posiciones frente a sus intereses.

Se puede reconocer en los países a analizar los siguientes criterios para la determinación de la tasa de retorno:

En Chile y Perú las tasas son establecidas por ley y son fijas con un rango de bandas (se hace de forma posterior al cálculo tarifario un chequeo de rentabilidad).

En El Salvador se establece una tasa fija sin bandas y bajo la metodología WACC/CAMP

En Brasil y Colombia, con aplicación efectiva en los segmentos de distribución y de transmisión y se determina en cada proceso tarifario con la tasa calculada con un método WACC/CAMP.

En Guatemala en los segmentos de distribución como en transmisión, la tasa se calcula con el método WACC/CAMP y se compara con una banda de valores de referencia (establecidos en la Ley). Si la tasa calculada se encuentra dentro de la banda, se utiliza la misma; en caso contrario se utiliza el límite inferior o superior de la banda, según corresponda (el límite inferior si la tasa calculada es menor al mismo; y el límite superior si la tasa calculada es mayor al mismo).

En Panamá en los segmentos de distribución como en el de transmisión, la tasa se calcula con un método WACC/CAMP y se compara con un valor surgido de un método por comparación establecido en la Ley (la tasa definida por el regulador no podrá diferir en más de 2 puntos porcentuales de la tasa resultante de sumarle 800 puntos básicos

al rendimiento de los bonos del Tesoro de Estados Unidos a 30 años en el caso de la actividad de distribución; y 700 puntos básicos en el caso de la actividad de transmisión) (Mercados Energéticos Consultores, 2014).

### 3.6 Definición del WACC

La decisión de invertir en cada sector o negocio depende del riesgo y de la rentabilidad inherente a cada uno de riesgos y a la aversión a este del inversionista. Normalmente se cumple que a mayor riesgo mayor rentabilidad y viceversa, por lo tanto no habría mucha lógica invertir en un sector de mucho riesgo y poca rentabilidad, ya que un inversor en su criterio buscara una menor riesgo con igual o mejor rentabilidad, todo bajo el criterio de que el inversionista tiene oportunidades y es acá donde se habla del concepto del “costo de oportunidad”, entendiéndose que el inversor con sus recursos está en capacidad de identificar todas las posibles inversiones y compararlas para saber cuál de ellas le puede retornar la mejor rentabilidad.

La pregunta que surge es como determinar esa tasa de rentabilidad sin conocer a profundidad los sectores o negocios a los cuales tengo acceso para invertir y como se comparan con los costos de mis recursos (propios o ajenos) de manera que obtenga rentabilidad. Una de las herramientas teóricas más ampliamente utilizada en el campo financiero para estimar la tasa de descuento o el costo de oportunidad, con el cual se descuentan los flujos de caja, es a través del Weighted Average Cost of Capital–WACC (Costo Promedio Ponderado de Capital), el cual viene expresado por la ecuación 1:

$$WACC = K_e \cdot \frac{E}{E + D} + K_d \cdot (1 - T) \cdot \frac{D}{E + D} \quad (1)$$

donde:

$K_e$  : Costo de los Recursos propios

$K_d$  : Costo de la deuda

E: Valor de mercado de los recursos propios

D: Valor de mercado de la deuda

T: Tasa de impuestos

Los fondos provienen de dos fuentes que son los recursos propios (patrimonio-recursos de accionistas) y de terceros (prestamos-bancos), y cada uno tiene un costo diferente, debido a que los riesgos a veces son diferentes por las garantías que tiene cada uno de ellos para retornar los recursos. Por ejemplo los recursos de terceros o bancos a veces se exigen prendas, activos, codeudores, etc., para respaldar las deudas, así mismo en los estados financieros de las empresas (Ej. P&G) es a los terceros o bancos a los que se les paga primero que a los accionistas, así la empresa

reporte utilidades o no y es por eso que normalmente el costo de la deuda es menor que el de los recursos propios.

Determinar el costo de la deuda es relativamente sencillo, ya que viene determinado por la tasa ofrecida por los bancos en términos efectivos por un periodo acordado y/o por instrumentos de deuda como los bonos, así mismo se puede calcular como lo pagado por concepto de intereses dividido por los recursos recibidos o que faltan por amortizar en un periodo determinado, normalmente un año.

Por el contrario el costo de los recursos propios es más complejo de determinar, ya que varía de acuerdo al riesgo del sector o negocio, además que normalmente en los negocios es a los accionistas a los últimos que se remuneran después de pagarle a empleados, acreedores, gobierno, etc. Y, por lo tanto, es el que más riesgo corre invirtiendo su capital. Este riesgo se debe reflejar en una tasa y aunque hay varias maneras de determinar esta tasa, desde preguntarle al dueño del capital cuanto le exigiría como mínimo de rentabilidad a determinada inversión, hasta calcular las rentabilidades por modelos econométricos o estadísticos que le sugieren al inversor una tasa apropiada.

Una de los modelos más utilizados para calcular la tasa de los recursos propios es el método CAMP (Capital Asset Pricing Model), que incluye diferentes tasas que se van sumando y que algunas de ellas son afectadas por factores de riesgo de acuerdo a factores exógenos.

La forma de estimarse se expresa por la ecuación 2:

$$K_e = r_f + \beta_l(r_m - r_f) + \lambda \quad (2)$$

donde:

$K_e$ : Costo de los recursos propios

$r_f$ : Tasa libre de riesgo

$r_m$ : Tasa del mercado

$\beta_l$ : Beta Apalancado

$\lambda$ : Riesgo país

- La definición de tasa libre de riesgo  $r_f$  es asociada a los títulos de deuda que emite un Estado. El país que normalmente se toma como referencia son los Estados Unidos de América y aunque le han disminuido su calificación de riesgo en el pasado, es aceptado que dichos títulos sean el referente bajo dicha connotación. Dentro de estos títulos tenemos que en Colombia se usa como referente los Títulos de Tesorería-TES o en los EEUU los T-Bonds. Existe un

nuevo concepto y es el de los Credit Default Swap (CDS), que se le resta a la tasa que ofrece el título del país en cuestión. Este instrumento es utilizado como un seguro ante un posible impago en su deuda de cualquier estado o empresa (El Economista, 2015).

- La tasa del rendimiento del mercado  $r_m$  está relacionada con los rendimientos promedios de los índices accionarios de las bolsas de valores, por ejemplo, al Dow Jones en EEUU o a IGBC en Colombia, su cálculo depende del periodo que se tome; a veces los analistas toman un periodo igual al que van a evaluar y otros toman los datos históricos desde que empezó a funcionar dicho índice. La diferencia entre la tasa del rendimiento del mercado menos la tasa libre de riesgo se llama premio del mercado ( $r_m - r_f$ ).
- El término Beta apalancado es un concepto que va asociado a cada sector de la economía y es la relación de la volatilidad de la rentabilidad del mercado de dicho sector frente a la volatilidad del índice accionario (Dow Jones, IGBC, etc.). Porcentajes menores a uno significa que dicho sector es menos volátil que el indicador del mercado, o por el contrario si es mayor a 1 significa que es más volátil que el indicador del mercado, sobra decir que si es igual a uno es que su volatilidad se comporta igual al indicador del mercado. Son muy escasos los betas negativos, esto significa que a dicho sector se le exige menos que la tasa libre de riesgo. La connotación “beta apalancado”, es porque se le adiciona el riesgo del nivel de endeudamiento externo a la volatilidad natural del sector, ósea a mayor endeudamiento mayor beta. El término beta apalancado se calcula con la ecuación 3:

$$\beta_l = (1 + (1 - T) \frac{D}{E}) * \beta_u \quad (3)$$

donde:

$\beta_l$ : Beta apalancado

E: Valor de mercado de los recursos propios

D: Valor de mercado de la deuda

T: Tasa de impuestos

$\beta_u$ : Beta desapalancado o Beta del sector

- El termino riesgo país  $\lambda$  es un concepto de probabilidad en el cual un país tiene el riesgo de no pagar sus obligaciones frente a su deuda soberana, de

transferencia en capital y/o intereses de acuerdo a lo pactado en sus obligaciones (Zona Económica, 2015). Hay varias formas de calcular el riesgo país, una de ellas son los datos elaborados por la firma JP Morgan el cual lleva por nombre EMBI, que es un indicador que mide el diferencial de los retornos financieros de la deuda pública del país emergente con respecto al de la deuda pública de Estados Unidos como país referente. Este indicador está siendo reemplazado por los Credit Default Swap (CDS) a 10 años.

- Para hallar los valores teóricos regulatorios del nivel del patrimonio-E y el del nivel de la deuda-D, se hallan de acuerdo a los criterios escogidos por la regulación de cada país, si aplica.

### **3.7 Regulación Por Países**

#### **3.7.1 Colombia**

El negocio de distribución en Colombia es un negocio monopolístico natural en las regiones donde opera, en niveles de tensión inferiores a 220 kV clasificados en 4 niveles de tensión que abarcan desde baja tensión hasta subtransmisión. La remuneración es regulada bajo criterios de eficiencia y calidad en la prestación del servicio. (CIER, 2013) La actividad de distribución energía está regulada actualmente por la resolución CREG 097 de 2008.

Para efectos de la remuneración del sector de distribución de energía, se distinguen cuatro niveles de tensión:

- Nivel 1 - tensión menor a 1 kV.
- Nivel 2 - tensión mayor o igual a 1 kV y menor a 30 kV.
- Nivel 3 - tensión mayor o igual a 30 kV y menor a 57.5 kV.
- Nivel 4- tensión mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV.

Los ingresos de los niveles 1, 2 y 3 están regulados bajo la metodología *Price Cap* (Precio máximo) donde el regulador (CREG) determina en cada nivel de tensión un cargo unitario máximo por cada unidad de energía que circule por sus redes. Para el nivel 4 o subtransmisión el método escogido por el regulador es el de *Revenue Cap* (ingreso máximo)

Para calcular los cargos a aplicar en todos los niveles se determinan los activos y los costos de administración, operación y mantenimiento asociados a dichos activos de la siguiente manera:

- Nivel 1: Lo determina el regulador a partir del valor de reposición a nuevo de los activos -VNR- y la demanda asociada. Los activos se valoran a partir de los transformadores existentes y la red asociada de baja tensión, estimándose bajo una tipificación y una metodología general un valor de los circuitos estratificados por empresa mediante el costo unitario instalado de los transformadores, materiales y equipos.
- Niveles 2,3 y 4: Igualmente se determinan a partir del valor de reposición a nuevo de los activos -VNR- y la demanda asociada, pero los activos se valoran de acuerdo a los inventarios anuales reportados por los operadores de acuerdo a las unidades constructivas predefinidas y tomando los valores de reposición a nuevo determinados por el regulador.

En todos los casos el valor a nuevo resulta de un 90% de los costos reconocidos en el anterior periodo regulatorio con el WAAC del nuevo periodo regulatorio y el otro 10% con la nueva base en las unidades constructivas definidas en la resolución CREG 097 de 2008.

La remuneración de los AOM está asociada a los activos y se expresan como porcentaje del inventario a valor de reposición a nuevo de los activos -VNR- del operador de red.

La fórmula tarifaria se indexa al Índice de precios al Consumidor (IPC) mensualmente y los periodos tarifarios son de 5 años. La revisión de la metodología se discute actualmente para el próximo periodo. Se establecen subsidios a los estratos 1 y 2 y con libertad vigilada para el 3, mediante una sobretasa del 20% al costo del servicio de los estratos 5 y 6, incluidos los sectores industriales y comerciales (Mercados Energéticos Consultores, 2014).

Para el cálculo de la tasa de descuento para la remuneración (costo de capital) se utiliza el método de Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC), con la determinación del costo del equity mediante la técnica del CAPM.

La tasa real de descuento a utilizar para efectos de la Resolución 093 de 2008 y el documento CREG 067 de 2008 en la determinación de los cargos por uso de las redes de distribución, es el 13,9% real antes de impuestos para los que le aplique la metodología del *Price cap* (Niveles 1, 2 y 3 de tensión) y del 13% para los que les

aplique la metodología de Ingreso máximo (nivel 4 de tensión) (Ministerio de Minas y Energía, s.f.).

### 3.7.2 Panamá

El negocio de distribución en Panamá incluye la actividad de comercialización en el sector regulado. El negocio de distribución de energía en Panamá es bajo concesión por periodos de 15 años. La última subasta se realizó en el año 2012 y va hasta el año 2027 (CIER, 2013).

Las principales características del sector de distribución se describen a continuación:

- Existen tres niveles de tensión a saber:
  - Alta tensión > 115 kV
  - Media tensión entre 600V y 115 kV
  - Baja tensión < 600V
- Ninguna empresa de distribución de energía directa o indirectamente podrá tener más del 50% de los clientes totales del mercado nacional.
- La expansión de la zona de concesión se da en las áreas alrededor de las líneas existentes (1.000 metros alrededor) de forma exclusiva al concesionario (construir, ampliar, reformar, etc.). A partir del 3<sup>er</sup> año de concesión se puede expandir 1.000 metros adicionales cada dos años hasta un límite de 5.000 metros alrededor.
- Los concesionarios deben permitir el libre acceso.
- Los clientes con consumos superiores a 100kW pueden escoger entre negociar libremente las condiciones del suministro de energía o acogerse al mercado regulado. Debe esperar cada 6 meses para cambiar de estado.
- La actividad de comercialización la realiza el concesionario del contrato de distribución de energía y puede realizar otras actividades (generación) siempre que diferencie contablemente cada actividad, aunque no puede superar el control de plantas de generación que superen el 15% del suministro de la demanda de energía en su zona de concesión.
- Está obligado el concesionario a suministrar energía en su área de concesión a quien lo requiera sin ningún costo hasta los 100 metros de sus líneas.
- Debe contratar la energía para su mercado regulado a través de ETESA (Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.) obligatoriamente a través de contratos para el mercado regulado (la demanda total máxima prevista) y sus faltantes en el mercado ocasional-bolsa (la diferencia entre lo previsto y lo real).
- El tipo de regulación para determinar las tarifas es el de Yardstick Competition (empresas comparables).

- El periodo tarifario es de 4 años (el último terminó en el año 2014).

La remuneración del negocio de distribución se compone de un reconocimiento de la inversión, bajo la ecuación 4:

$$\text{IMP} = \text{IMPD} + \text{IMPCO} + \text{ALUMPU} \quad (4)$$

dónde:

- IMPD es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por la actividad de distribución en el período tarifario;
- IMPCO es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por la actividad de comercialización en el período tarifario;
- ALUMPU es el valor presente de los ingresos máximos permitidos a la empresa distribuidora por el servicio de alumbrado público en el período tarifario.

Cada una de las anteriores tiene su fórmula específica basada en criterios de eficiencia y se descuentan a una tasa RR, que es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa distribuidora, fijada por resolución de la ASEP (Autoridad Nacional de Servicios Públicos) de acuerdo a lo que establece el artículo 98 de la Ley 6.

El IMPD para recuperar los costos de la actividad de distribución se calcula por medio de la ecuación 5:

$$\text{IMPD} = \text{IPSD} + \text{IPPD} \quad (5)$$

dónde:

- IPSD es el valor presente de los ingresos permitidos por los costos del sistema de distribución (incluye el sistema principal y las conexiones), utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR);
- IPPD es el valor presente de los ingresos permitidos por el costo de las pérdidas del sistema de distribución, utilizando como tasa de descuento la tasa de rentabilidad regulada (RR).

El capital inicial de los negocios de distribución y comercialización (bruto y neto) al inicio del periodo regulatorio, se estima a partir de los libros de contabilidad de las empresas concesionarias y a través del análisis y fórmulas de eficiencia establecidos en el régimen tarifario.

El reconocimiento de los costos de AOM se realiza por medio de comparaciones entre empresas nacionales y extranjeras aplicando una metodología de Análisis de Frontera de Eficiencia.

Para el cálculo de la tasa de descuento para la remuneración (costo de capital) se utiliza el método WACC, con la determinación del costo del equity mediante la técnica del CAPM.

En Panamá se controlan y penalizan en caso de incumplimientos, la calidad del servicio y potencia.

La Tasa de Rentabilidad a aplicar a las empresas de distribución y comercialización eléctrica según la Resolución No. AN-365-Elec, para los efectos del cálculo del Ingreso Máximo Permitido, para los periodos del 1° de julio de 2006 al 30 de junio de 2010 y del 1 de julio de 2010 al 30 de junio de 2014, son 10.71% y 10.44% real antes de impuestos, respectivamente. (ASEP, 2006) y (ASEP, 2010).

La actualización de las tarifas que la reglamentación prevé para el ajuste semestral, es el correspondiente al índice de precios al consumidor.

### 3.7.3 Guatemala

El negocio de distribución en Guatemala no está integrado verticalmente a las demás actividades de la cadena de suministro de energía de acuerdo a la ley, En Guatemala se considera distribución de energía (líneas, subestaciones y redes) lo que opere en tensiones menores a los 34.5 kV. La operación es ejecutada por los mismos distribuidores y coordinada por el Administrador del Mercado Mayorista-AMM (CNEE, 2005).

Los distribuidores tienen la obligación de conectar a sus redes en una franja no superior a los 200 metros alrededor de sus instalaciones, a todos los consumidores que así lo soliciten.

El mercado se divide en regulado y no regulado, y aquellas empresas distribuidoras que posean menos de 15.000 usuarios se clasifican en el mercado regulado. Estas se localizan en las zonas rurales donde los consumos no exceden los 100 KWh mensuales por usuario en promedio.

Todo distribuidor-comercializador que tenga adjudicada un área debe tener contratos vigentes como mínimo por el año en curso y el siguiente de suministro de energía con las generadoras.

Las empresas comercializadoras “puras” que sean intermediarias en negocio como mínimo de 2 MW de energía en firme también harán parte del mercado no regulado o mayorista. Los consumidores que tengan consumos mayores a 100KW en firme también pertenecen a este mercado y pueden negociar directamente con los generadores, comercializadores “puros” o con los distribuidores-comercializadores.

El Valor Agregado de Distribución-VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada.

El VAD deberá contemplar al menos las siguientes componentes básicas:

- Costos asociados al usuario, independiente de su demanda de potencia y energía;
- Pérdidas medias de distribución, separadas en sus componentes de potencia y energía;
- Costos de capital, operación y mantenimiento asociados a la distribución, expresados por unidad de potencia suministrada.

El costo de las inversiones se remunera como la anualidad constante del costo de capital al valor a nuevo de reemplazo, de una red de distribución típica dimensionada económicamente contemplando la vida útil de las instalaciones.

La remuneración de los costos AOM corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia y se determinan los recursos que consume dicho referente para:

- Operar adecuadamente su sistema,
- Reponer la continuidad del servicio ante la presencia de fallas,
- Realizar labores de mantenimiento correctivo y preventivo de las instalaciones,
- Atender comercialmente a los usuarios

La metodología para la determinación de las tarifas es revisada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años.

La tasa de descuento la determina la Comisión mediante estudios contratados con expertos, donde se refleje una tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país.

En Guatemala la tasa de descuento se calcula mediante la CAPM/WACC y se compara con una banda de valores de referencia determinados por ley. Si la calculada está dentro de la banda se utiliza la misma; si es más alta que el techo de la banda se aplica dicho techo y si es más baja que el piso de la banda se utiliza la correspondiente al piso de la banda. Según el artículo 79 de la Ley General de Electricidad, la tasa de actualización a utilizar para la determinación de tarifas será igual a la tasa de costo del capital que determine la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, mediante estudios contratados con entidades privadas especialistas en la materia, debiendo reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país. Se podrán usar tasas de costo de capital distintas para las actividades de transmisión y distribución. En cualquier caso, si la tasa de actualización resulta inferior a 7% real anual o bien superior a 13% real anual, se aplican estos últimos valores, respectivamente. (Congreso de Guatemala, 1996).

Para convertirla a una tasa real se debe utilizar la ecuación 6, en donde se observa que es necesario utilizar la inflación de los EUA, esto debido a que para el cálculo de esta tasa se ha utilizado únicamente información de los EUA.

$$WACC_{REAL} = \frac{1 + WACC_{NOMINAL}}{1 + IPC_{USA}} \quad (6)$$

Utilizando una inflación para el periodo promedio de 2008-2014 de 2.6% de acuerdo a la hoja de cálculo "Annual Forecast" del sitio <http://www.economicforecaster.com>

Lo anterior nos da un  $WACC_{REAL}$  después de impuestos = 9.21%

Este valor se utiliza para calcular las brechas que fue obtenido de la tesis de Alex Mauricio Morales Batz en el año 2009 (Morales Batz, 2009) debido a la imposibilidad de acceder a los datos que utiliza la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

#### 3.7.4 El Salvador

El negocio de distribución en El Salvador es regulado por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones-SIGET. Las empresas pueden desarrollar actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, toda vez que establezca sistemas de contabilidad separados para cada una de ellas y se encuentren registrados como tales en la SIGET (SIGET, 2013).

Los generadores o comercializadores que hayan suscrito contratos de suministro de energía a usuarios finales, deben tener vigentes en todo momento contratos de distribución.

El Método para la determinación de los cargos por el uso de sistemas de distribución, debe tomar en cuenta lo siguiente:

Los cargos se basarán en el cálculo de los costos medios de inversión, operación y mantenimiento de una red de distribución eficientemente dimensionada y operada. Dichos costos medios no incluirán costos de mercadeo, comercialización y demás servicios al usuario final.

Como costo de inversión se utiliza la anualidad del valor nuevo de reemplazo de una red de distribución eficiente. La anualidad es calculada considerando la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de descuento real es definida por la Ley General de Electricidad.

En los costos de operación y mantenimiento se utilizan los costos anuales de operación, considerando costos locales y estándares internacionales de eficiencia, pérdidas medias de distribución en potencia y energía y el valor esperado de las compensaciones por fallas correspondientes a una red de distribución dimensionada y operada eficientemente, cuyos límites de compensación y pérdidas eléctricas serán establecidos por la SIGET;

La tarifa de distribución eléctrica incorpora tres componentes: el cargo de energía, el cargo de distribución y el cargo de servicio al cliente. Cada tres meses, la SIGET ajusta el cargo de energía, para reflejar los cambios en el precio del mercado spot de electricidad y el precio de la energía indexado de los contratos.

Las tarifas de distribución están sujetas a las tarifas máximas para los cargos de distribución y servicio al cliente y se fijan para 5 años, los cuales se modifican anualmente con base en la inflación.

Estas tarifas máximas se basan en futuros gastos operativos y de capital de las compañías, establecidos por la SIGET al comienzo de cada período de 5 años; éstas pretenden atender los niveles de servicio y de crecimiento de la demanda eléctrica.

Los cargos para la mediana y gran demanda serán calculados con base a la potencia entregada por nivel de tensión, sin considerar la energía a suministrar. En el caso de aquellos usuarios correspondientes a la categoría tarifaria de pequeña demanda, el cargo por distribución se establece únicamente en función de la energía demandada o consumida;

Si el distribuidor hubiese recibido subsidios, subvenciones o donaciones para la expansión y ampliación de su red, se deberá excluir del valor nuevo de reemplazo, el valor de dichas aportaciones. Este ajuste se efectuará con base en la vida útil típica de las instalaciones y la tasa de descuento establecida en la Ley.

La tasa real de descuento es del 10% real antes de impuestos. El cargo por distribución abarca aproximadamente un 15% de la factura eléctrica y es la ganancia determinada para el distribuidor de acuerdo al pliego tarifario.

### 3.7.5 Perú

El negocio de distribución en Perú opera bajo concesiones, las mismas pueden tener el carácter de definitivas o temporales; se requiere de “concesión definitiva” para el desarrollo de la actividad de distribución de energía eléctrica cuando la demanda es superior a los 500 kW. Las concesiones y autorizaciones son otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), los sectores que no requieran concesión se puede operar libremente acatando las normas técnicas respectivas e informando oportunamente al MINEM. El plazo de las concesiones temporales es por dos años y solo se puede renovar una vez, pero tiene derecho preferente para obtener la concesión definitiva (CIER, 2013).

Los usuarios con demandas mayores a 200 kW y menos a 2500 kW pueden elegir entre ser usuarios libres o regulados. Los usuarios con demandas superiores a 2.500 kW obligatoriamente son libres de negociar y pactar las condiciones del suministro con los generadores de energía.

Las distribuidoras de energía están obligadas a prestar el servicio a quien lo solicite en su área de concesión y deben tener contratos con los generadores para el cubrimiento de su demanda como mínimo por los dos años siguientes.

Existen 7 opciones tarifarias dependiendo del tipo de usuario y el nivel de tensión, pero la mayoría de los usuarios regulados se encuentran en la 5a que consiste en un cargo por energía unitario y un cargo fijo mensual, además de los costos de alumbrado y reposición y mantenimiento de conexión.

La remuneración de la actividad de distribución se revisa cada cuatro años siendo el tipo de regulación *Price cap*.

La remuneración en el sector de distribución de energía en el Perú se determina por medio de componentes VAD y se calculan para cada empresa, teniendo en cuenta un sector de distribución típico, por medio de estudios de costos encargados por las concesionarias de distribución a empresas consultoras precalificadas y homologadas por la Comisión de Tarifas Eléctricas, bajo criterio de eficiencia. Estos informes son sometidos a un proceso de validación por parte de las empresas supervisoras y luego a una Audiencia Pública.

Una vez se obtengan los VAD definitivos de cada concesionaria, la Comisión de Tarifas Eléctricas publicará las tarifas definitivas de distribución correspondientes y sus fórmulas de reajuste mensual.

Los índices a considerar para el reajuste mensual de las tarifas son:

- Índice de precios al por mayor;
- Promedio general de sueldos y salarios;
- Precio de combustible;
- Derechos arancelarios;
- Precio internacional del cobre y/o del aluminio y,
- Tipo de cambio

El costo de la inversión se reconoce como el valor de reemplazo a nuevo bajo un sistema económicamente adaptado, estas inversiones serán anualizadas y se les estima su vida útil y se actualizan con una tasa determinada en la ley y no puede diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente. Dicha tasa puede ser ajustada con el VAD calculado

Si bien la regulación establece una tasa de retorno del 12% real antes de impuestos a ser aplicada en el cálculo de las remuneraciones, la normativa establece un cálculo de la rentabilidad estimada de las empresas distribuidoras con el VAD calculado, que puede dar lugar a un ajuste del mismo.

La política de inversiones y gestión deben ser asociadas al mínimo costo de prestar el servicio de distribución en un período de 30 años

La vida útil que se considera para la amortización de las instalaciones de distribución es de 30 años y la revisión tarifaria se realiza cada cuatro años.

El regulador verifica que las rentabilidades exigidas se ajusten a las tasas internas de retorno-TIR de las empresas, y si hay diferencias proceden a realizar ajustes.

Si dicha TIR difiere en más de cuatro puntos porcentuales respecto del 12% definido en la ley, se procede a ajustar el VAD para alcanzar el límite más próximo. En caso contrario los VAD aprobados se consideran definitivos y aplicables en el siguiente período tarifario.

La remuneración de los gastos de AOM se calculan bajo el método de referenciamiento de una empresa eficiente de acuerdo al sistema económicamente adaptado.

El tratamiento de las pérdidas técnicas y no técnicas (comerciales) y su reconocimiento en las tarifas, en que las técnicas se definen por sector típico de acuerdo al concesionario y se les permite un tope definido para cada una de ellas, en

cambio las pérdidas no técnicas se les da un tratamiento igualitario a todos los sectores típicos. Se establecen sendas temporales para alcanzar los límites establecidos por empresa.

Igualmente la calidad del servicio contempla unas sanciones y unas compensaciones a los usuarios por incumplimiento de rangos establecidos.

La evolución de las metodologías de remuneración del negocio de distribución en el Perú se ha mantenido estable en los últimos periodos regulatorios, solo ha habido cambios en aspectos de calidad y pérdidas.

### 3.7.6 Brasil

El negocio de distribución en Brasil tiene un enfoque regulatorio consistente en el otorgamiento de concesiones bajo el esquema de asignaciones de “exclusividad territorial” para la prestación de los servicios de distribución de energía. El órgano otorgante es el Gobierno Federal, quien realiza las concesiones a través de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica-ANEEL (CIER, 2013).

El modelo tarifario adoptado por Brasil es un modelo del tipo *Price cap* y el período tarifario es específico para cada concesionaria y su duración es de tres, cuatro o cinco años, según lo estipulado en cada contrato.

Las tarifas se determinan mediante Ciclos de Revisiones Tarifarias Periódicas (CRTP) y aplican en el siguiente periodo tarifario con sus ajustes al cual se le aplica un factor de eficiencia X (Factor X). Hasta el 2014 se han realizado tres CRTP's los cuales se estiman por medio de bloques regulatorios o *building blocks*. En este último ciclo se determinaron los siguientes bloques regulatorios:

- Procedimientos generales (trata a cerca de la determinación del reposicionamiento tarifario)
- Costos operacionales
- Base de remuneración regulatoria
- Costo de capital
- Factor X
- Pérdidas de energía
- Otros ingresos
- Generación propia de energía

Cada una de estos bloques tiene una manera diferente de cálculo y obedecen a las experiencias de los anteriores CRTP's y en este caso solo definiremos como se

calcula las inversiones (base de remuneración regulatoria), los AOM (costos operacionales) y el costo de capital (tasa de remuneración).

La valoración de los activos es el de costo de reposición o costo histórico corregido, de acuerdo a la disponibilidad de precios de referencia.

La remuneración de los gastos de AOM presenta un cambio metodológico, pasando de un esquema de Empresa de Referencia de una empresa eficiente de acuerdo al sistema económicamente adaptado (aplicado en los dos primeros CRTP), a un esquema de Benchmarking en el tercer CRTP. Como consecuencia de dicho cambio de enfoque resultó necesario agregar un mecanismo de transición entre ambas metodologías que se incluye en el cálculo del Factor X. Para las concesionarias en las revisiones tarifarias se calculan en dos pasos, el primero hace una actualización de los AOM de la empresa de referencia en el segundo ciclo regulatorio (pasado) y, el segundo paso, se hace una comparación con sus análisis entre las empresas concesionarias teniendo en cuenta las características propias de cada una. Las variaciones entre el primer y segundo paso son consideradas para el cálculo del Factor X. De la anterior manera se busca obtener unos costos eficientes que remuneren a los concesionarios del servicio de distribución sin que se afecte los niveles de calidad y la capacidad de los activos durante su vida útil. Los concesionarios tienen incentivos a reducir sus costos para aumentar sus beneficios.

Para el cálculo de la tasa de descuento para la remuneración (costo de capital) se utiliza el método de Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC), con la determinación del costo del equity mediante la técnica del CAPM. Este método contempla una estructura óptima de capital basado en los datos empíricos de empresas de distribución eléctrica de Brasil, Argentina, Chile, Australia y Gran Bretaña, donde se emplea un régimen regulatorio de precios máximos. Con ese criterio se adoptó una participación del 55% de la deuda en los activos totales. Para el tercer ciclo regulatorio, ANEEL redujo el WACC de 9,95% a 7,50%. la tasa actual de retorno en términos reales es de 7,50% después de impuestos.

El tratamiento de la calidad del servicio y la potencia se contempla de dos maneras de acuerdo a la regulación, la primera es la aplicación de multas y compensaciones a los usuarios si se incumplen unos valores objetivos a las concesionarias, la segunda es por medio del Factor X que se incorpora en la tarifa para incentivar las concesionarias a mejorar la calidad del servicio.

### 3.7.7 Chile

El negocio de distribución en Chile es regulado y se define como el servicio de transporte de energía y potencia para tensiones inferiores a 23kV y al suministro de energía a clientes con consumos de 2.000 kW o menos. Los clientes con consumos superiores a 500 kW pueden optar por negociar libremente las condiciones de

suministro (CIER, 2013). Las actividades de Distribución y de Comercialización se encuentran integradas, con excepción del caso de los clientes libres.

El establecimiento, operación y explotación de instalaciones de distribución de electricidad se realiza mediante Concesión de Servicio Público (Art 2° del Ley General De Servicios Eléctricos-LGSE y Art 7° del Reglamento). La Concesión puede ser de dos tipos:

- Provisional, en cuyo caso debe ser solicitada directamente a la superintendencia de Electricidad y Combustibles-SEC (Art 18° del Reglamento). La concesión provisional tiene por objeto permitir el estudio de proyectos de obras de aprovechamiento de la concesión definitiva. El plazo de otorgamiento de las concesiones provisionales es de dos años.
- Definitiva, son otorgadas por el Presidente de la República por intermedio del Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción (Art 11°LGSE).

Existe disputabilidad para usuarios no regulados de más de 2 MW, y los clientes con consumos de entre 0,5 y 2 MW pueden decidir entre mercado regulado o no regulado.

Las distribuidoras están obligadas a dar servicio, en su zona de concesión, a quien lo solicite.

El esquema regulatorio establecido en Chile para la distribución es el de *Yardstick Competition* (comparabilidad) con *Price cap*.

Las revisiones tarifarias se realizan cada 4 años y la duración del período tarifario es igual para todas las distribuidoras.

La remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica propiamente dicha está determinada por el Valor Agregado de Distribución (VAD).

El VAD considera costos fijos por usuario (gastos de administración, facturación y atención), pérdidas de distribución en energía y potencia, y costos de inversión, mantenimiento y operación de la concesión de distribución, por unidad de potencia suministrada

La remuneración de las inversiones contempla la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones adaptadas a la demanda (o sea de una empresa eficiente modelo o de referencia), la vida útil de esas instalaciones y una tasa de actualización del 10% real anual antes de impuestos  $\pm$  4% al momento de la determinación del VAD. Para un control posterior se establece una metodología ex post de la rentabilidad real de las empresas.

Los ajustes de precios al VNR se efectúan por aplicación del Índice General de Precios al Consumidor.

En caso que, al momento de la determinación del VAD, la rentabilidad se encuentre fuera de los límites establecidos, se debe ajustar proporcionalmente el VAD de todas las distribuidoras hasta alcanzar el límite más cercano (inferior o superior). Y en una banda del 10% (real antes de impuestos)  $\pm$  5% durante los 4 años de vigencia de la misma. En caso que la rentabilidad conjunta de las empresas de la industria se encuentre fuera de esta banda, la Comisión Nacional de Energía-CNE deberá efectuar un nuevo estudio para determinar nuevas fórmulas tarifarias.

En el decreto tarifario de distribución que se dicta cada cuatro años, se establece un porcentaje de reducción del VAD para cada año de vigencia de las tarifas por concepto de economías de escala.

Entre revisiones tarifarias el VAD de cada área típica es indexado mensualmente según un índice de la tasa de cambio del dólar y aranceles aplicables a los equipos importados, índices de precios locales al consumidor, índice de precios al por mayor de productos nacionales, e índice de precios del cobre.

La base del capital (inversión) se determina por dos vías diferentes:

- Base de capital tipo Greenfield, aplicada en la determinación del VAD.
- Base de capital VNR de activos inventariados, aplicada en el mecanismo de verificación de la rentabilidad general de la industria.

La Ley concibió que el cálculo del VAD se realice por áreas típicas de distribución, que representan a empresas con VAD similares. Las componentes del VAD para cada área típica se calculan sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora por la Comisión. Así mismo, las empresas pueden realizar sus propios estudios, ya sea en conjunto o individualmente. Para ello la Comisión informa cuáles son las áreas típicas y cómo se clasifican las empresas en su interior.

Las componentes de costos de administración, operación, mantenimiento y comercialización del VAD, son determinadas por los consultores para la empresa de referencia que es objeto de modelación. Los costos reales no son considerados.

Las pérdidas técnicas y no técnicas se encuentran formalmente reconocidas por la legislación como parte integrante del VAD.

La regulación contempla unos límites en el suministro y la calidad del servicio y contempla multas y compensaciones si los operadores no cumplen dichos límites.

## 4 METODOLOGÍA

### 4.1 Medición de la Rentabilidad.

La rentabilidad es la capacidad de producir o generar un beneficio adicional sobre la inversión o esfuerzo realizado (Sánchez Ballesta & Bernabé Pérez, 2002). El concepto de rentabilidad puede hacer referencia a:

- Rentabilidad económica, beneficio comparado con el total de recursos empleados para obtener esos beneficios.
- Rentabilidad financiera, beneficio comparado con los recursos propios invertidos para obtener esos beneficios.
- Rentabilidad social objetivo de las empresas públicas, aunque también perseguida por empresas privadas.

En otras palabras la rentabilidad es la medida de la relación entre la ganancia obtenida, y los recursos que se utilizaron para su obtención.

Entre las medidas más utilizadas para medir la rentabilidad de un negocio están:

Rentabilidad del Activo-ROA: La rentabilidad de los activos se define como la ganancia o premio que recibe por cada unidad de activo independientemente de cómo se financien, así mismo, es una medida de riqueza que procura indicar que recibe como ganancia por cada peso invertido en los activos de un negocio: El cálculo de ROA se muestra en la ecuación 7:

$$ROA Simple = \frac{Utilidad Neta_{año 2}}{Activo Total_{año 1}} \quad (7)$$

Para nuestro ejercicio, en vista de que es un sector intensivo en capital, utilizaremos igualmente la utilidad neta del año, sumándole el beneficio fiscal del gasto financiero y la dividiremos por el promedio de los activos del periodo anterior y el actual, restándole la utilidad neta del año actual, con la ecuación 8:

$$ROA Ampliado = \frac{Utilidad Neta_{año 2} + (Gasto Fro_{año 2} * Tasa efectiva Imptos_{año 2})}{\left(\frac{Activo Total_{año 1} + Activo Total_{año 2}}{2}\right) - Utilidad Neta_{año 2}} \quad (8)$$

De esta manera hallamos una rentabilidad promedio por año más ajustada al tipo de negocio que estamos analizando.

Rentabilidad del Patrimonio-ROE: La rentabilidad del patrimonio se define como la ganancia o premio que recibe por cada unidad de recurso propio, así mismo, es una medida de riqueza que procura indicar qué recibe como ganancia por cada peso

invertido en el patrimonio de un negocio: El cálculo de ROE se muestra con la ecuación 9:

$$ROE \text{ Simple} = \frac{Utilidad \text{ Neta}_{año 2}}{Patrimonio \text{ Total}_{año 1}} \quad (9)$$

El ROE Simple para análisis de comparabilidad lo asociaremos al  $K_e$  para el WACC Contable Simple.

Para nuestro ejercicio, igualmente utilizaremos la utilidad neta del año, sumándole el beneficio fiscal del gasto financiero y la dividiremos por el promedio del patrimonio del periodo anterior y el actual, restándole la utilidad neta del año actual, a partir de la ecuación 10:

$$ROE \text{ Ampliado} = \frac{Utilidad \text{ Neta}_{año 2} + (Gasto \text{ Fro}_{año 2} * Tasa \text{ efectiva Imptos}_{año 2})}{\left(\frac{Patrimonio_{año 1} + Patrimonio_{año 2}}{2}\right) - Utilidad \text{ Neta}_{año 2}} \quad (10)$$

De esta manera hallamos una rentabilidad acumulada por año frente al patrimonio real de los accionistas.

El ROE Ampliado para análisis de comparabilidad lo asociaremos al  $K_e$  para el WACC Ampliado.

El costo de la deuda  $K_d$  real para ser asociado al WACC contable simple y ampliado, se utilizará la ecuación 11:

$$K_d \text{ real} = \frac{Pago \text{ intereses}_{año 2}}{\left(\frac{Pasivo \text{ Financiero Total}_{año 1} + Pasivo \text{ Financiero Total}_{año 2}}{2}\right)} \quad (11)$$

Para determinar los niveles del patrimonio (E) y de la deuda (D) reales para el WACC contable simple y ampliado, se obtienen de los valores del patrimonio por año y del saldo de la deuda financiera total por año.

La tasa de impuestos para el WACC contable simple utilizará la tasa nominal de cada país por año y el WACC contable ampliado la provisión real por año. Con los datos anteriores de los estados financieros se hallan los WACC contable simple y ampliado por medio de la ecuación 12:

$$WACC \text{ Contable} = ROE * \frac{E_{real}}{E_{real} + D_{real}} + K_d \text{ real} * (1 - T \times País) * \frac{E_{real}}{E_{real} + D_{real}} \quad (12)$$

La tasa de impuestos para el WACC contable ampliado utilizaremos la tasa efectiva de impuestos dada por la ecuación 13:

$$T_{\text{real}} = \frac{\text{Provisión impuestos}_{\text{año } 2}}{\text{Utilidad antes de impuestos}_{\text{año } 2}} \quad (13)$$

Las tasas que define el regulador de cada país son decretadas bajo distintos métodos, por lo tanto para su comparabilidad debemos expresarlas o transformarlas en nominales después de impuestos. Los países (Panamá, El Salvador, Chile y Perú) que regulan bajo el método de tasa fija y al no tener una estructura deuda- patrimonio explícita, se utilizará el criterio de 50% deuda financiera y 50% patrimonio, con la siguiente ecuación 14 :

$$\text{Tasa real después de impuestos}_{\text{año } i} = \text{Tasa real antes de impuestos}_{\text{año } i} * 50\% + \text{Tasa real antes de impuestos}_{\text{año } i} * (1 - \text{Tasa nominal Imptos}_{\text{año } i}) \quad (14)$$

Después las convertimos en tasas nominales después de impuestos cuando aplique con la siguiente ecuación 15:

$$\text{Tasa nominal después de impuestos}_i = \text{Tasa real después de imptos}_i + \text{Inflación}_i + \text{Tasa real después de imptos}_i * \text{Inflación}_i \quad (15)$$

## 4.2 Empresas seleccionadas

Tabla 2 Muestra de Empresas por Países (Datos a diciembre de 2014)

PAIS	EMPRESA	% Atendido	Cantidad de Clientes	Demanda Anual en GWh al año	Fuente:
Colombia		65%			(XM, 2014)
	Empresas Públicas de Medellín-EPM		2.107.186	6.000	(EPM, 2014)
	Centrales Eléctricas del Norte de Santander-CENS		436.288	1.446	(CENS, 2014)
	Electrificadora del Santander-ESSA		698.326	2.050	(ESSA, 2014)
	Empresa de Energía del Quindío-EdeQ		168.275	388	(EdeQ, 2014)
	Electrificadora del Caribe		2.479.345	13.763	(Electricaribe, 2014)
	Codensa		2.772.352	14.726	(Codensa, 2014)

PAIS	EMPRESA	% Atendido	Cantidad de Clientes	Demanda Anual en GWh al año	Fuente:
Panamá		76%			(ASEP, 2014)
	Empresa de Distribución Elektra Noreste-ENSA		406.902	2.859	(ENSA, 2014)
	Empresa de Distribución Eléctrica del Metro Oeste-EDEMET		426.029	3.770	(EDEMET, 2014)
	Empresa de Distribución Eléctrica del Chiquirí-EDECHI		125.089	617	(EDECHI, 2014)
El Salvador		70%			(SIGET, 2013)
	Distribuidora de Electricidad DELSUR		358.630	1.553	(Del Sur, 2014)
	Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador-CAESS		575.870	2.129	(CAESS, 2014)
	Empresa de Energía del Oriente- EEO		283.440	594	(EEO, 2014)
Guatemala		95%			(CNEE, 2014)
	Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. EEGSA		1.107.516	4.359	(EEGSA, 2014)
	Energuate-Deorsa+Docsa		1,443,788	5.110	(Quispe, 2015)
Perú		45%			(Minem, 2014)
	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte-Edelnor		1.293.579	6.658	(Edelnor, 2014)
	Luz del Sur		991.793	7.200	(Luz del Sur, 2014)
	Hidrandina		755.468	1.747	(Hidrandina, 2014)
Chile		90%			(CNE, 2014)
	Compañía Chilena de Electricidad-Chilectra		1.737.322	16.537	(Chilectra, 2014)
	Chilquinta Energía		549.194	2.776	(Chilquinta, 2014)

PAIS	EMPRESA	% Atendido	Cantidad de Clientes	Demanda Anual en GWh al año	Fuente:
Chile	CGE Distribución		1.767.275	9.024	(CGE Distribución, 2014)
Brasil		23%			(ANEEL, 2014)
	Metropolitana Eletricidade de São Paulo- Electropaulo		6.700.000	37.827	(Electropaulo , 2014)
	Cemig Distribución		7.968.902	46.000	(Cemig Distribución, 2014)
	Ampla		2.889.740	14.174	(Ampla, 2014)

Fuente: Elaboración Propia

Las empresas escogidas tienen como objeto principal la distribución y comercialización de energía en el mercado regulado y no regulado, algunas tienen otros negocios pero ninguno de ellos representa más del 5% de sus ingresos, por lo tanto es una muestra casi homogénea del negocio de distribución y comercialización energía en Latinoamérica.

## 5 RESULTADOS

Tabla 3-WACC Regulatorio para todos los Países

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Colombia</b>							
WACC real Regulatorio antes de imptos	13.9%	13.9%	13.9%	13.9%	13.9%	13.9%	13.9%
WACC real Regulatorio después de imptos	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%
Inflación (Fuente: Bancolombia)	7.7%	2.0%	3.2%	3.7%	2.4%	1.9%	3.7%
WACC Regulatorio Nominal despues de imptos	19.8%	13.5%	14.8%	15.4%	14.0%	13.4%	15.3%
<b>Panamá</b>							
Tasa Real Regulatoria antes de imptos	10.7%	10.7%	10.7%	10.4%	10.4%	10.4%	10.4%
Tasa Real Regulatoria después de imptos	9.1%	9.1%	9.1%	8.9%	9.0%	9.0%	9.1%
Inflación (Fuente: Bco Nal de Panamá)	8.8%	2.4%	3.5%	5.9%	5.7%	4.1%	2.6%
Tasa Regulatoria Nominal despues de imptos	18.7%	11.7%	12.9%	15.3%	15.2%	13.5%	12.0%
<b>El Salvador</b>							
Tasa Real Regulatoria antes de imptos	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
Tasa Real Regulatoria después de imptos	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.8%	8.5%	8.5%
Inflación (fuente: Abansa)	5.5%	-0.2%	2.1%	5.1%	0.8%	0.8%	0.5%
Tasa Regulatoria Nominal despues de imptos	14.7%	8.5%	11.0%	14.3%	9.6%	9.4%	9.0%
<b>Guatemala</b>							
WACC real Regulatorio después de imptos	9.2%	9.2%	9.2%	9.2%	9.2%	9.2%	9.2%
Inflación (Fuente: Bco Guatemala)	7.7%	-0.3%	5.4%	6.2%	3.5%	4.4%	3.0%
WACC Regulatorio Nominal despues de imptos	17.6%	8.9%	15.1%	16.0%	13.0%	14.0%	12.4%
<b>Perú</b>							
Tasa Real Regulatoria antes de imptos	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%
Tasa Real Regulatoria después de imptos	10.2%	10.2%	10.2%	10.2%	10.2%	10.2%	10.2%
Inflación (Banco Central de Reserva de Perú)	6.7%	0.3%	2.1%	4.7%	2.7%	2.9%	3.2%
Tasa Regulatoria Nominal despues de imptos	17.5%	10.5%	12.5%	15.4%	13.1%	13.4%	13.7%
<b>Chile</b>							
Tasa Real Regulatoria antes de imptos	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
Tasa Real Regulatoria después de imptos	9.2%	9.2%	9.2%	9.2%	9.0%	9.1%	9.0%
Inflación (Banco Central Chile)	7.1%	-1.4%	3.0%	4.4%	1.5%	3.0%	4.6%
Tasa Regulatoria Nominal despues de imptos	16.9%	7.6%	12.4%	14.0%	10.6%	12.3%	14.0%
<b>Brasil</b>							
WACC real Regulatorio después de imptos	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	7.5%	7.5%	7.5%
Inflación (Fuente: Banco Central do Brasil)	5.9%	4.3%	5.9%	6.5%	5.8%	5.9%	6.4%
WACC Regulatorio Nominal despues de imptos	16.4%	14.7%	16.4%	17.1%	13.8%	13.9%	14.4%

Fuente: Elaboración Propia a partir de la información obtenida en las regulaciones por país.

Del cuadro anterior se desprende que las mayores tasas promedio por país son las siguientes:

Tabla 4- Mayores Tasas en Promedio

	Promedio
<b>Brasil</b>	15.2%
<b>Colombia</b>	15.2%
<b>Panamá</b>	14.2%
<b>Guatemala</b>	13.9%
<b>Perú</b>	13.7%
<b>Chile</b>	12.5%
<b>El Salvador</b>	10.9%

Fuente: Elaboración Propia

Las tarifas promedio más altas están en Brasil, seguido de Colombia y por último El Salvador.

Si es por nivel de volatilidad de las tarifas, los mejores países serían:

Tabla 5-Volatilidad Tarifaria promedio por País

	Desv Estándar	Volatilidad Anual
Brasil	1.4%	26%
Colombia	2.2%	42%
Perú	2.2%	43%
Panamá	2.4%	47%
El Salvador	2.6%	49%
Guatemala	2.8%	54%
Chile	2.9%	56%

Fuente: Elaboración Propia

La volatilidad de las tarifas igualmente sería menor en Brasil, seguido de Colombia y la más volátil sería Chile

Si es por nivel de rentabilidad promedio del patrimonio, los mejores países serían:

Tabla 6- Rentabilidad Promedio del Patrimonio-ROE

<b>ROE SIMPLE (PROMEDIO)</b>	Promedio
Panamá	32.6%
Brasil	21.6%
Guatemala	18.4%
Perú	17.8%
El Salvador	14.3%
Chile	13.1%
Colombia	8.6%
<b>ROE AMPLIADO (PROMEDIO)</b>	Promedio
Panamá	52.8%
Brasil	37.2%
Perú	24.6%
Guatemala	23.3%
El Salvador	16.7%
Chile	16.7%
Colombia	11.3%

Fuente: Elaboración Propia

La rentabilidad del patrimonio por ambos métodos (Simple y ampliado) sería mayor en Panamá, seguido de Brasil y por último Colombia.

Si es por nivel de volatilidad (riesgo) de la rentabilidad promedio del patrimonio, los mejores países serían:

Tabla 7- Volatilidad de la rentabilidad promedio del Patrimonio-ROE

<b>ROE SIMPLE (PROMEDIO)</b>	<b>Desv Estándar</b>	<b>Volatilidad Anual</b>
Colombia	1.1%	21%
Perú	1.3%	24%
El Salvador	4.2%	80%
Chile	5.3%	101%
Guatemala	5.7%	109%
Panamá	9.2%	175%
Brasil	10.9%	209%
<b>ROE AMPLIADO (PROMEDIO)</b>	<b>Desv Estándar</b>	<b>Volatilidad Anual</b>
Colombia	1.3%	25.6%
Perú	1.8%	34.8%
El Salvador	6.1%	115.9%
Chile	6.1%	115.9%
Guatemala	6.3%	119.9%
Panamá	13.7%	262.6%
Brasil	15.4%	294.3%

Fuente: Elaboración Propia

El riesgo (volatilidad) por ambos métodos (Simple y ampliado) sería menor en Colombia, seguido de Perú y por último Brasil.

Si es por nivel de rentabilidad promedio del activo, los mejores países serían:

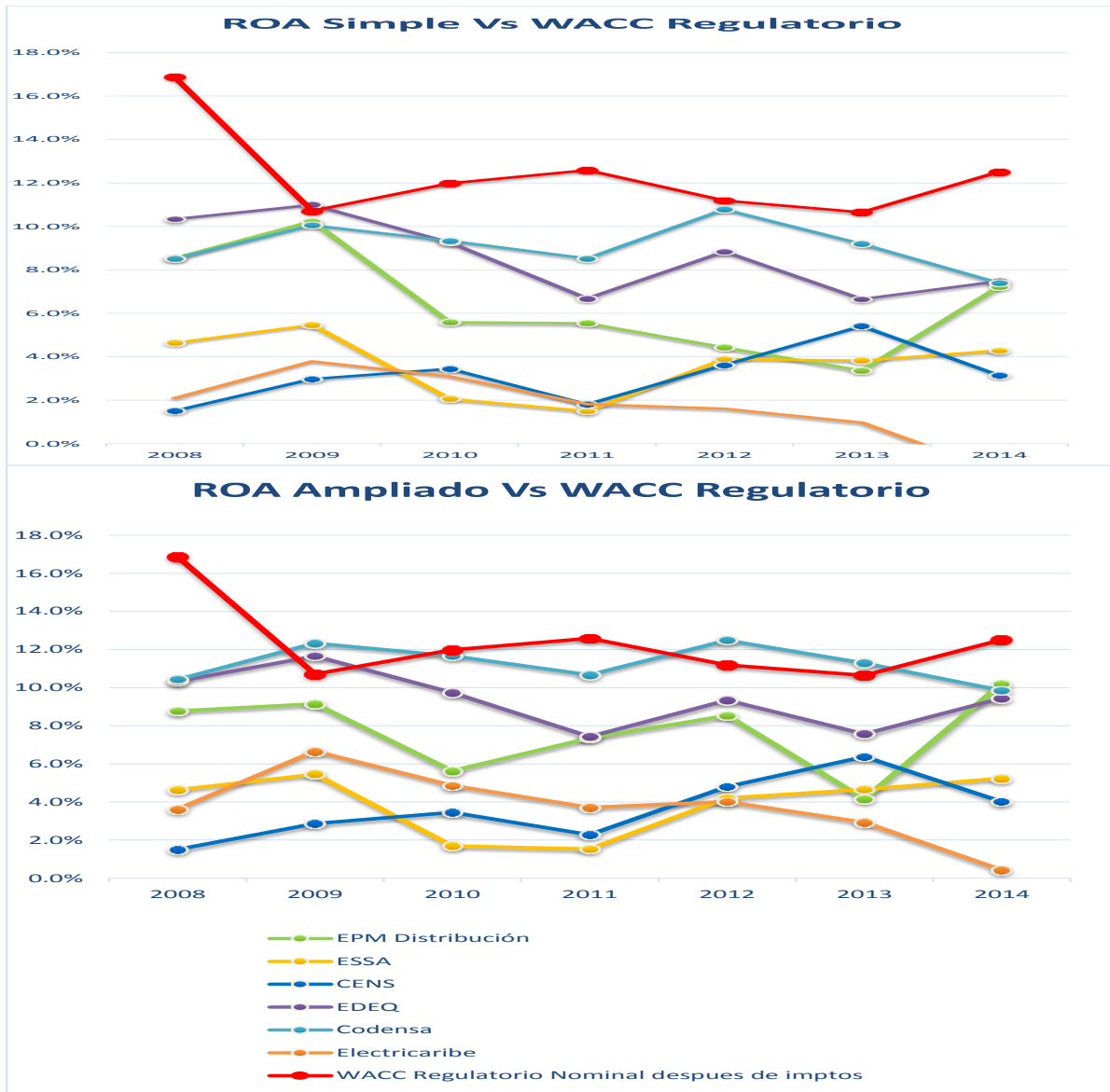
Tabla 8- Rentabilidad Promedio del Activo-ROA

<b>ROA SIMPLE (PROMEDIO)</b>	<b>Promedio</b>
Panamá	10.7%
Perú	7.9%
Chile	7.6%
Brasil	6.1%
Colombia	5.4%
El Salvador	4.1%
Guatemala	3.7%
<b>ROA AMPLIADO (PROMEDIO)</b>	<b>Promedio</b>
Perú	24.6%
Panamá	12.8%
Chile	9.2%
Brasil	9.1%
Colombia	6.6%
Guatemala	6.2%
El Salvador	5.9%

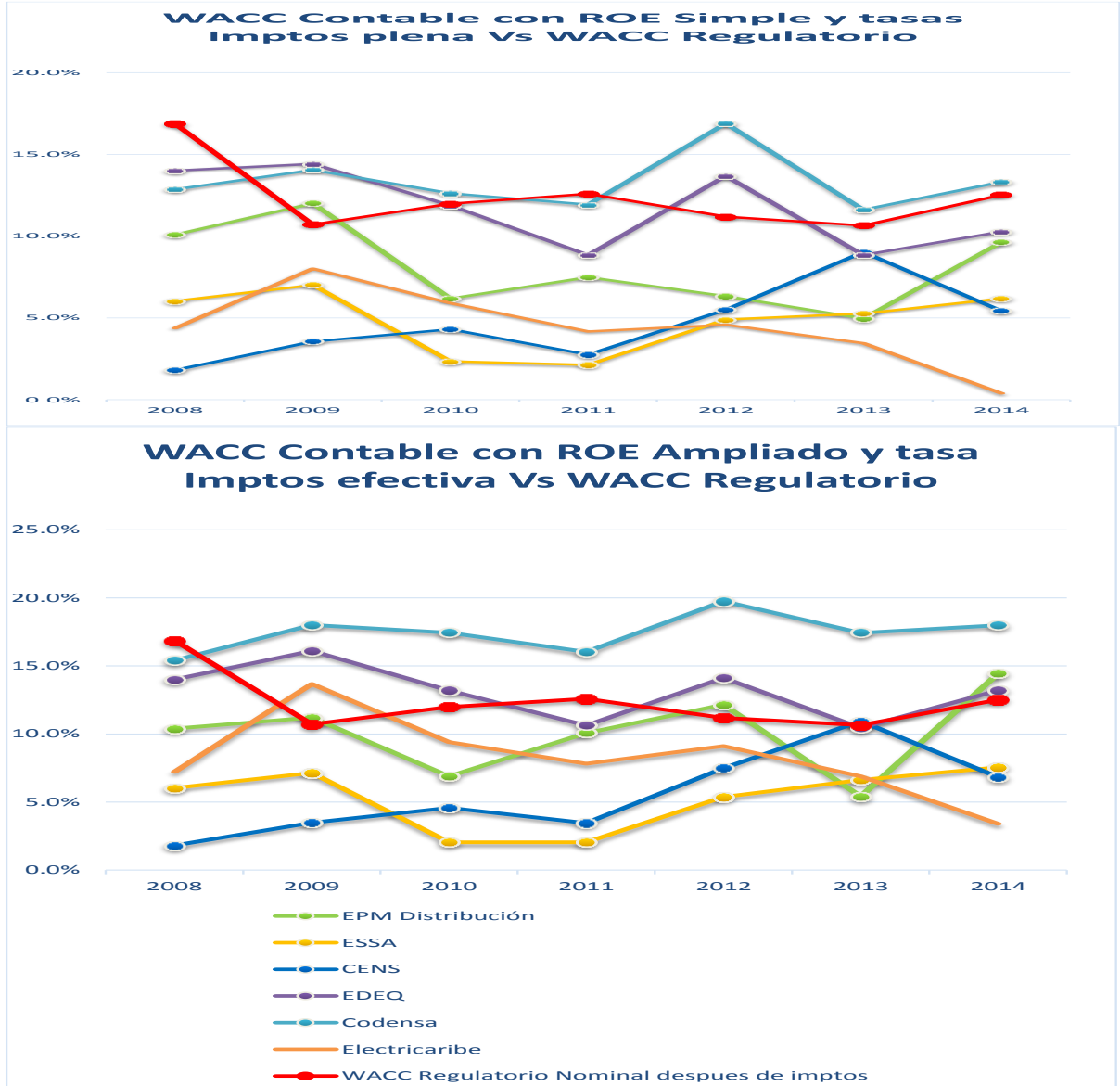
La rentabilidad del Activo por ambos métodos (Simple y ampliado) sería mayor en Panamá y Perú, seguido de Chile y por último El Salvador y Guatemala.

A continuación se presentan los resultados por empresas en cada país frente a los WACC regulados. Los cálculos se obtuvieron para calcular los diferentes WACC contables y los ROA, de la información financiera del Anexo.

Ilustración 3-Colombia

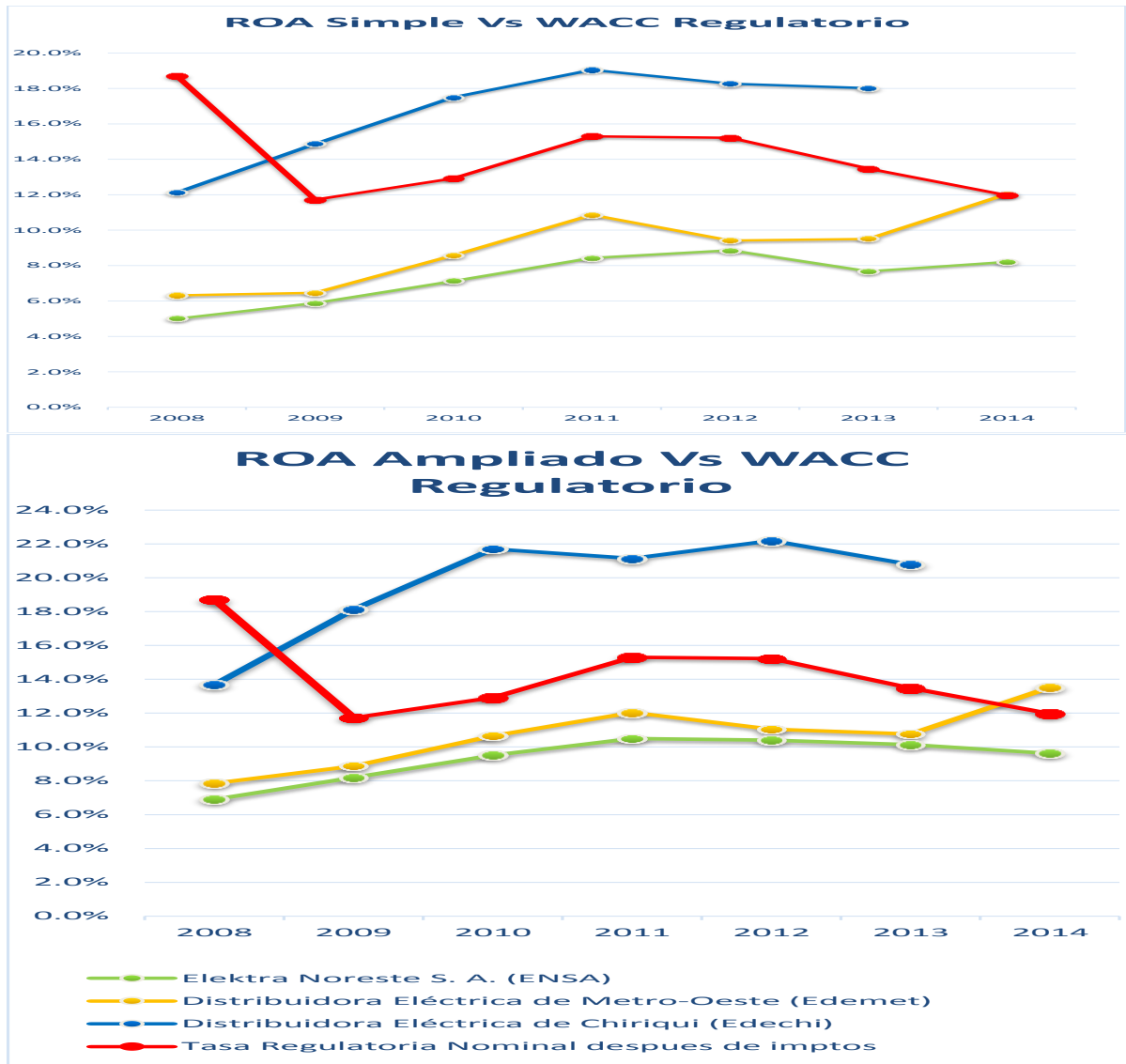


En vista de que los ROA (simple y ampliado) favorecen más a las empresas concentradas en regiones muy densas, ya que son las que más se acercan a la tasa regulatoria, nos puede indicar que el regulador no discrimina muy bien por densidades como lo hacen otros países. También puede indicar que aunque Colombia sea uno de los países con mayor tasa de remuneración, influye un bajo apalancamiento financiero promedio (19%), ya que en el aspecto rentable somos los últimos (ver tabla 6 y 7).



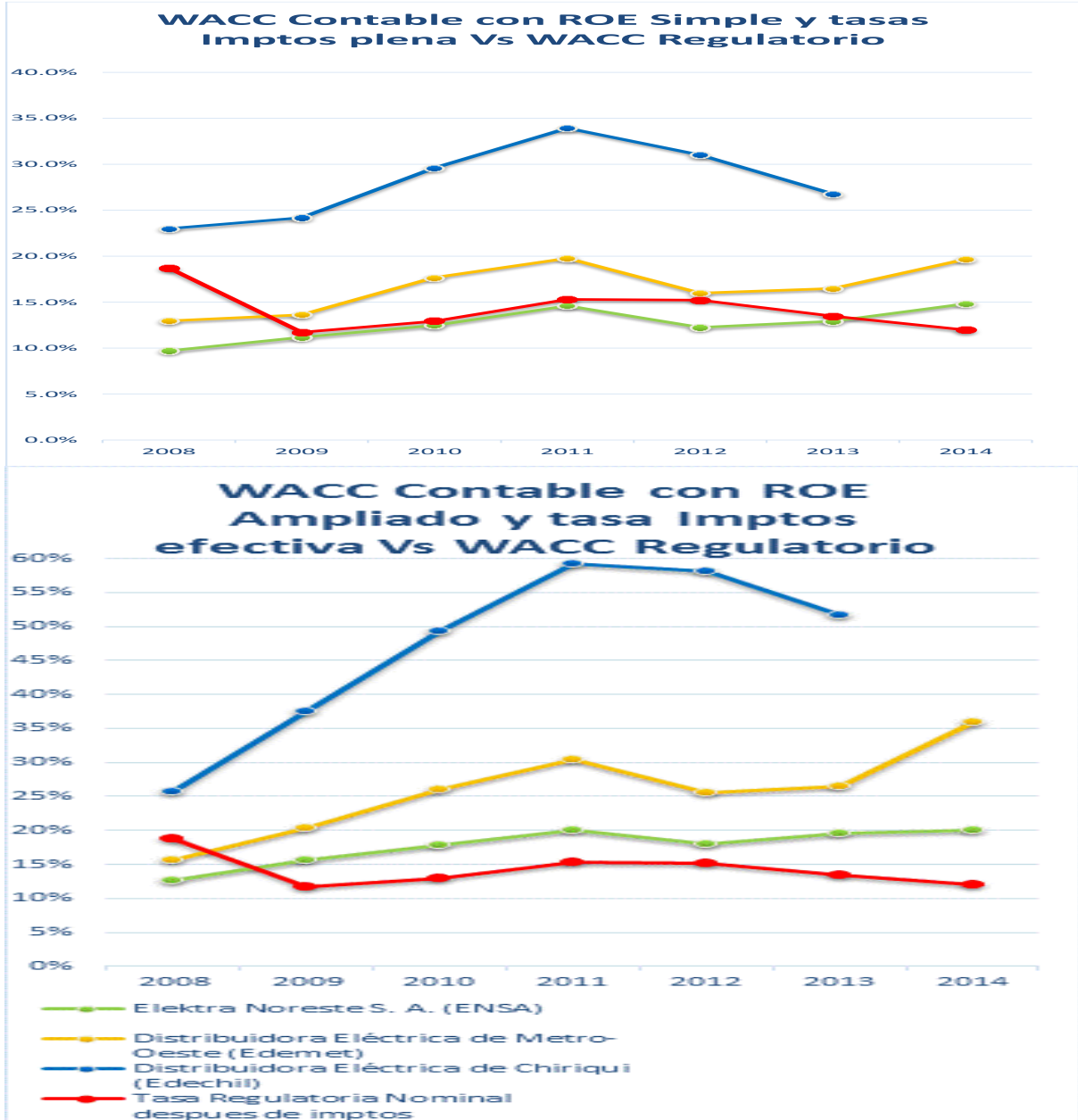
Los WACC contables (simple y ampliado) igualmente muestran un desempeño más favorable en el ROE a las empresas concentradas en regiones muy densas, ya que las diferencias promedio en el sector entre el WACC real y el regulatorio no difieren en promedio más de un 1%, lo que significa que si todos tiene un costo de deuda similar, las diferencias se explican únicamente en el ROE. Otro aspecto es que las normas Coolgap afectan el ROE más que las normas NIIF, ya que las segundas tienden a reducir el patrimonio en una proporción mayor que la utilidad neta.

Ilustración 4-Panamá<sup>1</sup>



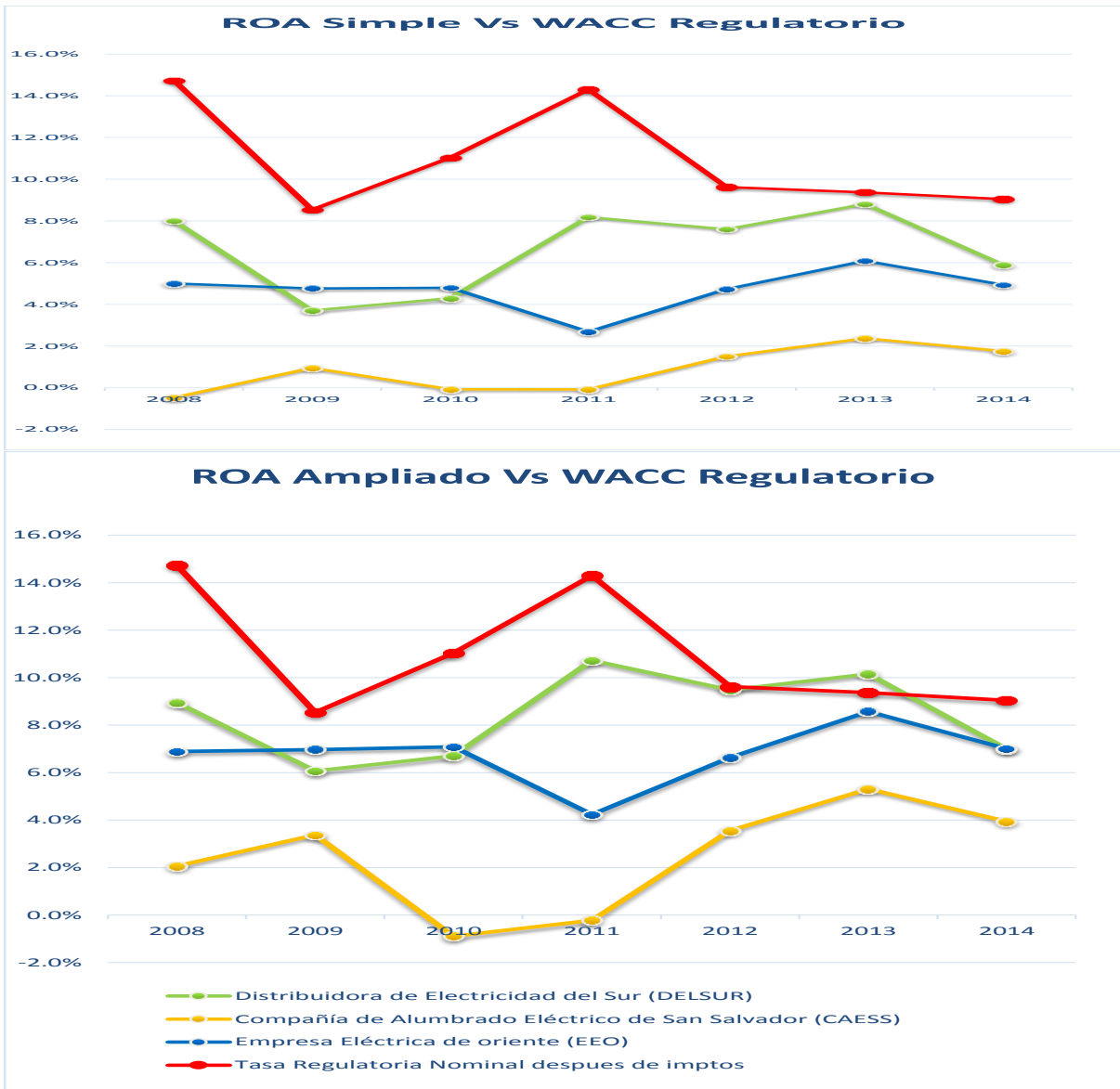
En vista de que los ROA (simple y ampliado) en las dos mayores empresas (Edemec y ENSA) son similares, con la excepción de Edechí que muestra unos resultados muy favorables dado que Edemec asume la administración de dicha empresa y cuenta con incentivos adicionales al sector rural, muestra un sector muy coherente, ya que presentan menores dispersiones. Así mismo siendo Panamá unos de los más rentables (tabla 5 y 6) en el ROE y con un nivel de apalancamiento promedio en un 49% hace que la rentabilidad de los activos se aproxime mucho a la tasa regulatoria. Esto indica un reconocimiento de activos óptimo, aun teniendo una tasa de tarifas intermedias (ver tabla 4).

<sup>1</sup> Sin Información Financiera de Edechí en el año 2014

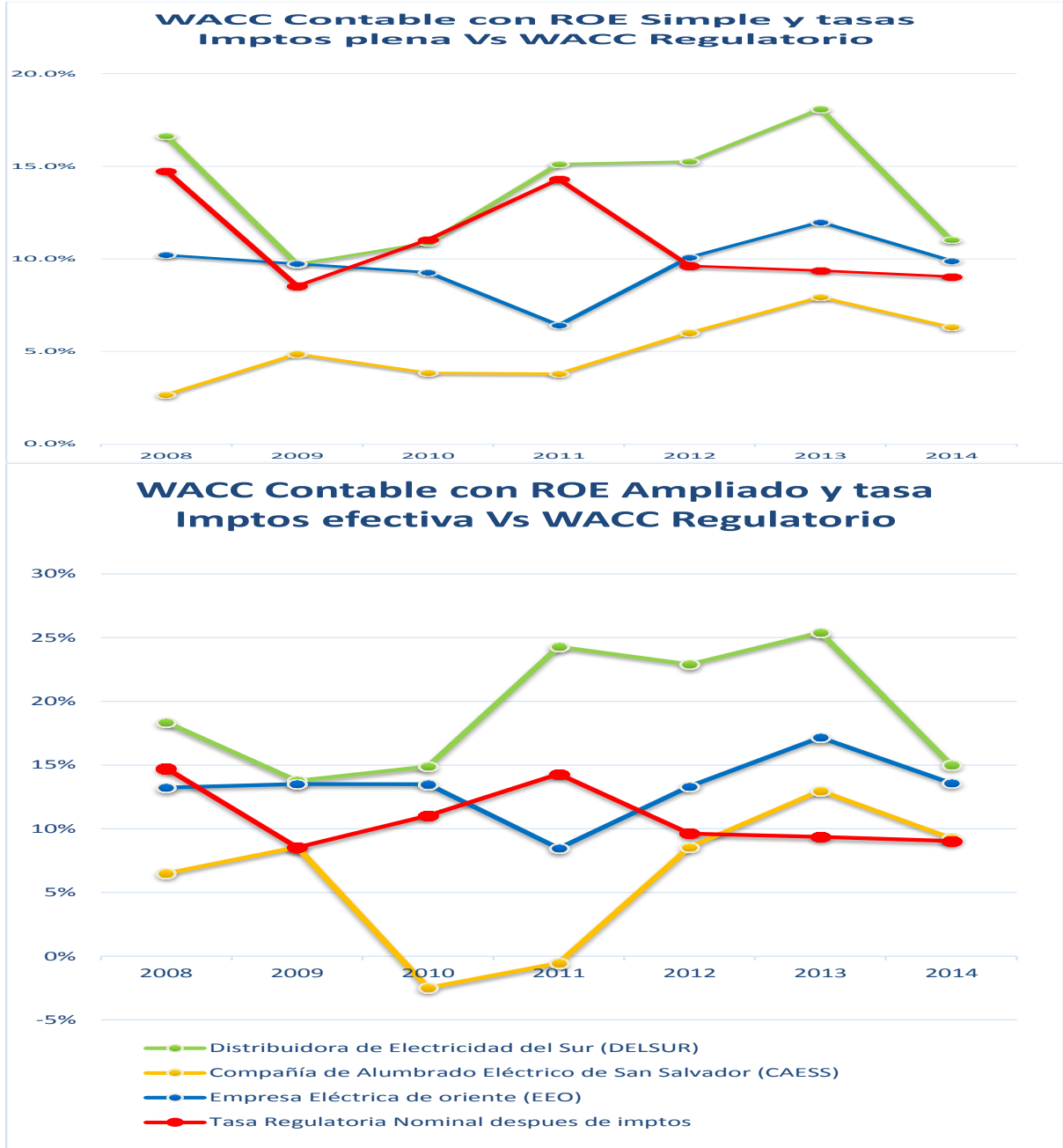


En Panamá los WACC contables (simple y ampliado) igualmente muestran un desempeño muy favorable patrimonialmente a todas las empresas, ya que el valor de la deuda del regulador (estimada) frente a la realidad son semejantes en promedio. Afirma que el sector está obteniendo mayores rendimientos patrimoniales que lo estipulado por el regulador y es por eso que se ubica en el primer lugar (ver cuadros 6 y 7). Este mercado presenta muchas cualidades para generar valor.

Ilustración 5-El Salvador

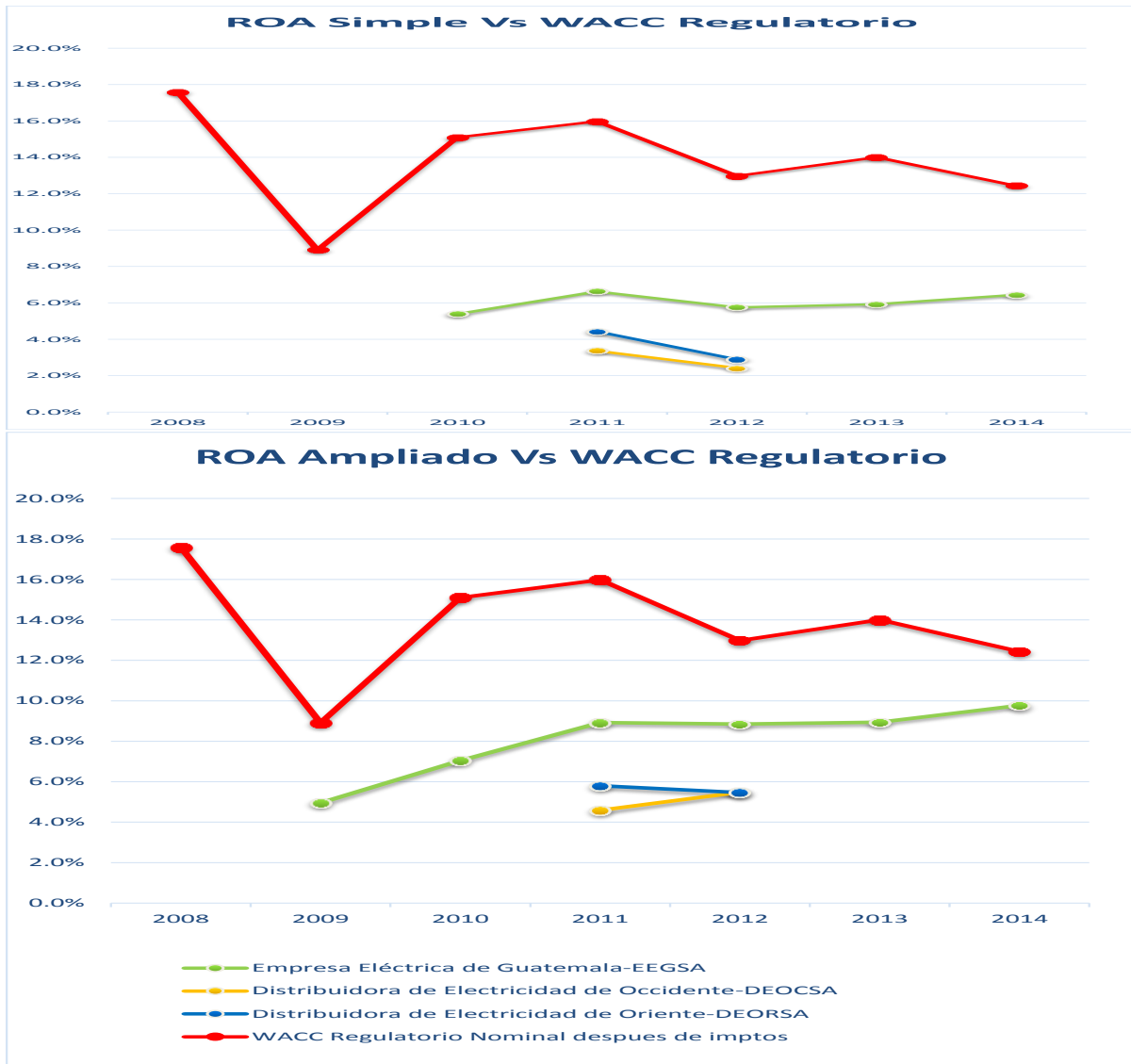


Los resultados de los ROA (simple y ampliado) se ven afectados por el nivel de activos registrados contablemente, se puede inferir que la empresa CAESS y OEE tiene un nivel de activos elevado frente al ingreso, que afecta sus ROA, así mismo el nivel de rentabilidad es muy diferente para para el nivel de densidad que muestran las empresas, y por lo tanto, la única que se acerca a la rentabilidad de los activos frente a los dispuesto por el regulador es la empresa Del Sur y EEO.



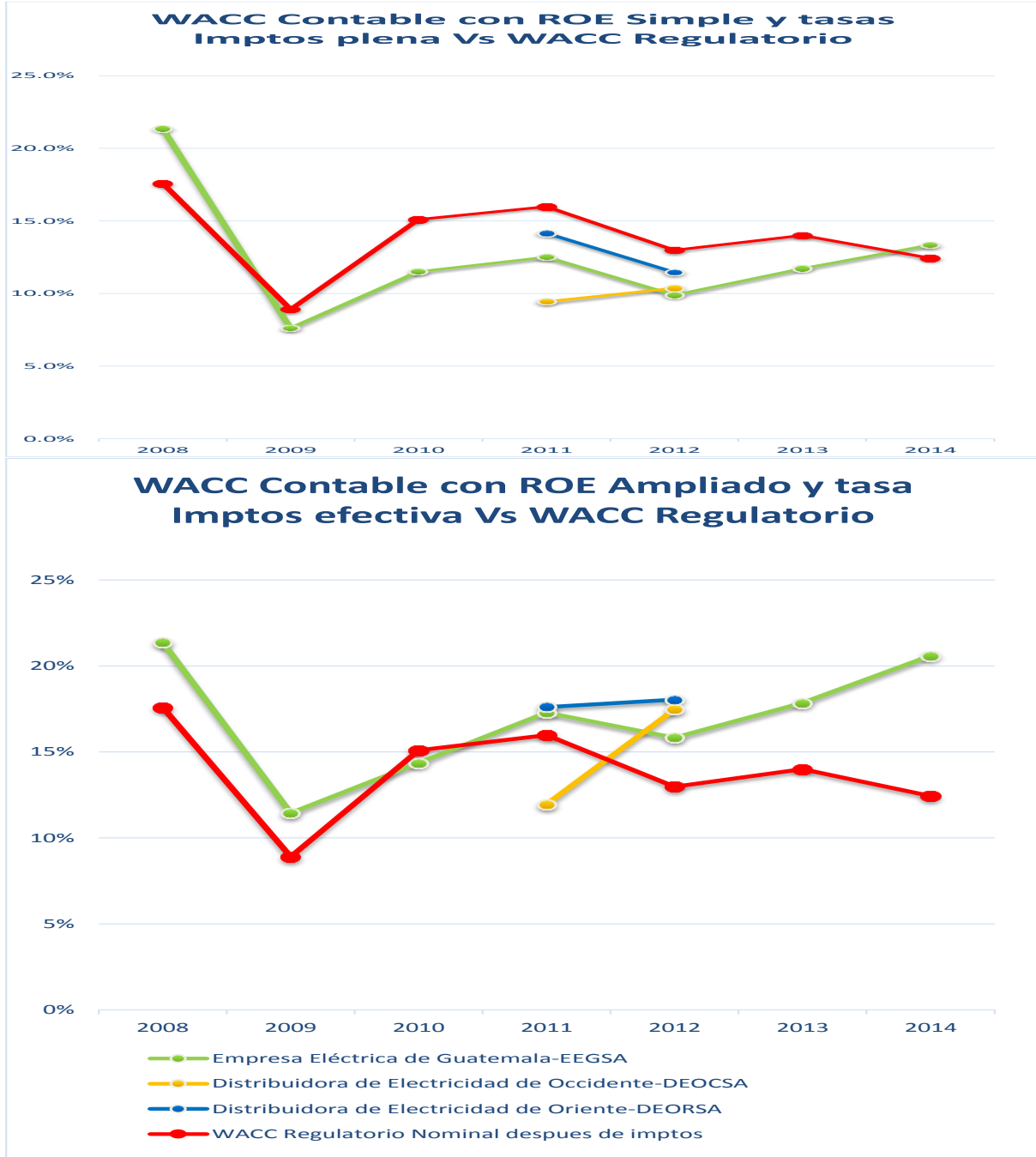
Los WACC contables (simple y ampliado) igualmente muestran un desempeño favorable a las empresas que tiene sus niveles de apalancamiento cercanos al regulador (50%) y solo se diferencian en la gestión del costo de su deuda que en términos reales está 2% por debajo del estimado regulatoriamente (7%). Presenta altos ROE pero mucha volatilidad en su rentabilidad (ver tablas 8 y 9).

Ilustración 6-Guatemala<sup>2</sup>



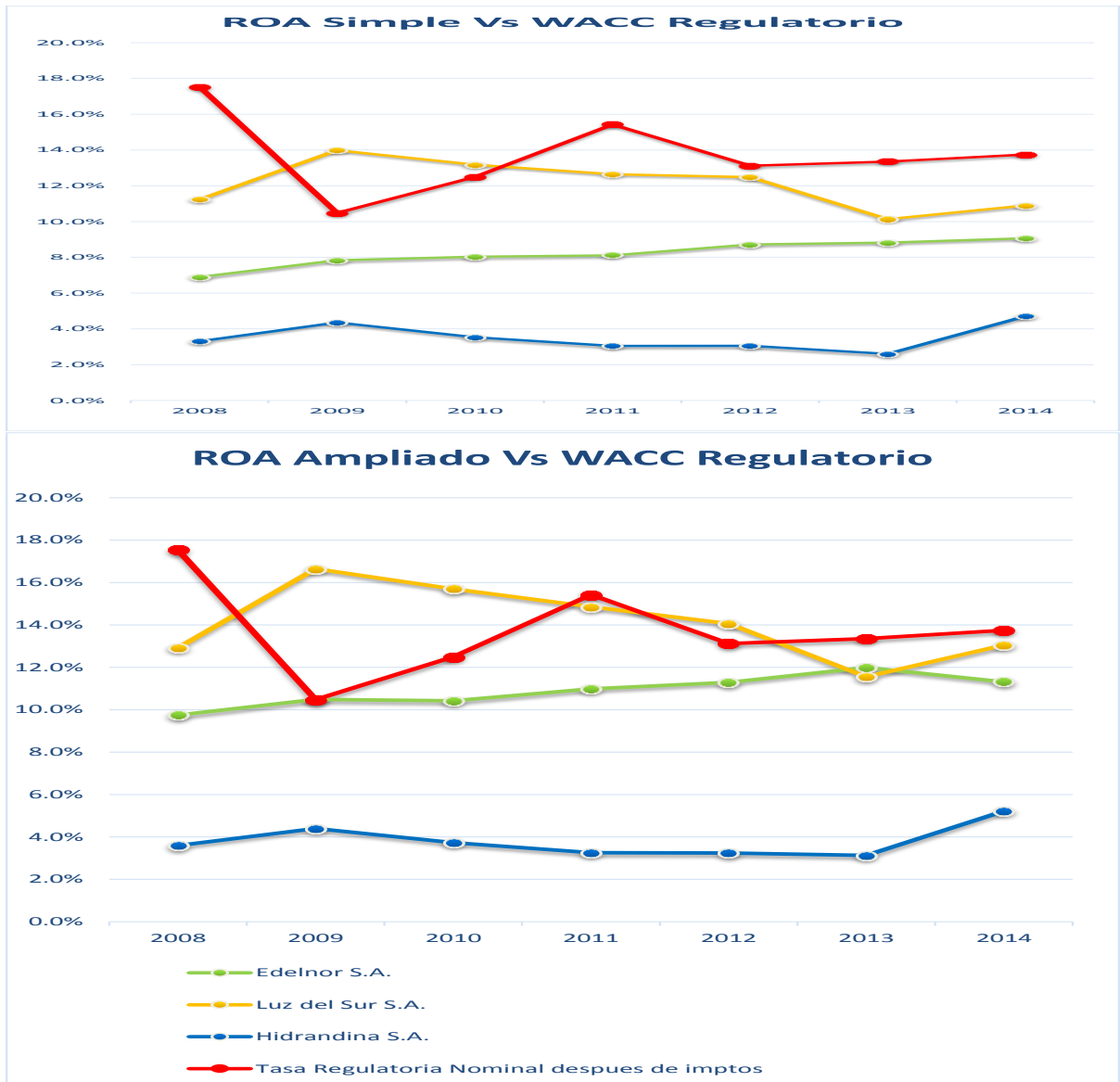
En este país al ser tan concentrada la propiedad de dos de sus mayores empresas (Deocsa y Deorsa) en Energuate y al ser su dueño un vehículo de inversión privado (Actis), la información ha sido muy escasa y por lo tanto solo se puede inferir los resultados con una empresa (Eegsa). Analizando los resultados de los ROA (simple y ampliado) es claro que el regulador dista mucho de reconocer un nivel de activos cercano a la realidad, aun presentando apalancamientos promedio cercanos al regulado estimado.

<sup>2</sup> Sin información financiera de Eegsa en el año 2008 y sin información financiera de Deorsa y Deocsa en los años 2008 a 2010 y años 2013 a 2014

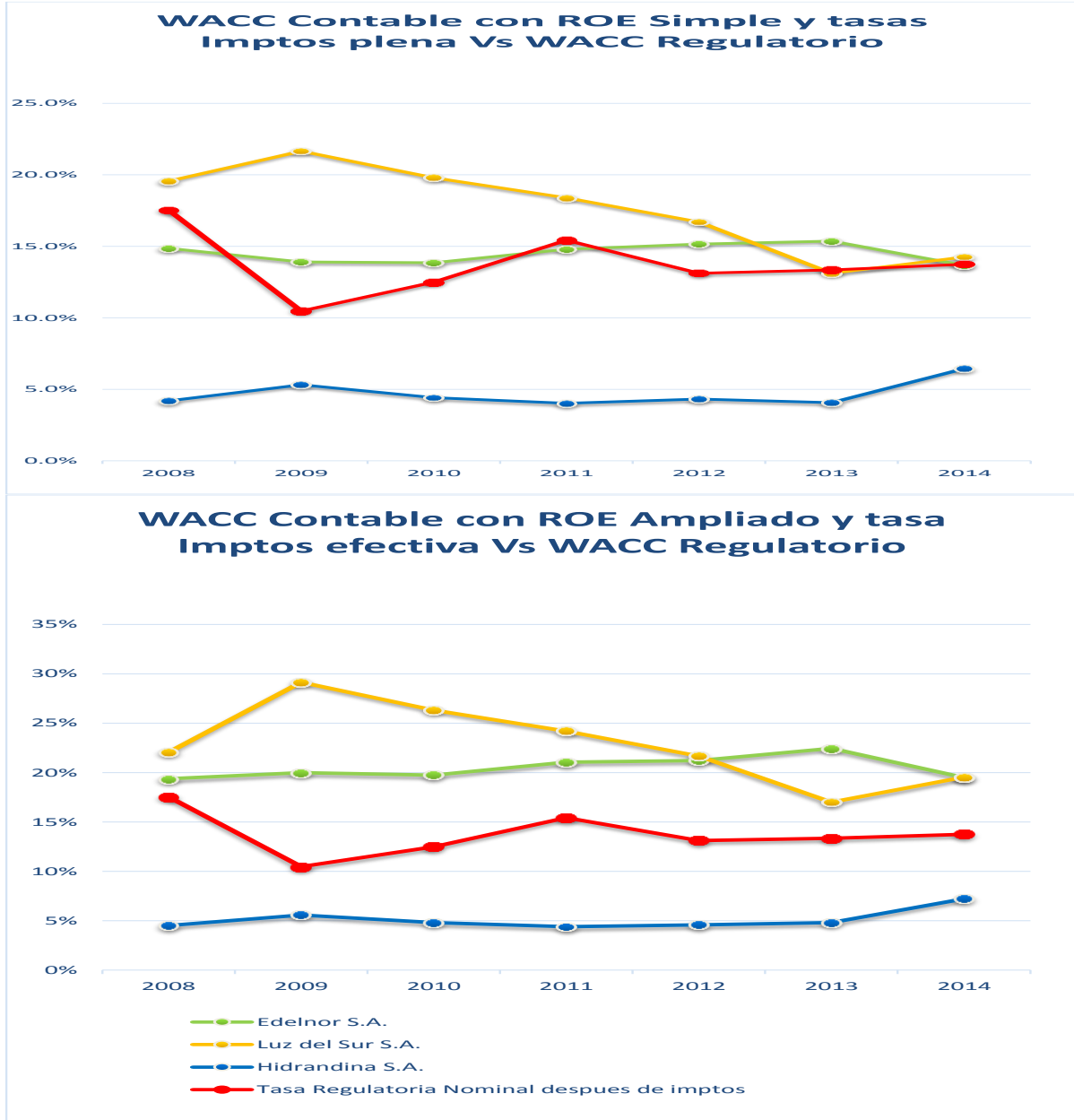


Los WACC contables (simple y ampliado) muestran un ajuste muy coherente por parte del regulador del costo de los recursos con que se financian las empresas, por lo visto se debe más a los altos apalancamientos financieros (54% en promedio) que generan mucho escudo fiscal y un elevado ROE, aunque con una pequeña desventaja para las empresas rurales. Esto puede deberse al incumplimiento de Subsidios por parte del estado (80% de los usuarios).

Ilustración 7-Perú

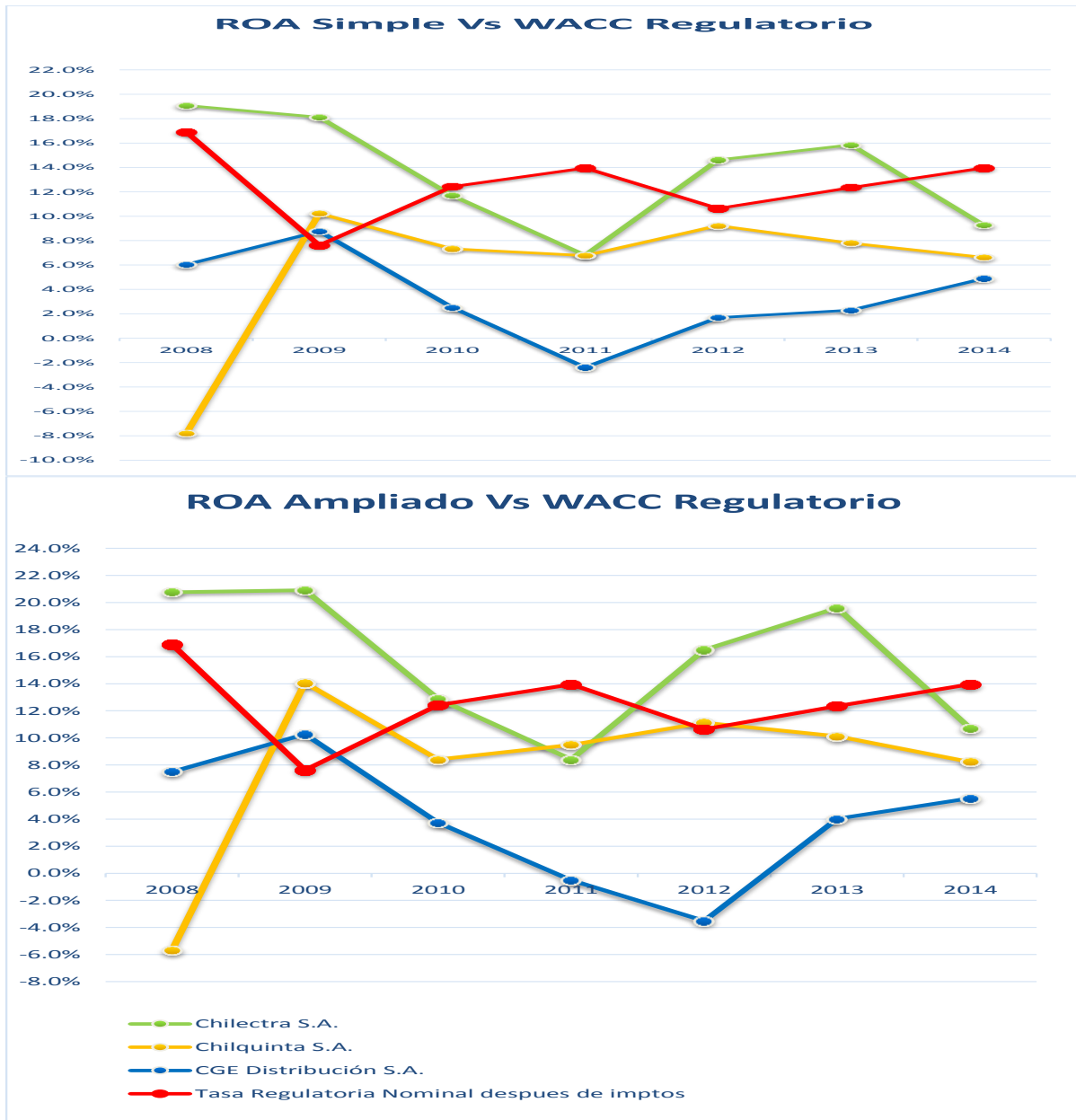


El retorno de los activos está en promedio de 2% (Ampliado) al 4% (simple) por debajo de la tasa regulada para las dos principales empresas del País. El comportamiento de la empresa Hidrandina dista mucho de estas dos empresas por lo que inferimos que pueden ser problemas de gestión. Al parecer la regulación tiene un buen reconocimiento del nivel de activos, sin embargo su nivel de apalancamiento es moderado en promedio (31%), lo que puede indicar un buen reconocimiento de activos.

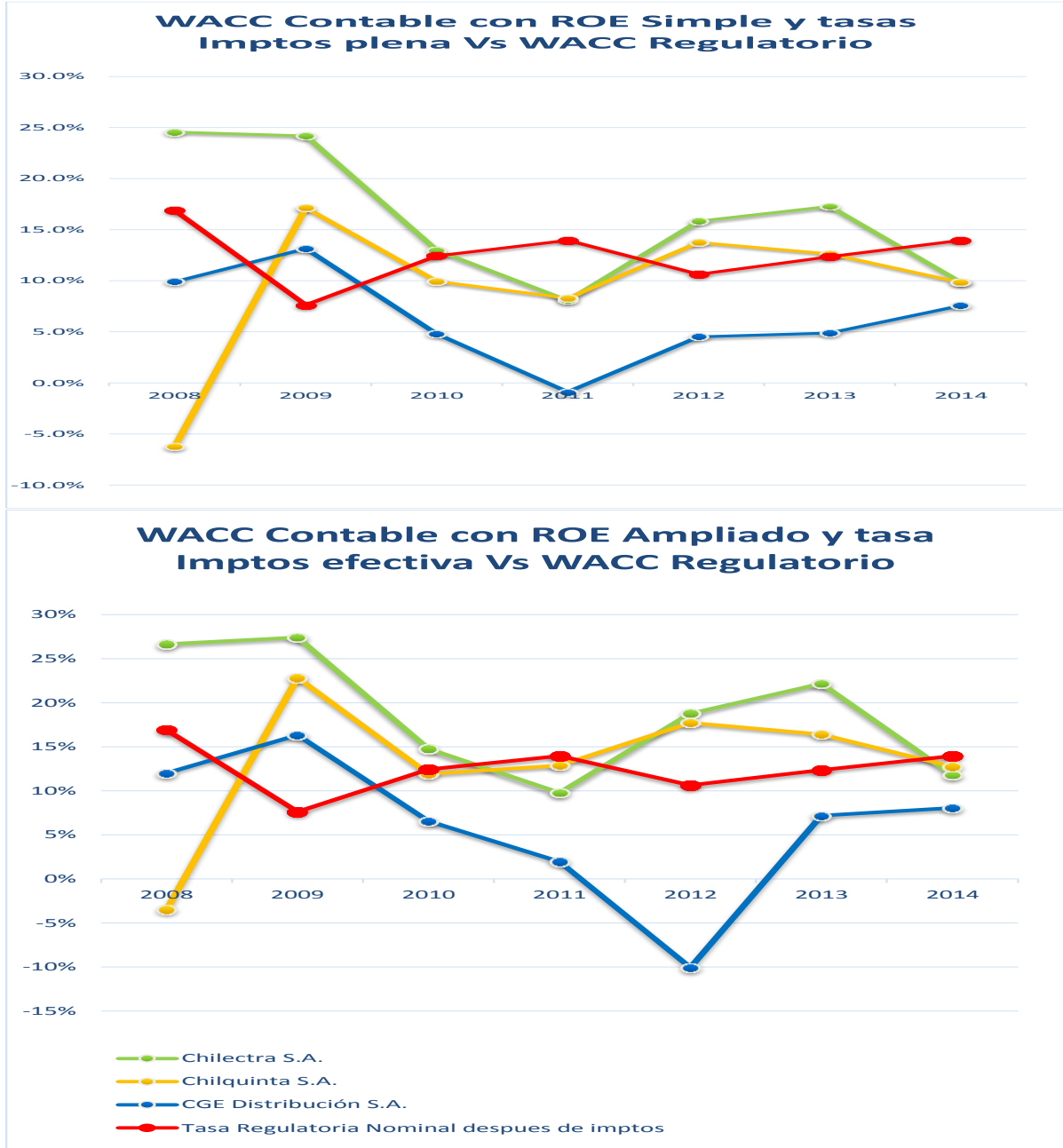


Los WACC contables (simple y ampliado) igualmente muestran un desempeño muy favorable a las dos principales del país (Edelnor y Luz del Sur) y esto se da por un mayor desempeño de ROE (simple y ampliado), porque el costo de la deuda es muy similar en casi todas las empresas (ver anexo). Esto indica que los márgenes son más favorables a este tipo de empresas. Muestra una de las mejores rentabilidades con un nivel de tarifas promedio. Muy buen país para generar valor agregado.

### Ilustración 8-Chile

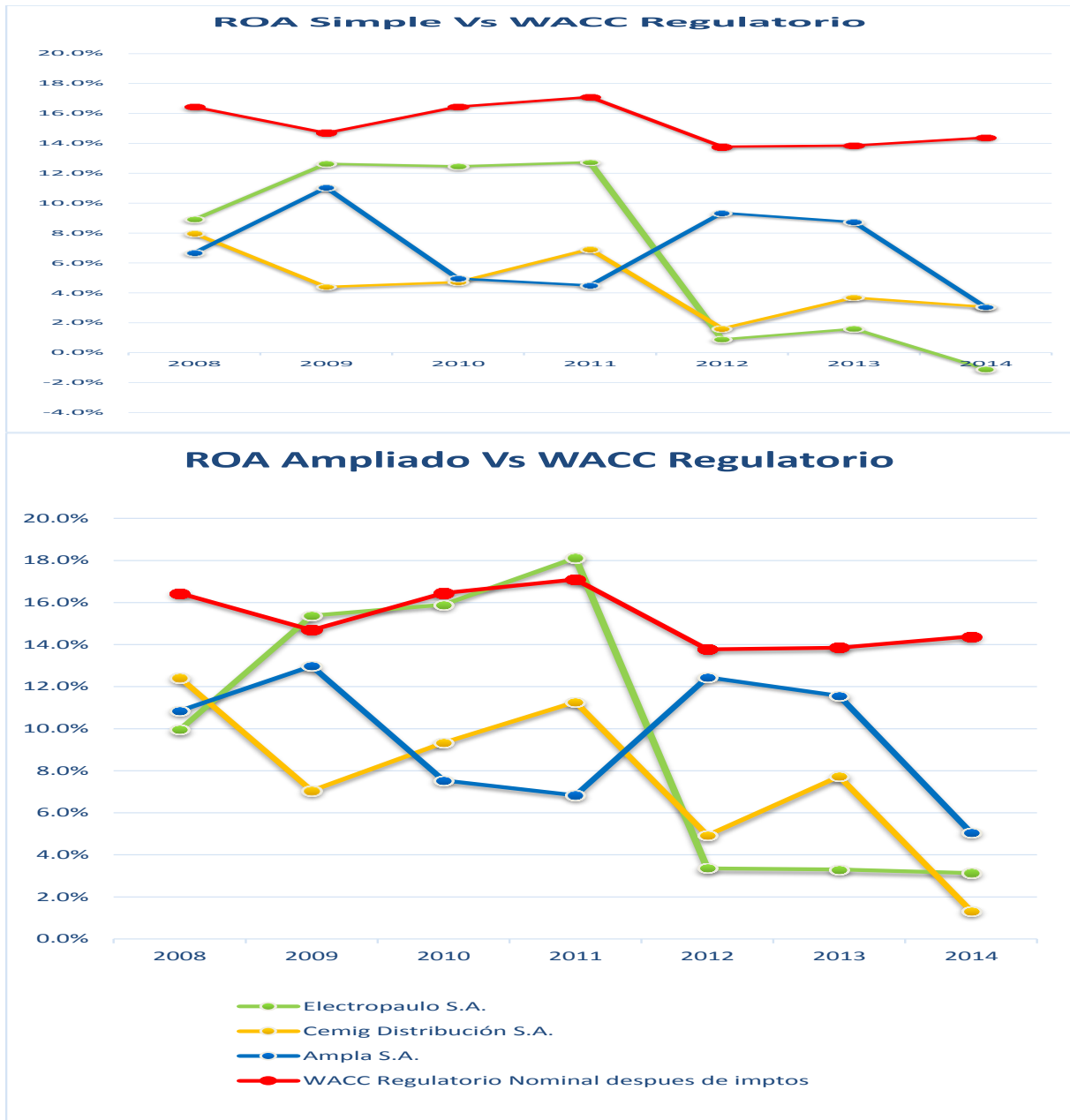


Aunque dos de los actores presentan un ROA (simple y ampliado) muy cercano al reconocimiento regulatorio, se muestra que hay mucha volatilidad (ver tablas 8 y 9). Los resultados de SGE Distribución puede deberse más a gestión empresarial, ya que dicha empresa es de similares características a las anteriores, además el regulador discrimina por densidades. Cabe anotar que Chile es la que tiene una tasa de impuestos más baja (beneficia un apalancamiento bajo).

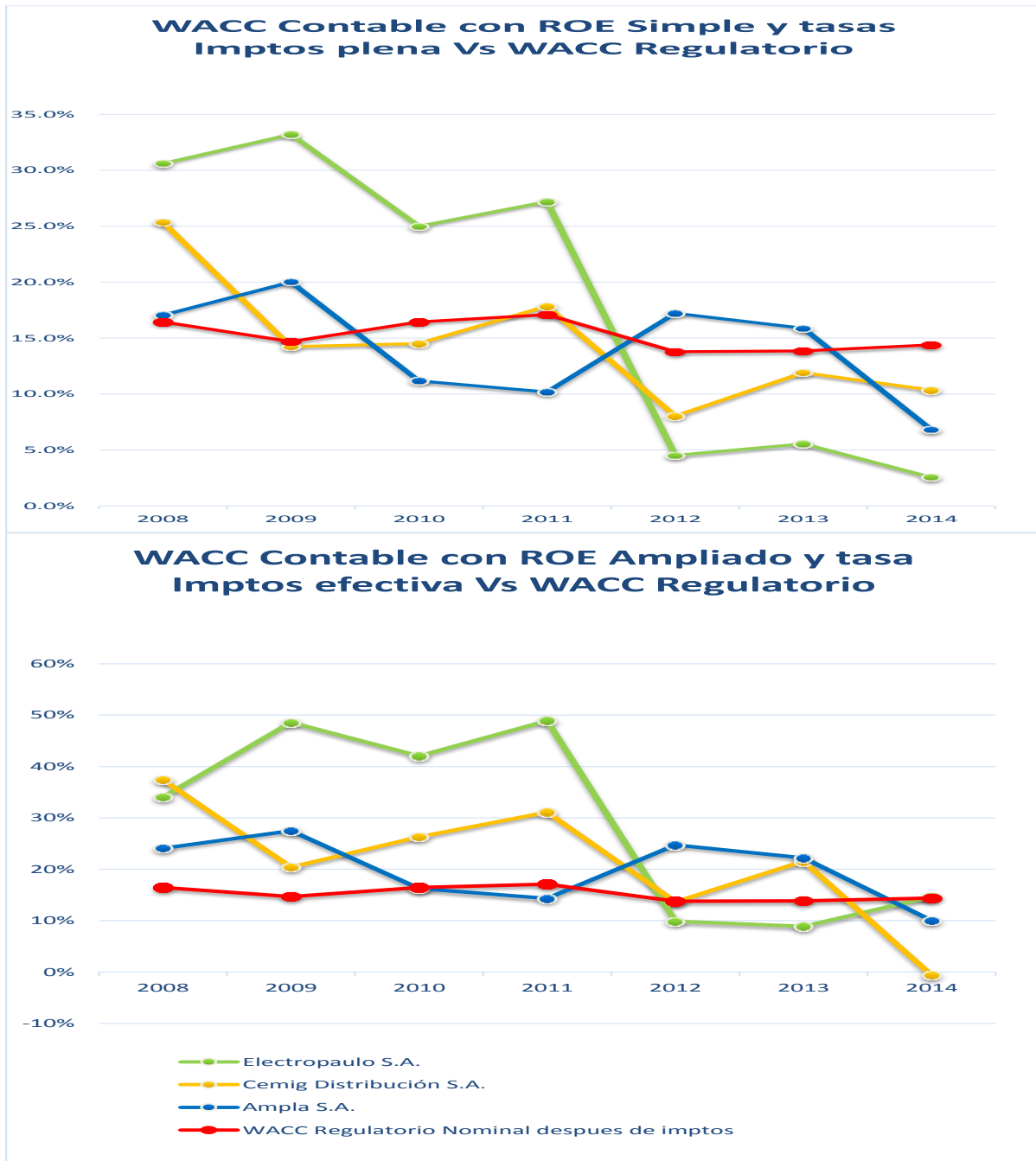


Los WACC contables (simple y ampliado) igualmente muestran un desempeño más favorable a las empresas Chilectra y Chilquinta, ya que se acercan más a la tasa regulatoria y esto se da por un mayor desempeño de ROE (simple y ampliado). Es uno de los mercado más rentables (ver tablas 6 y 7), pero con mayor volatilidad (ver tablas 8 y 9). Aunque es uno de los países con menor costo de la deuda promedio (5%) lo compensa un ROE Alto.

### Ilustración 9-Brasil



El comportamiento de los ROA (simple y ampliado) se desploma aceleradamente con los cambios regulatorio del año 2011. Tenían un comportamiento muy bueno (alta rentabilidad) frente a los demás mercados (ver tablas 6 y 7), sobresaliendo Electropaulo, pero después de los cambios regulatorios fue la que más sufrió. Muy volátil este mercado (ver tablas 8 y 9). Se podría decir que entra en crisis.



Los WACC contables (simple y ampliado) igualmente muestran un desempeño desfavorable por las mismas razones. Generaban valor hasta el año 2011 y con los cambios, no solo desmejoraron, sino que presentan rentabilidades negativas algunas empresas. Muy poco recomendable para invertir.

## 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Lo observado en este trabajo nos muestra como los métodos para reconocer los activos, los AOM, la vida útil, las penalizaciones, etc. que combinados con una tasa de reconocimiento, pueden tener diferentes resultados al interior de cada país y entre ellos mismos. Lo anterior debido que algunos países (Panamá, El Salvador, Chile y Perú) utilizan una tasa fija por ley y algunos con bandas, otros (Colombia, Guatemala, y Brasil) lo hacen utilizando periodos regulatorios definidos utilizando nuevos WACC y aunque estos presenten pequeñas diferencias (Ver tabla 3), los resultados son muy diferentes.

Se puede observar que igualmente que los ROA pueden indicar que el desempeño de la empresa y el reconocimiento regulatorio de los activos, pueden indicar entre otros, una mala relación deuda financiera- patrimonio, mal reconocimiento de los activos por parte del regulador o una mala asignación de densidades por región.

Así mismo observando los WACC contable (simple y el ampliado), se esperan los siguientes comportamientos:

\* Que esté por debajo del WACC regulatorio: Esto se puede presentar por que el costo de los recursos propios (ROE) estén por debajo de lo reconocido ( $K_e$ ) o el costo de la deuda real ( $K_{dreal}$ ) igualmente está por debajo del reconocido ( $K_d$ ) o ambos están por debajo del reconocimiento regulatorio debido a una estructura deuda-patrimonio muy alejada de lo previsto en la regulación (mayor apalancamiento que lo previsto en la regulación, hace que el WAAC sea menor)

\* Que esté por encima del WACC regulatorio: Esto se puede presentar por que el costo de los recursos propios (ROE) estén por encima de lo reconocido ( $K_e$ ) o el costo de la deuda real ( $K_{dreal}$ ) igualmente está por encima del reconocido ( $K_d$ ), o ambos están por encima del reconocimiento regulatorio debido a una estructura deuda-patrimonio muy alejada de lo previsto en la regulación (menor apalancamiento que lo previsto en la regulación, hace que el WAAC sea mayor)

De los anteriores análisis se puede concluir lo siguiente:

Teniendo como premisa que los reguladores en cualquier país tratan de que las tasas tarifarias sean lo menor posible para garantizar bienestar a los usuarios y el crecimiento económico del país, buscan igualmente que el reconocimiento de los activos sean lo más ajustado posible para garantizar eficiencias y cobertura, que la rentabilidad del patrimonio sea lo más alta posible para atraer inversión, que las brechas entre lo reconocido y lo real sean lo más ajustas posibles y que el mercado procure estabilidad en el largo plazo (menor volatilidad).

Se clasifica en el siguiente cuadro por País los mejores en estos tópicos:

Tabla 9- Clasificación de los mejores Países por tópico

	Menor WAAC	ROE		ROA		Volatilidad ROE	BRECHAS (WAAC REAL VS REGULADO)		SUMA
		Simple	Ampliado	Simple	Ampliado		Simple	Ampliado	
Colombia	6	7	7	5	5	1	6	4	41
Panamá	5	1	1	1	2	6	7	7	30
El Salvador	1	5	5	6	7	3	2	3	32
Guatemala	4	3	4	7	6	5	3	5	37
Perú	3	4	3	2	1	2	4	2	21
Chile	2	6	6	3	3	4	5	1	30
Brasil	7	2	2	4	4	7	1	6	33

Fuente: Elaboración Propia

De las combinaciones anteriores, se deduce que las mejores regulaciones en promedio serían:

1. Perú
2. Panamá
3. Chile
4. El Salvador
5. Brasil
6. Guatemala
7. Colombia

Se debe tener que la clasificación anterior es por el comportamiento entre el periodo 2008 a 2014, independientemente de que tengan algunos resultados desfavorables en los últimos años (caso Brasil). Así mismo estos resultados se deben interpretar dentro del negocio de distribución, ya que no se debe confundir con los otros negocios (Generación, Transmisión) porque los resultados pueden ser diametralmente opuestos por País. También no se debe confundir la tasa de reconocimiento (WACC) con las tarifas de energía.

Los mejores resultados regulatorios se obtienen de políticas retrospectivas, pragmáticas y simples (Perú, Panamá y Chile) que aquellas con combinaciones y métodos muy elaborados en la determinación de los costos y las tasas de descuento.

Los resultados en promedio muestran tendencias que dan señales a los reguladores, pero no podrán influir en la gestión individual de las empresas.

Las configuraciones de los mercados (densidad, cantidad de participantes, cultura, entre otros) inciden en los métodos de remuneración, pero la clasificación de los mejores refleja el balance y coherencia de los reguladores.

El anterior trabajo tiene como resultado el encuentro de la armonía entre rentabilidad contable de los activos y el patrimonio (No confundir con la del accionista), así como el costo de los recursos (WACC contables) frente a lo que espera el regulador para obtener los mejores resultados en sus políticas.

## 7 BIBLIOGRAFÍA

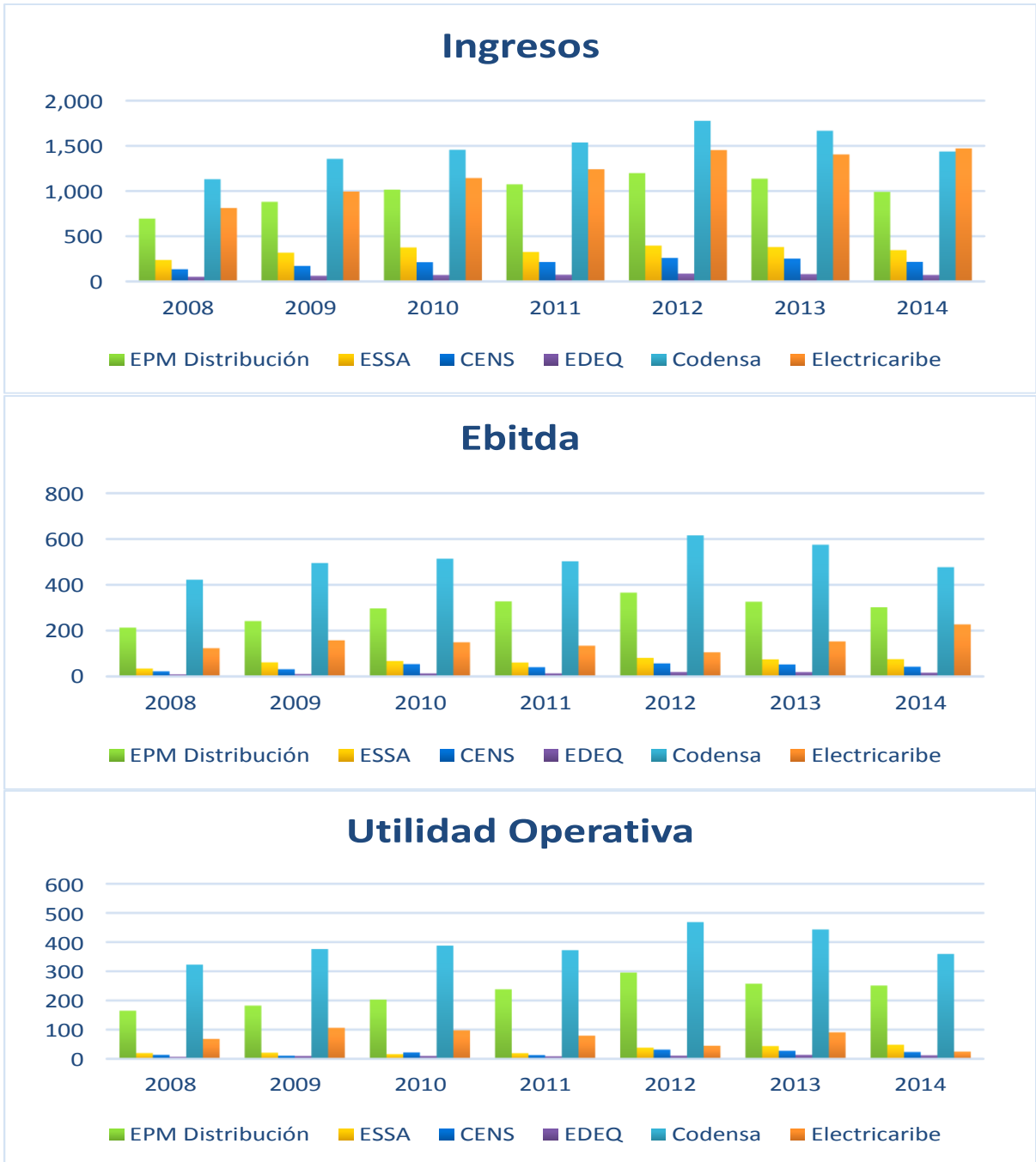
- Alonso Timón, A. J. (2014). Sectores regulados. sector-energetico,sector del transporte y sector de las telecomunicaciones. Recuperado el 20 de 08 de 2015, de <https://www.dykinson.com>
- Ampla. (2014). Informe Anual. Niteroi.
- ANEEL. (2014). Agencia Nacional de Energía Eléctrica. Obtenido de <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>
- ASEP. (25 de 10 de 2006). Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Obtenido de [http://www.asep.gob.pa/electric/Anexos/AN\\_365\\_Elec.pdf](http://www.asep.gob.pa/electric/Anexos/AN_365_Elec.pdf)
- ASEP. (22 de 06 de 2010). Autoridad nacional de los Servicios Públicos de Panamá. Obtenido de [http://www.asep.gob.pa/www/pdf/anno\\_3563\\_elec.pdf](http://www.asep.gob.pa/www/pdf/anno_3563_elec.pdf)
- ASEP. (12 de 2014). Autoridad Nacional de Servicios Públicos. Obtenido de [http://www.asep.gob.pa/index.php?option=com\\_wrapper&view=wrapper&Itemid=342](http://www.asep.gob.pa/index.php?option=com_wrapper&view=wrapper&Itemid=342)
- Asocodis. (22 de 04 de 2011). Informe Sectorial sobre la Evolución de la Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en Colombia. ASOCODIS, Bogotá. Recuperado el 7 de 09 de 2015, de <http://www.asocodis.org.co>
- Bortolussi, M. F. (2011). Obtenido de <http://docrchive.com/document/el-sector-de-distribuci%C3%B3n-el%C3%A9ctrica-evoluci%C3%B3n-y-fijaci%C3%B3n-de-tarifas-en-un-mercado-regulado-retribuci%C3%B3n-de-la-base-de-capital-y-sostenibilidad-del-servicio-en-el-tiempo-4421246066573193/>
- CAESS. (2014). Informe Anual. San Salvador.
- Cátedra Jean Monnet de Economía Industrial Europea. (2014). Monopolio Natural y Teoría de la Regulación. Recuperado el 15 de 05 de 2015
- Cemig Distribución. (2014). Informe Anual. Belo Horizonte.
- CENS. (2014). Informe Anual. Cúcuta.
- CGE Distribución. (2014). Informe Anual. Santiago.
- Chilectra. (2014). Informe Anual. Santiago.
- Chilquinta. (2014). Informe Anual. Valparaíso.
- CIER. (2013). Regulación Sector Eléctrico 2013. Obtenido de <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/>
- CNE. (2014). Comisión Nacional de Energía. Obtenido de <http://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>
- CNEE. (22 de 06 de 2005). Ley General de Electricidad. Obtenido de <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/LEY%20GENERAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20Y%20REGLAMENTOS.pdf>
- CNEE. (2014). Boletín estadístico 2014. Guatemala.
- Codensa. (2014). Informe Anual. Bogotá.
- Congreso de Guatemala. (13 de 11 de 1996). Ley General de Electricidad. Obtenido de <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco->

- legal/LEY%20GENERAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20Y%20REGLAMENTOS.pdf
- CREG. (05 de 04 de 2013). Resolución No. 043 DE 2013. Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/3863977331be384805257b670070b293?OpenDocument>
- Definición. (s.f.). Definición de Regulación. Obtenido de <http://definicion.de/regulacion/>
- Del Sur. (2014). Informe Anual. San Salvador.
- EDECHI. (2014). Informe Anual. Panamá.
- Edelnor. (2014). Informe Anual. Lima.
- EDEMET. (2014). Informe Anual. Panamá.
- EdeQ. (2014). Informe Anual. Armenia.
- EEB. (25 de 08 de 2015). Sector Energético Colombiano. Recuperado el 25 de 08 de 2015, de <http://www.eeb.com.co/transmision-de-electricidad/sector-energetico-en-colombia>
- EEGSA. (2014). Informe Anual. Guatemala.
- EEO. (2014). Informe Anual. San Salvador.
- El Economista. (21 de 08 de 2015). Existe la tasa libre de riesgo? Obtenido de <http://eleconomista.com.mx/fondos/2012/07/26/existe-tasa-libre-riesgo-mercados>
- Electraferre. (24 de 08 de 2015). Esquema de el negocio de energía Eléctrica. Obtenido de <http://electraferre.com/>
- Electricaribe. (2014). Informe Anual. Barranquilla.
- Electropaulo . (2014). Informe Anual. Sao Pablo.
- ENSA. (2014). Informe Anual. Panamá.
- EPM. (2014). Informe Anual. Medellín.
- ESSA. (2014). Informe Anual. Bucaramanga.
- Hidrandina. (2014). Informe Anual. Lima.
- Jordana, J. (08 de 2006). Regulación y Políticas Sociales. Obtenido de <http://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/1246/Regulaci%20y%20Pol%20adticas%20Sociales.%20Las%20pol%20adticas%20de%20regulaci%20social%20y%20la%20creaci%20de%20mercados%20en%20los%20sectores%20sociales%20en%20Am%20rica>
- Lasheras, M. A. (1999). La regulación económica de los servicios público. Barcelona: Ariel Economía.
- Luz del Sur. (2014). informe Anual. Lima.
- Mankiw, G. (2009). Macroeconomics (7a ed.). New York: Worth Publishers.
- Mercados Energéticos Consultores. (01 de 2014). Revisión de las Metodologías de Remuneración de las Actividades de Distribución y Transmisión de Energía Eléctrica. Recuperado el 20 de 08 de 2015, de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/57f23dde3a9f52a705257cf900799780/\\$FILE/Circular034-2014%20Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/57f23dde3a9f52a705257cf900799780/$FILE/Circular034-2014%20Anexo.pdf)
- Minem. (2014). Anuario Estadístico de Electricidad 2014. Obtenido de [http://www.minem.gob.pe/\\_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=9225](http://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=9225)

- Ministerio de Minas y Energía. (s.f.). Metodología y Cálculo de los Wacc para la Actividad Mayorista y Minorista. Recuperado el 20 de 08 de 2015, de [http://jogoes75.weebly.com/uploads/1/4/0/0/14000276/metodolg%C3%ADa\\_y\\_c%C3%A1lculo\\_del\\_wacc.pdf](http://jogoes75.weebly.com/uploads/1/4/0/0/14000276/metodolg%C3%ADa_y_c%C3%A1lculo_del_wacc.pdf)
- Morales Batz, A. (10 de 2009). Propuesta para el cálculo de la tasa de actualización del Sector energético de Guatemala. Obtenido de [http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/03/03\\_3442.pdf](http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/03/03_3442.pdf)
- Nicholson, W. (2008). Microeconomic Theory (Ninth Edition ed.). Londres, Inglaterra: Thomson.
- Quispe, J. (20 de 03 de 2015). Impactos Socio-económicos de la Privatización de la Distribución de la Electricidad en el Área Rural de Guatemala. Obtenido de <http://www.ub.edu/geocrit/iii-mexico/JubenalQuispe.pdf>
- Sánchez Ballesta, J. P., & Bernabé Pérez, M. (2002). La Rentabilidad de la Empresa Española. Murcia: Partida Doble.
- Serna García, D. E. (2015). Remuneración Eficiente en la Transmisión de Energía Eléctrica en Colombia. Medellín.
- SIGET. (2013). Ley General de Electricidad. Obtenido de <http://www.siget.gob.sv/index.php/temas/tema-n/legislacion/2012-reglamento-de-la-ley-general-de-electricidad>
- SIGET. (2014). Boletín de Estadísticas 2014. San Salvador.
- Wikipedia. (12 de 05 de 2015). Historia de la electricidad. Recuperado el 12 de 05 de 2015, de [http://es.wikipedia.org/wiki/Historia\\_de\\_la\\_electricidad](http://es.wikipedia.org/wiki/Historia_de_la_electricidad)
- XM. (2014). Informe mercado comercialización. Medellín.
- Zona Económica. (21 de 08 de 2015). Obtenido de <http://www.zonaeconomica.com/riesgo-pais>

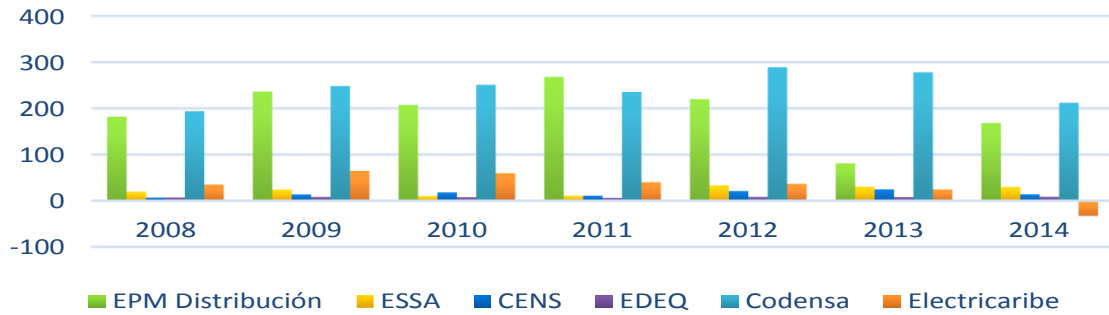
## 8 ANEXO DESEMPEÑO FINANCIERO DE LAS EMPRESAS

### 8.1 Empresas Colombianas (Millones de USD)<sup>3</sup>

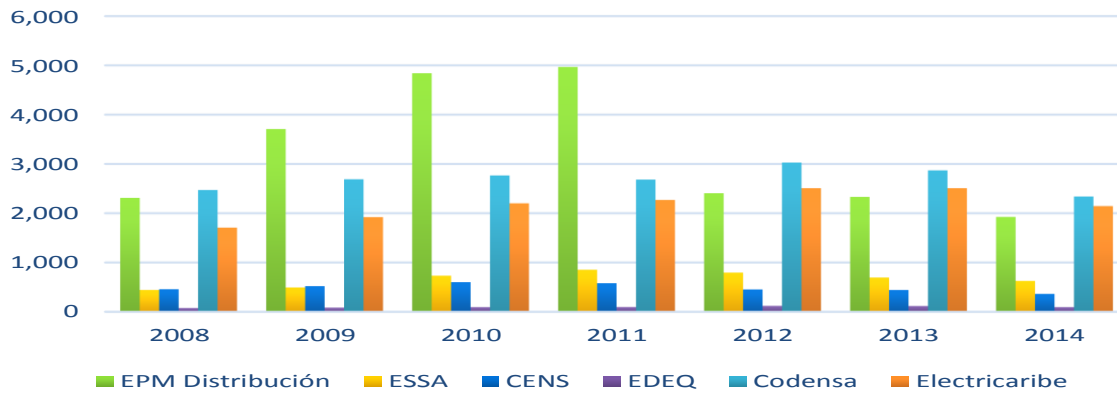


<sup>3</sup> EPM Distribución cambió la metodología contable a partir del año 2013 (incluía la actividad de Transmisión)

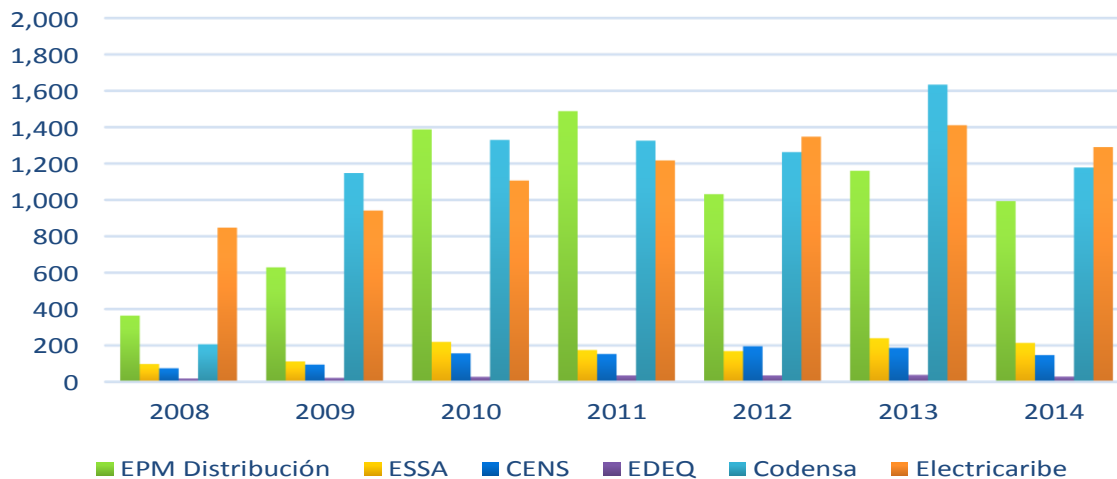
## Utilidad Neta



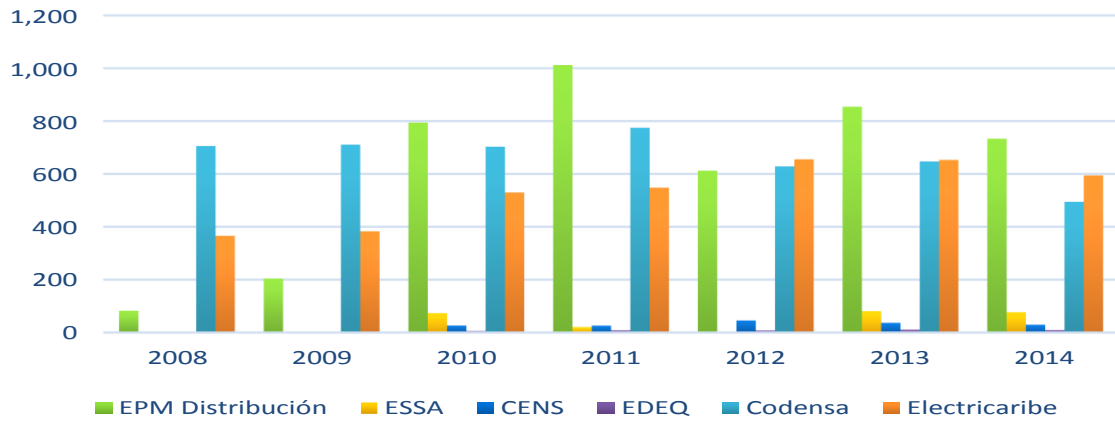
## Activos



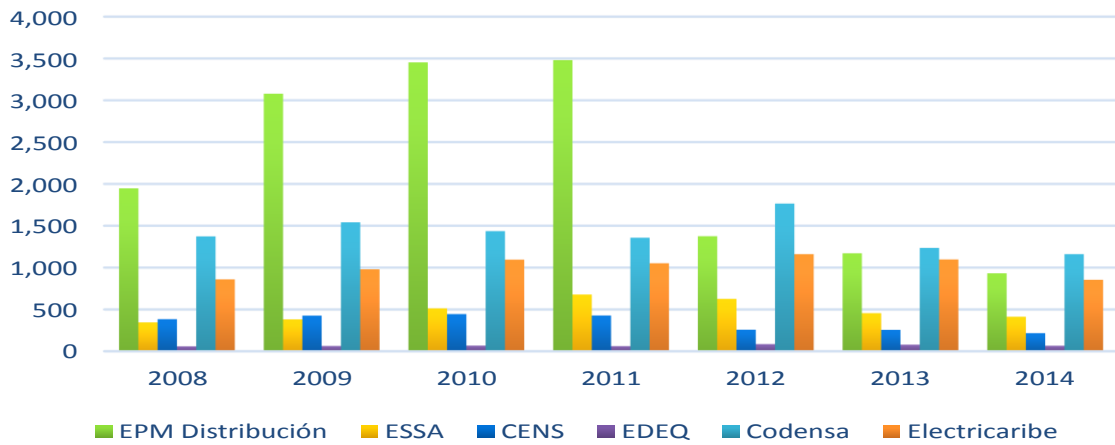
## Pasivos



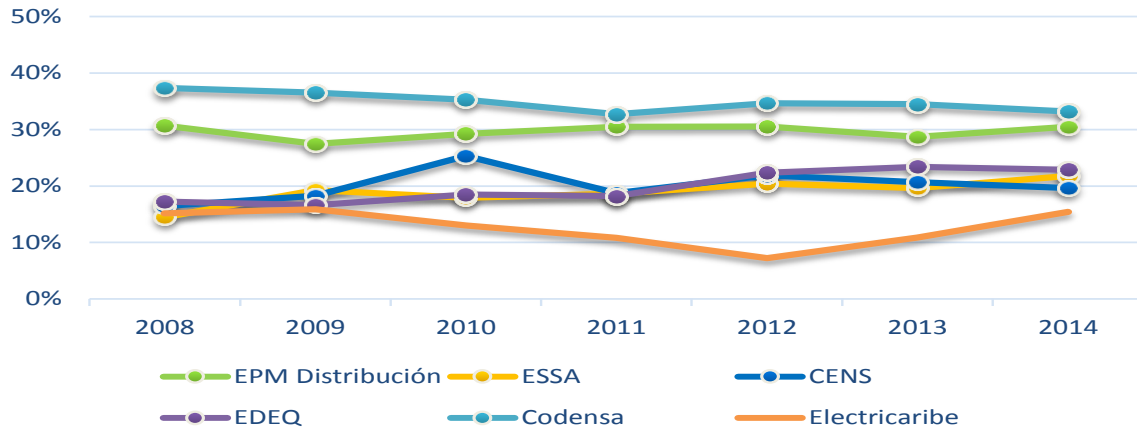
### Pasivo Financiero



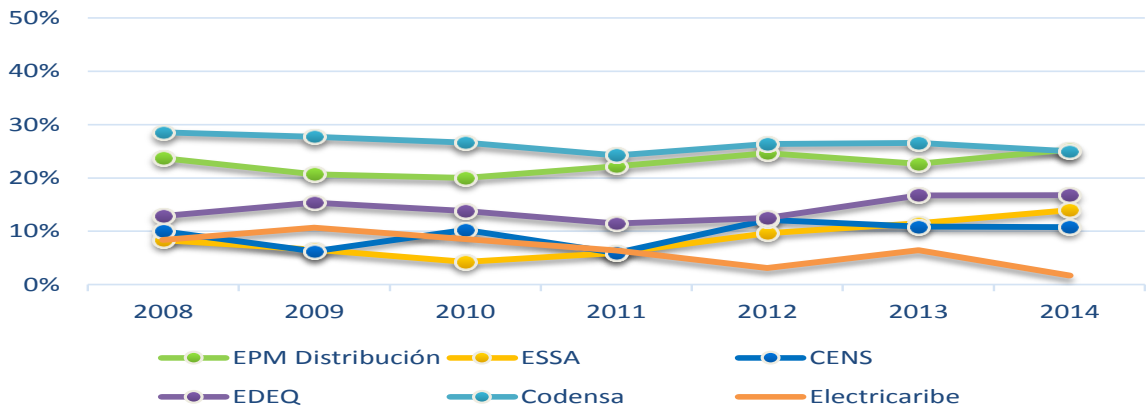
### Patrimonio



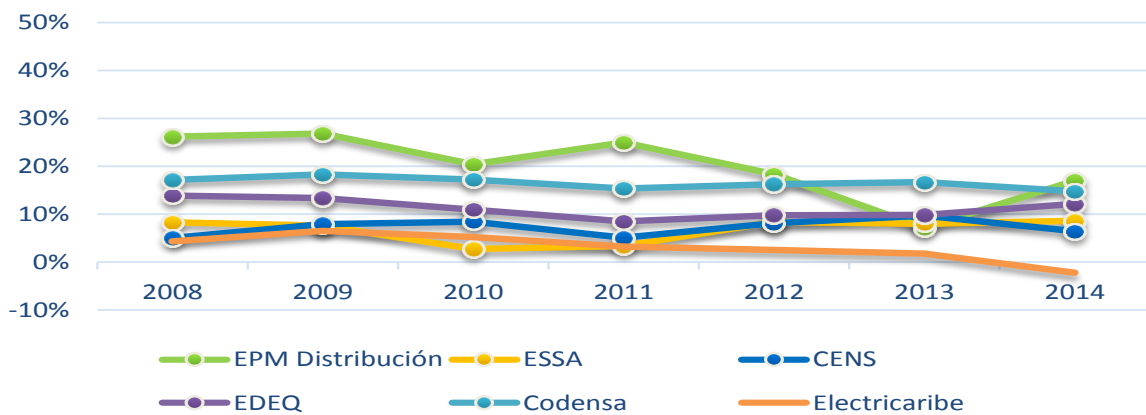
### Margen Ebitda



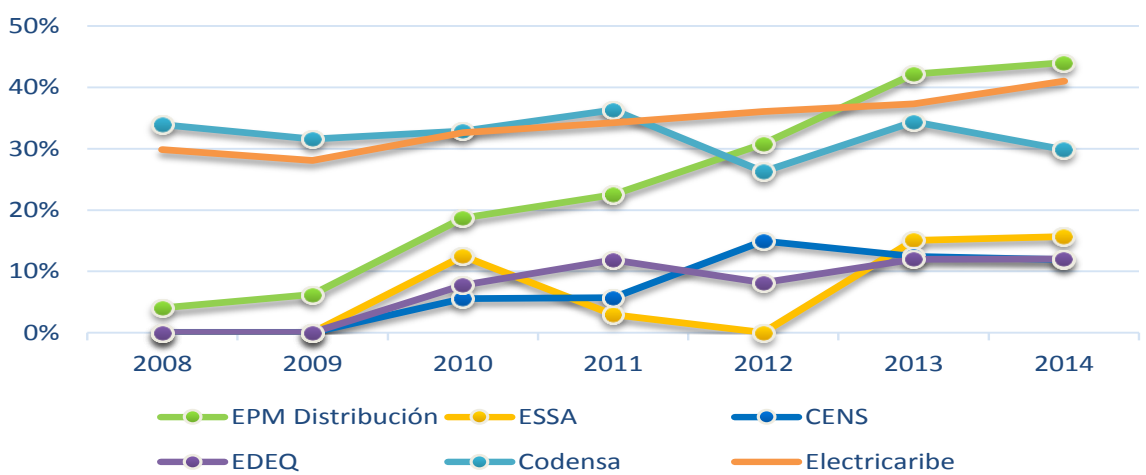
### Margen Operativo

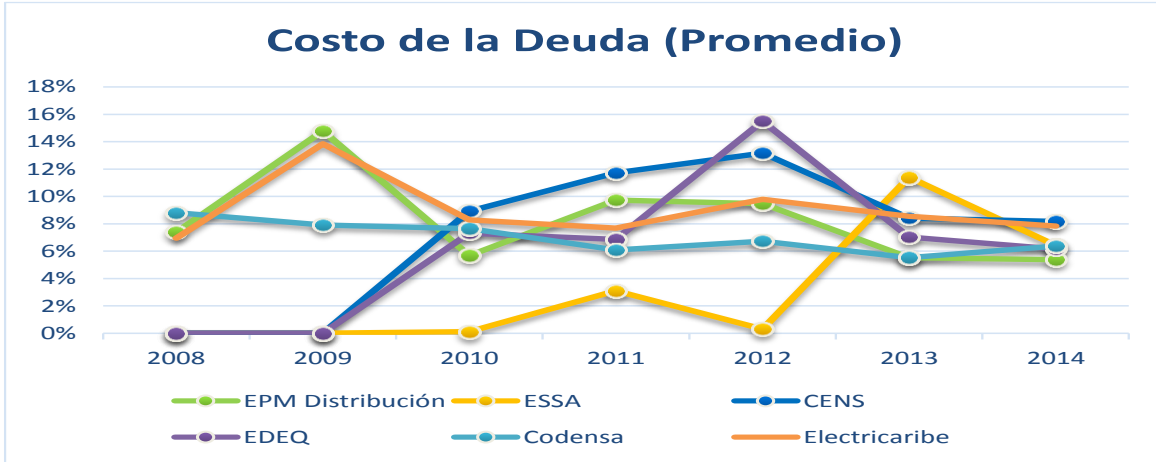


### Margen Neto

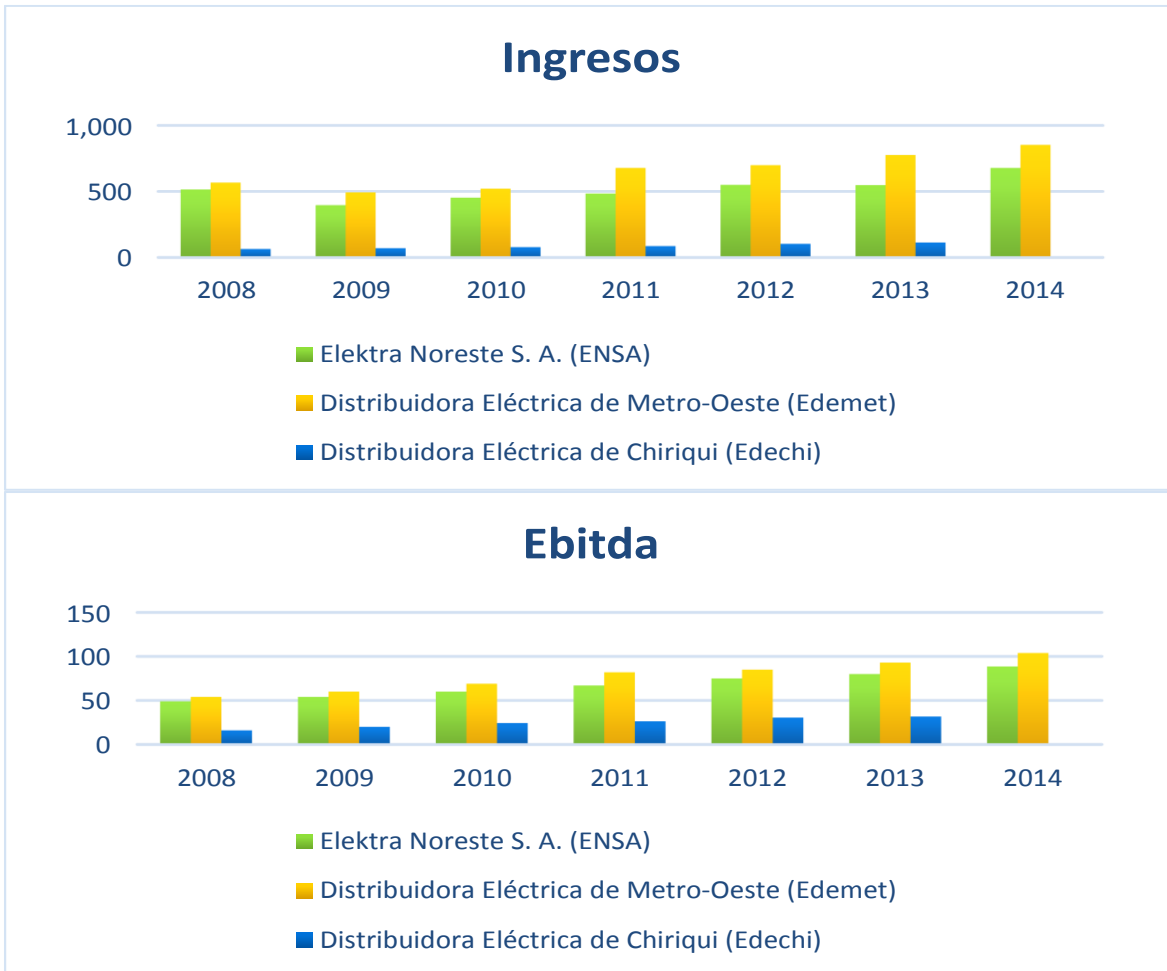


### Grado de Apalancamiento



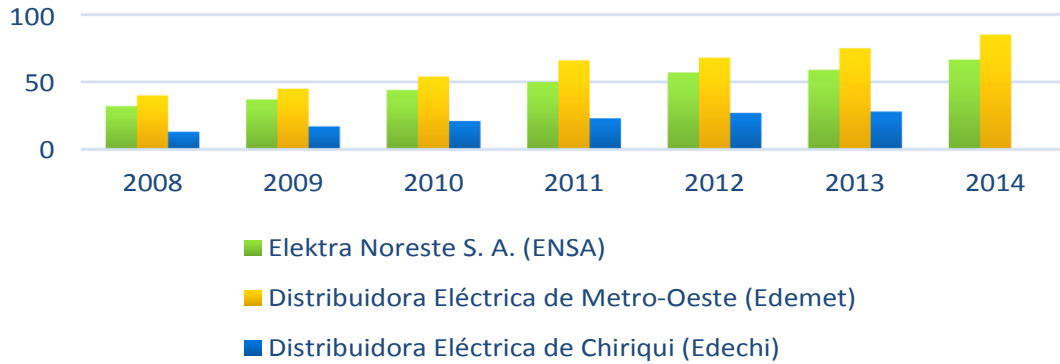


## 8.2 Empresas Panameñas (Millones de USD)<sup>4</sup>

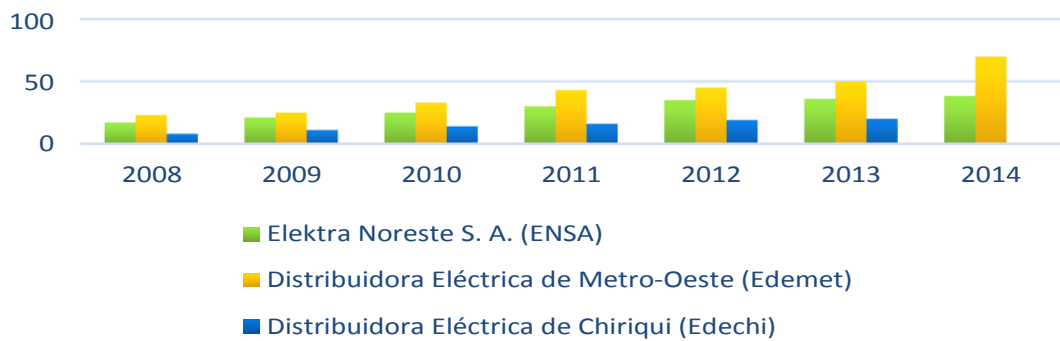


<sup>4</sup> No se obtuvo información financiera de Edechi del año 2014

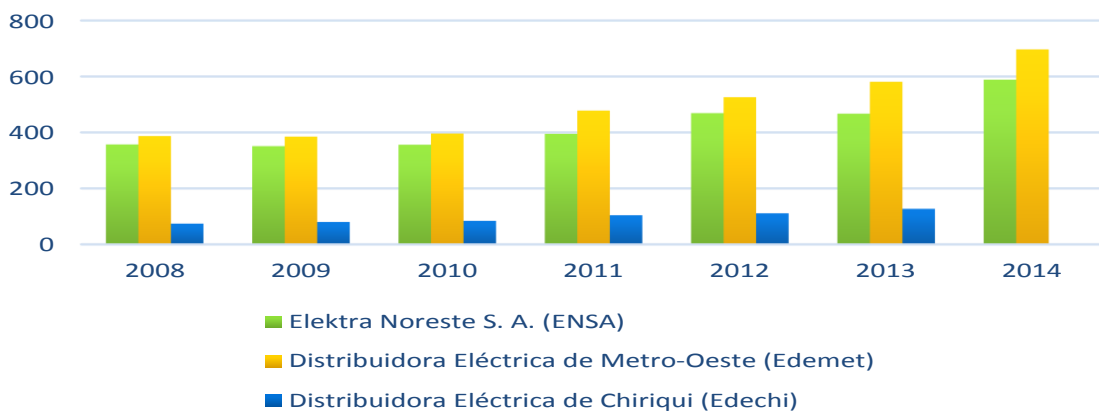
## Utilidad Operativa



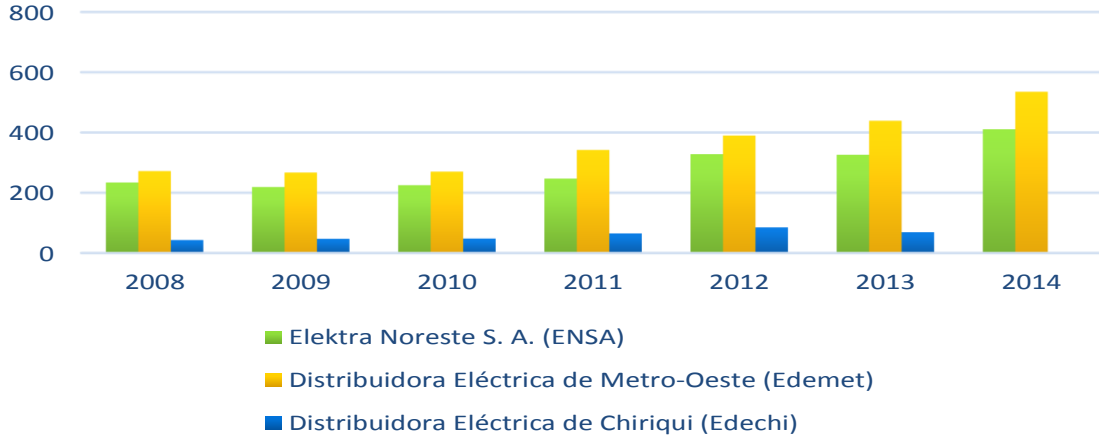
## Utilidad Neta



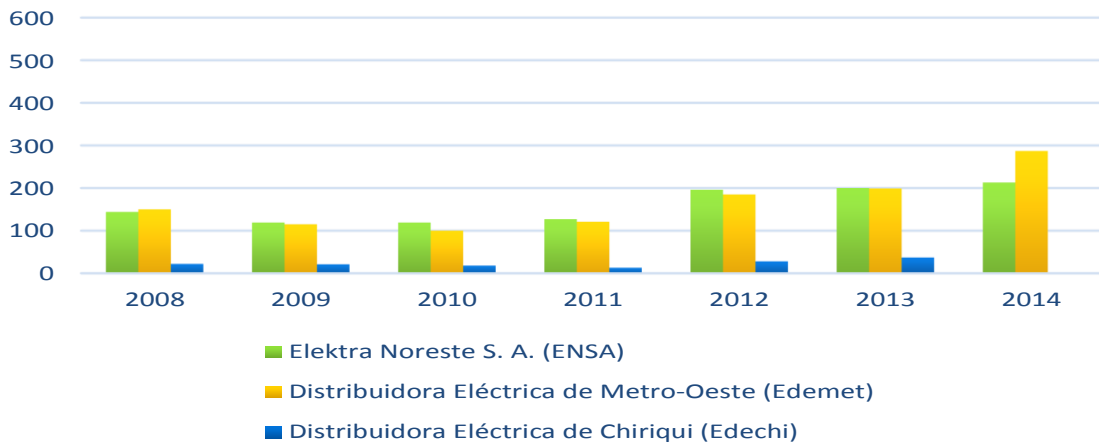
## Activos



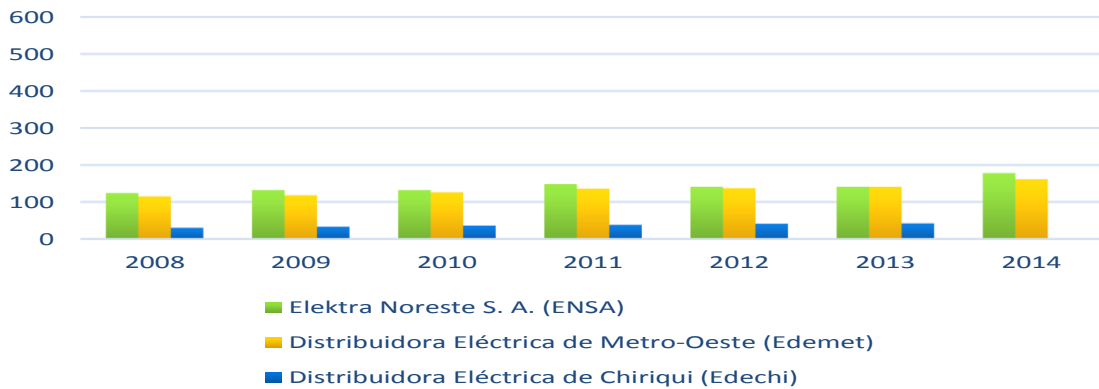
## Pasivos

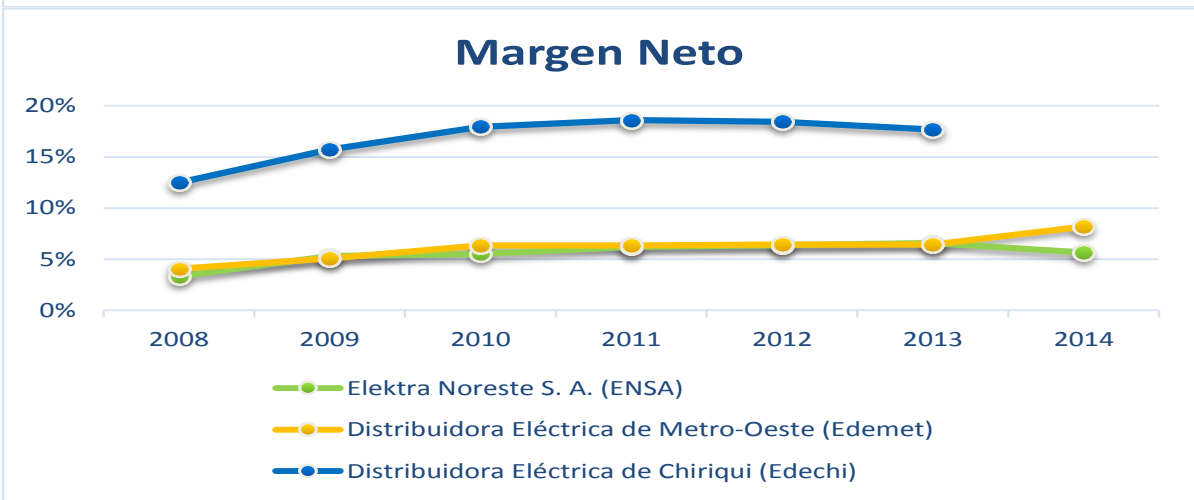
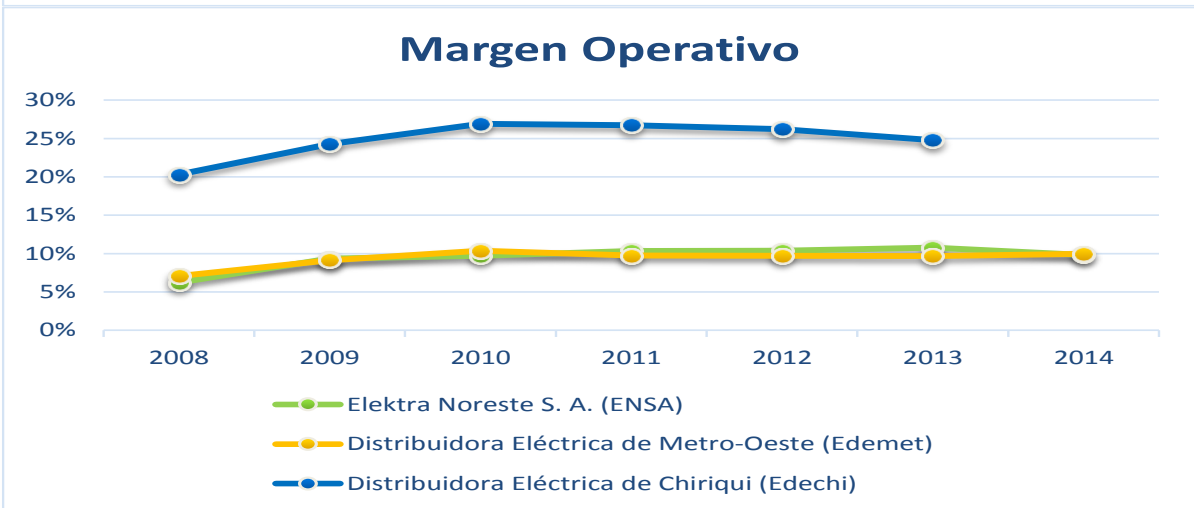
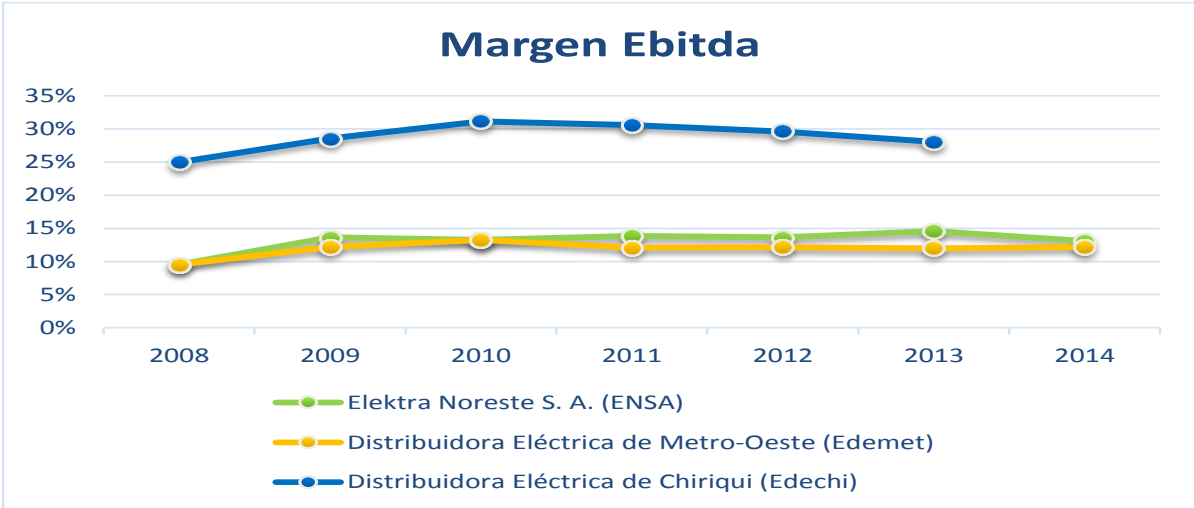


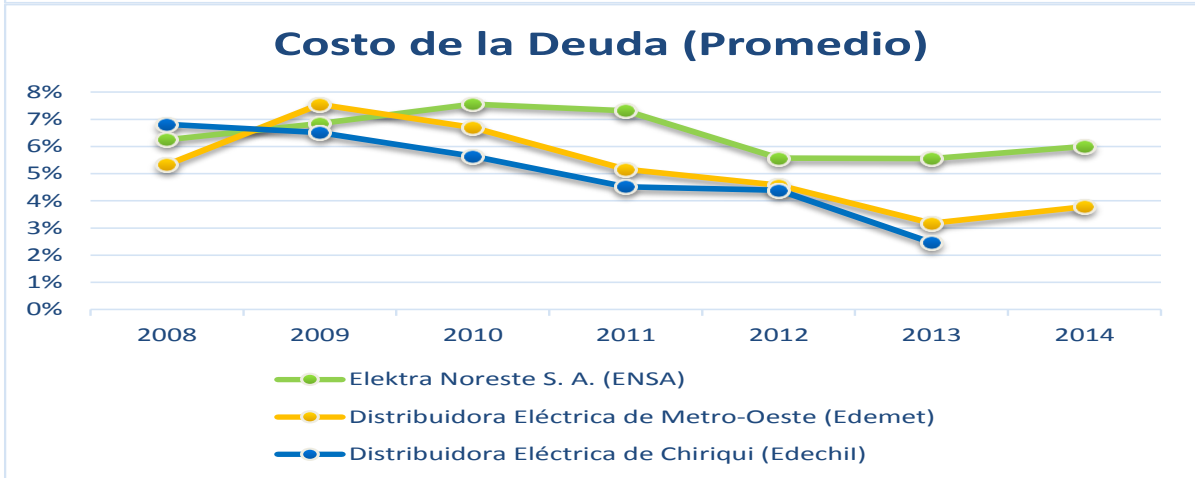
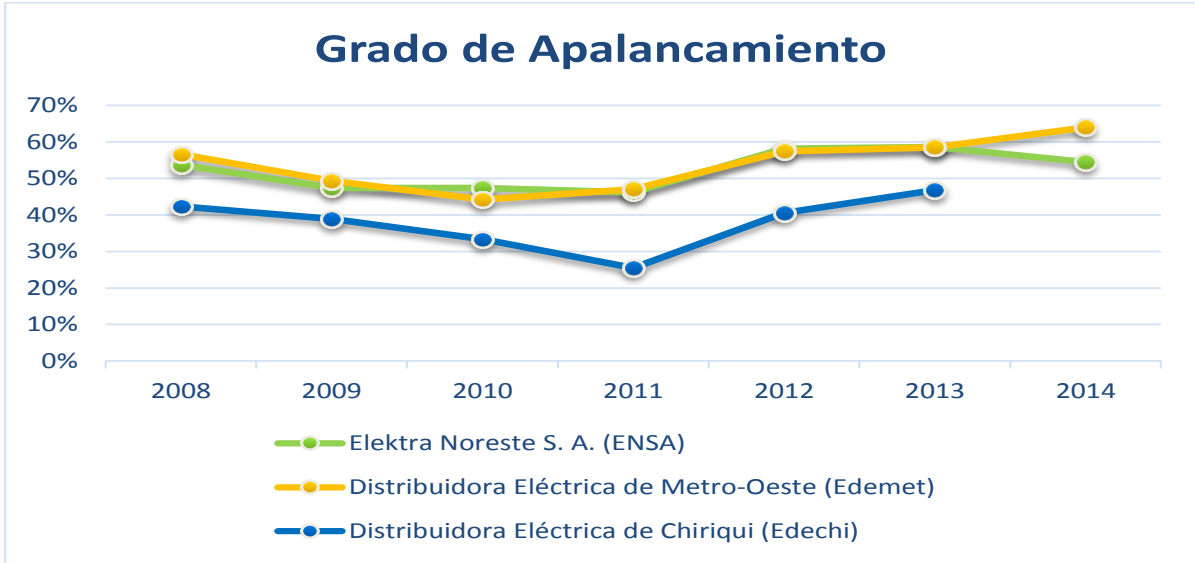
## Pasivo Financiero



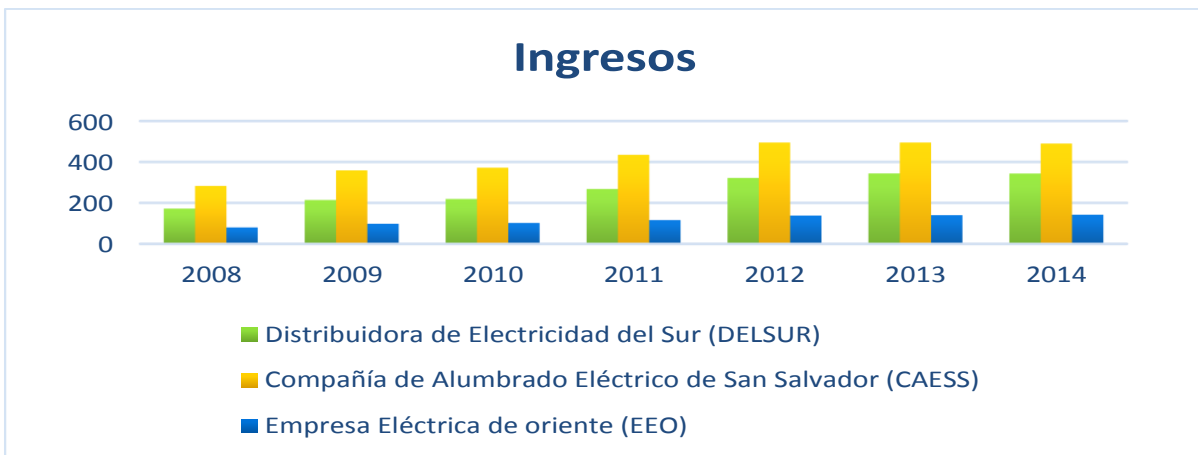
## Patrimonio



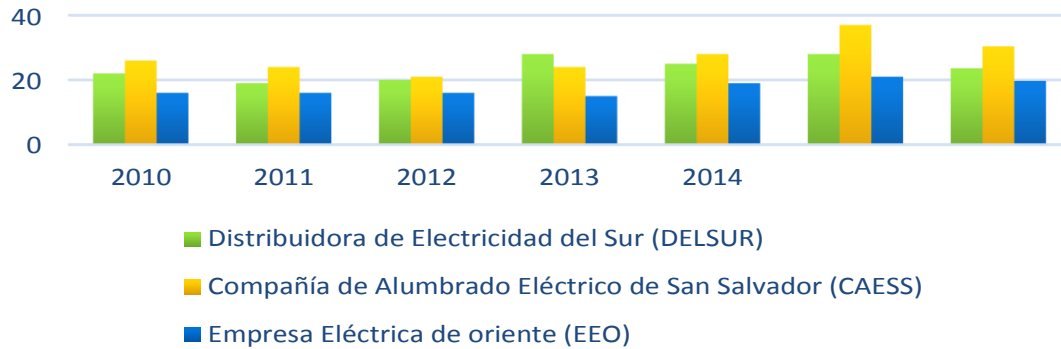




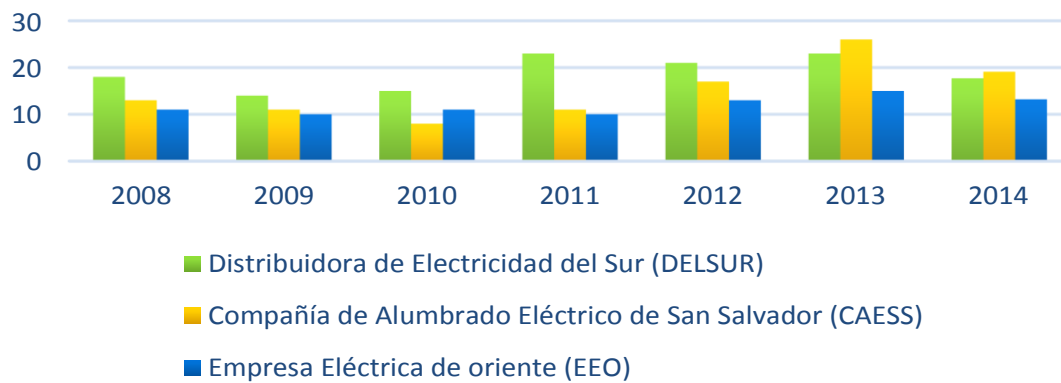
### 8.3 Empresas Salvadoreñas (Millones de USD)



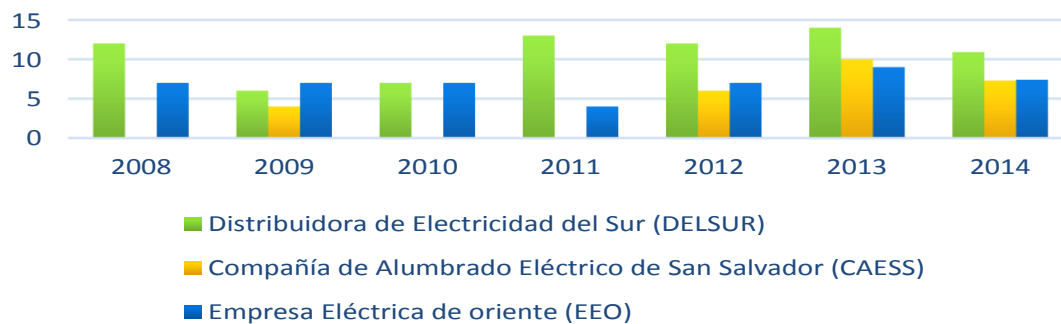
## Ebitda



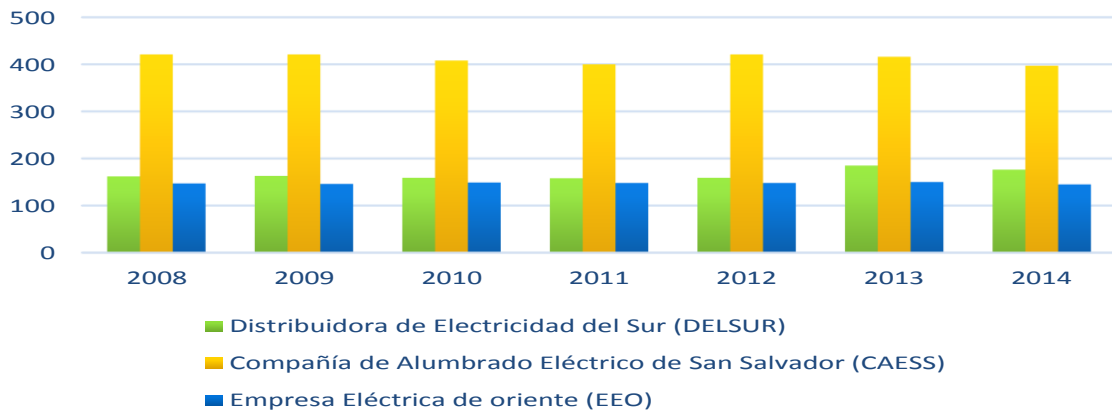
## Utilidad Operativa



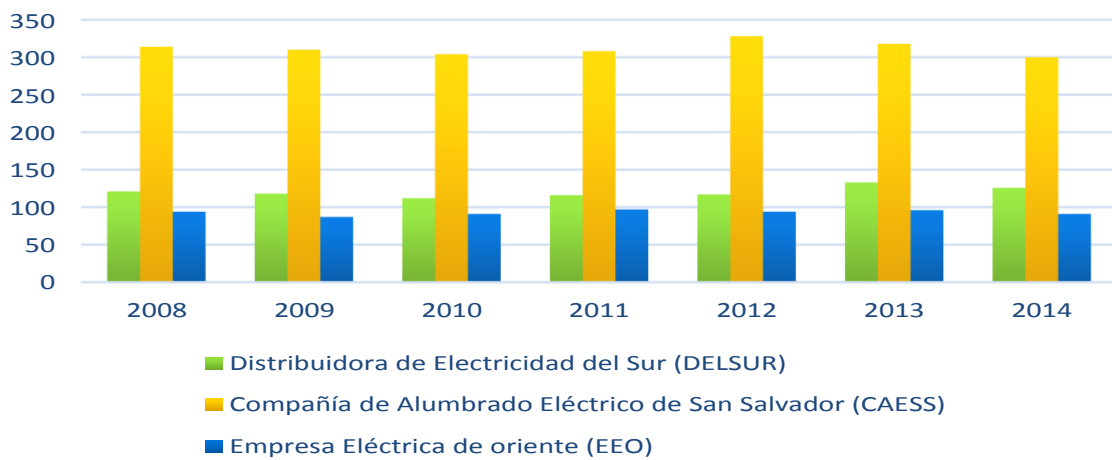
## Utilidad Neta



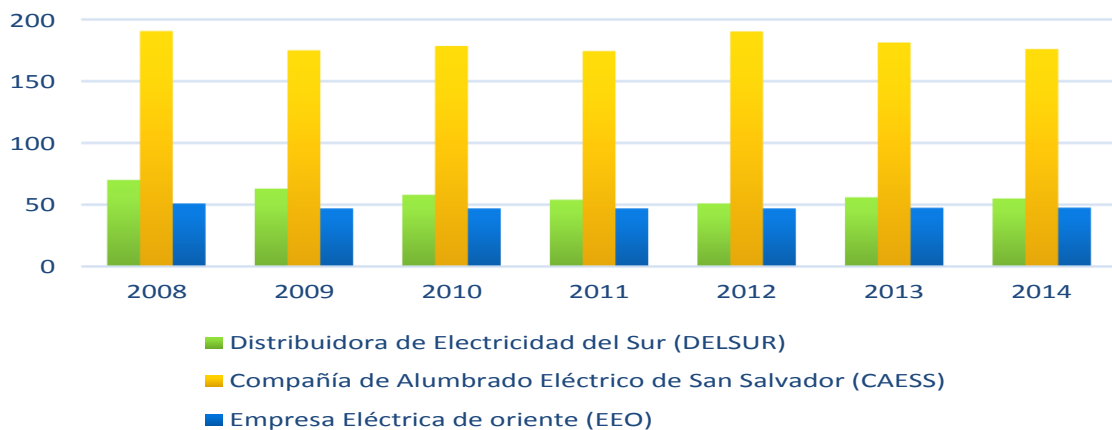
## Activos



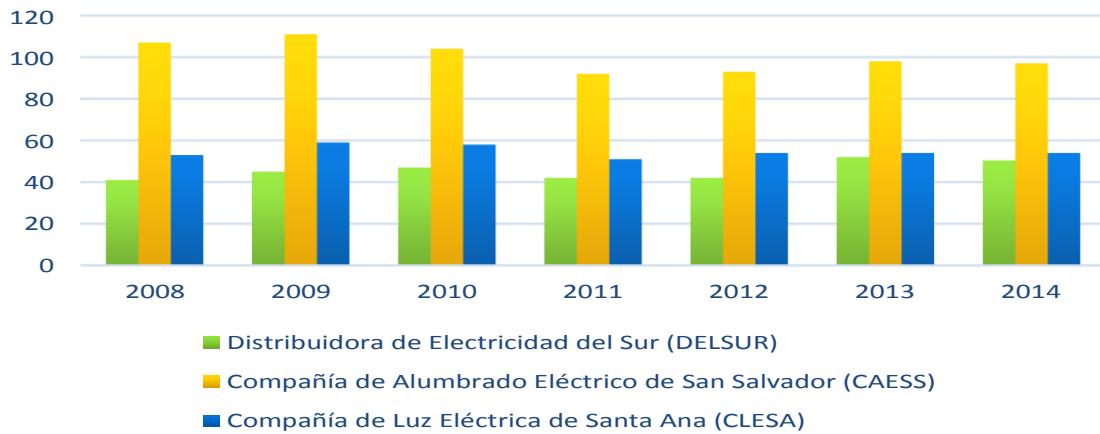
## Pasivos



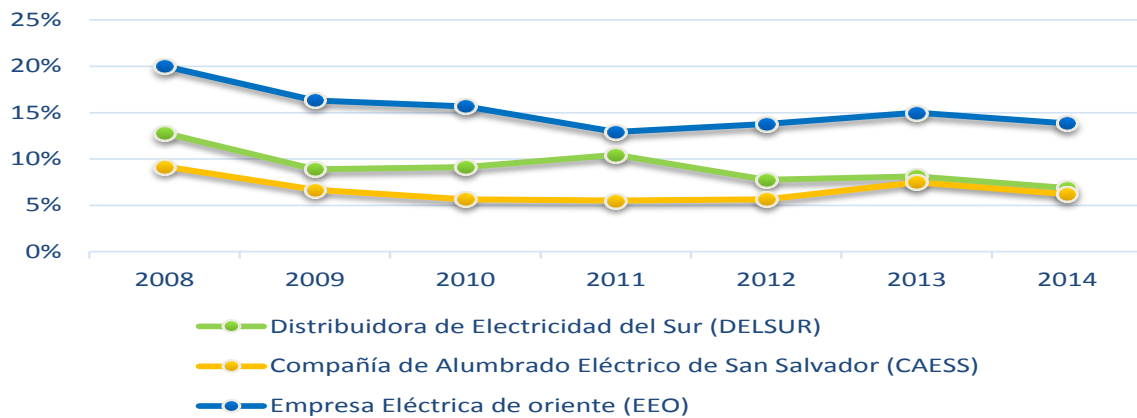
## Pasivo Financiero



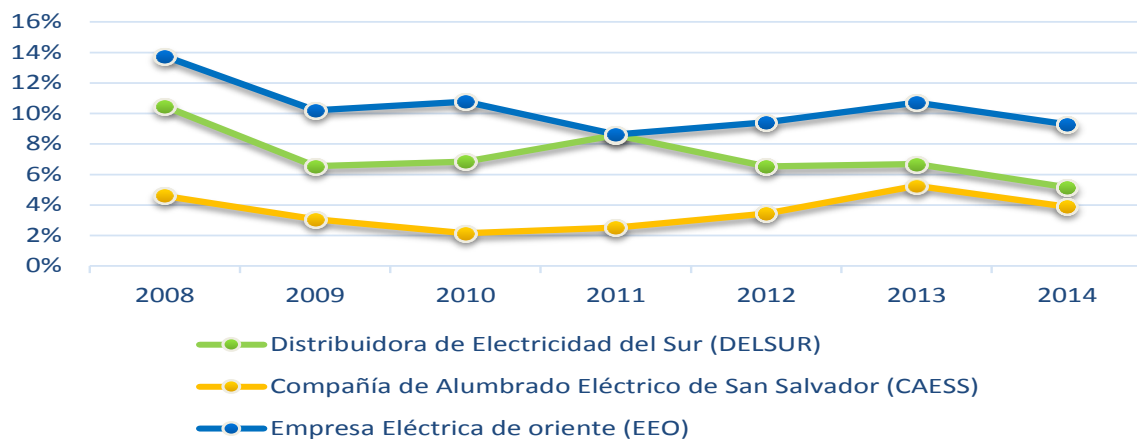
### Patrimonio



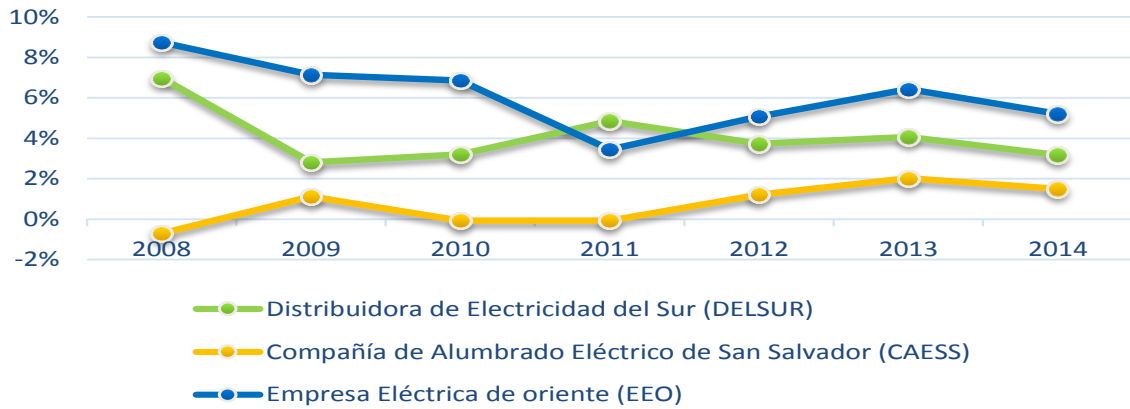
### Margen Ebitda



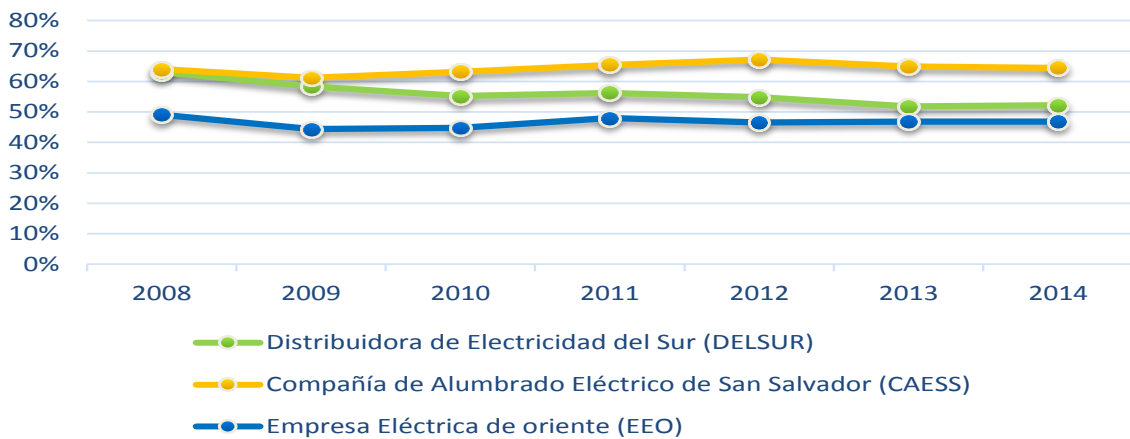
### Margen Operativo



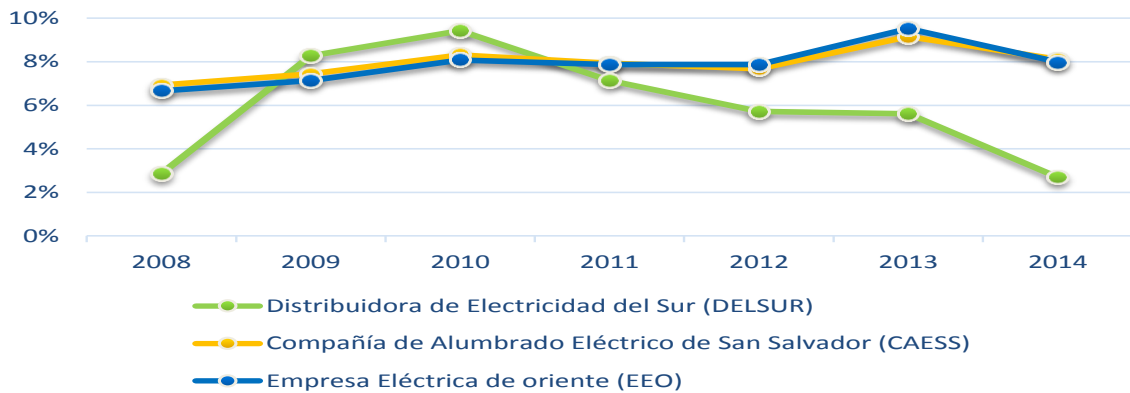
### Margen Neto



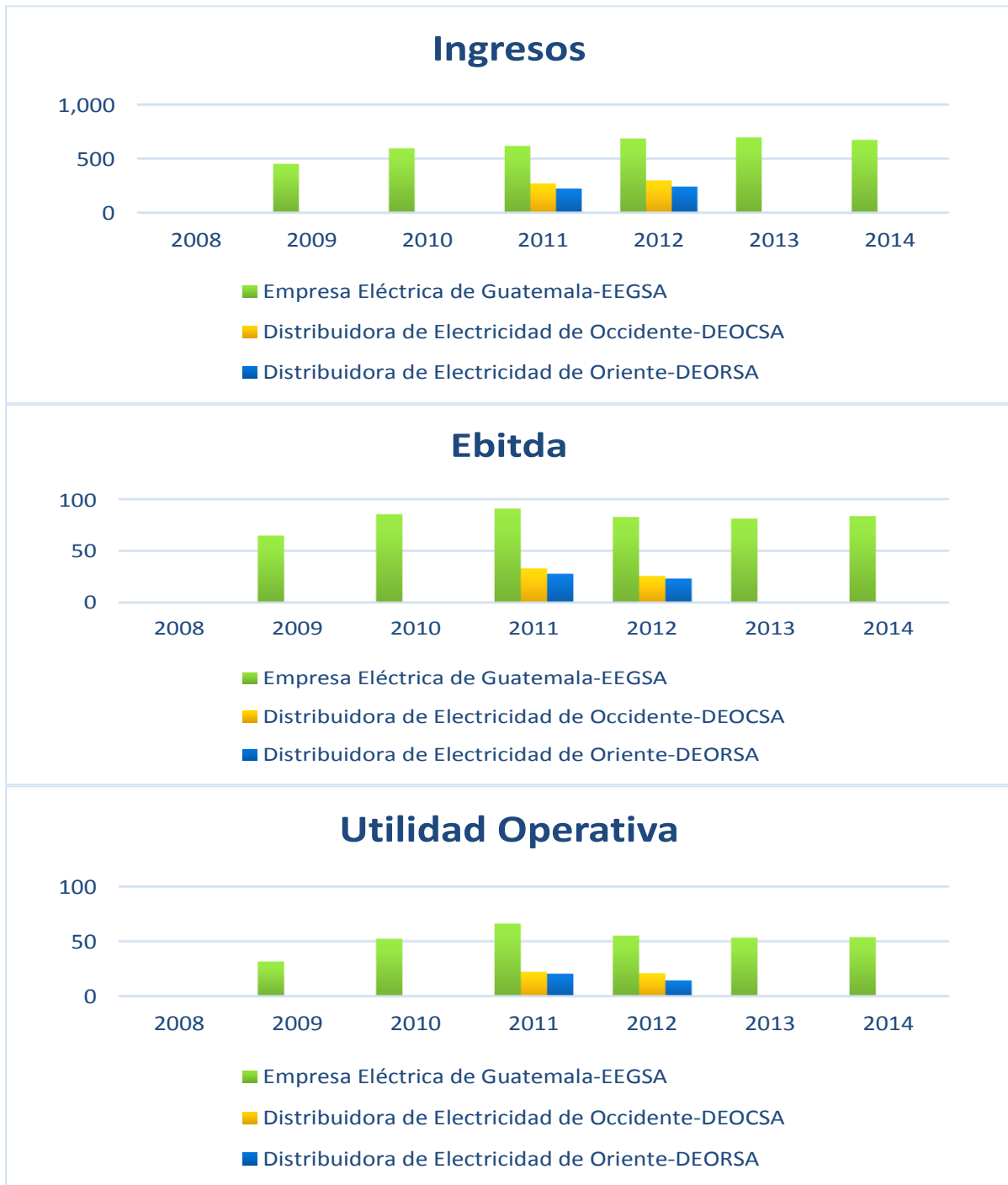
### Grado de Apalancamiento



### Costo de la Deuda (Promedio)

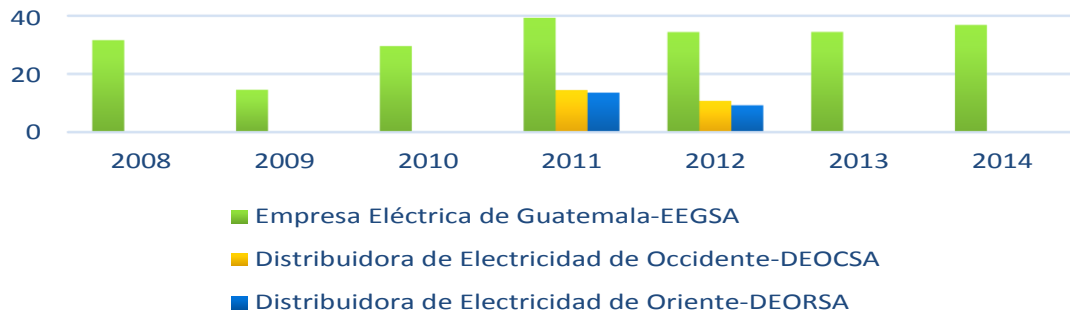


## 8.4 Empresas Guatemaltecas (Millones de USD)<sup>5</sup>

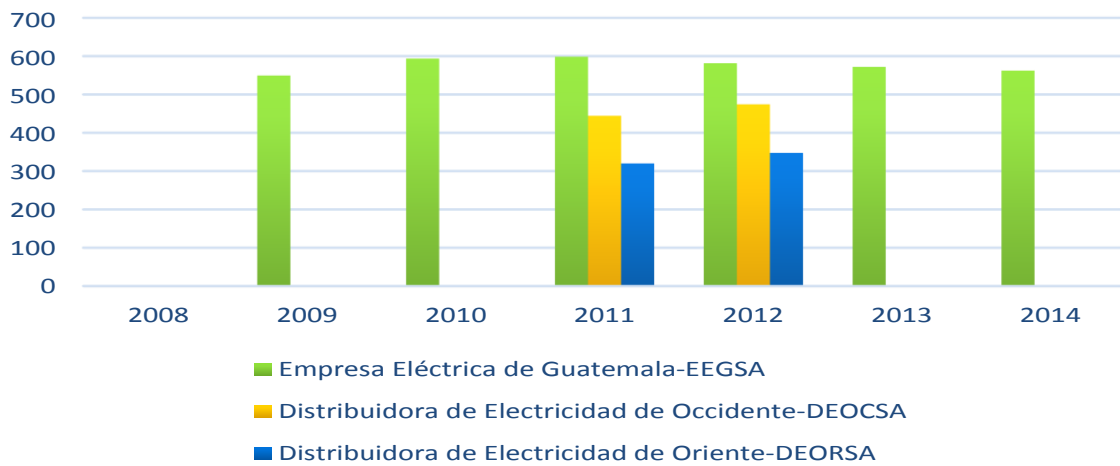


<sup>5</sup> No se pudo obtener información financiera de Eegsa del año 2008 e información financiera de Deocsa y Deorsa por los años 2008 a 2010 y para los años 2013 a 2014.

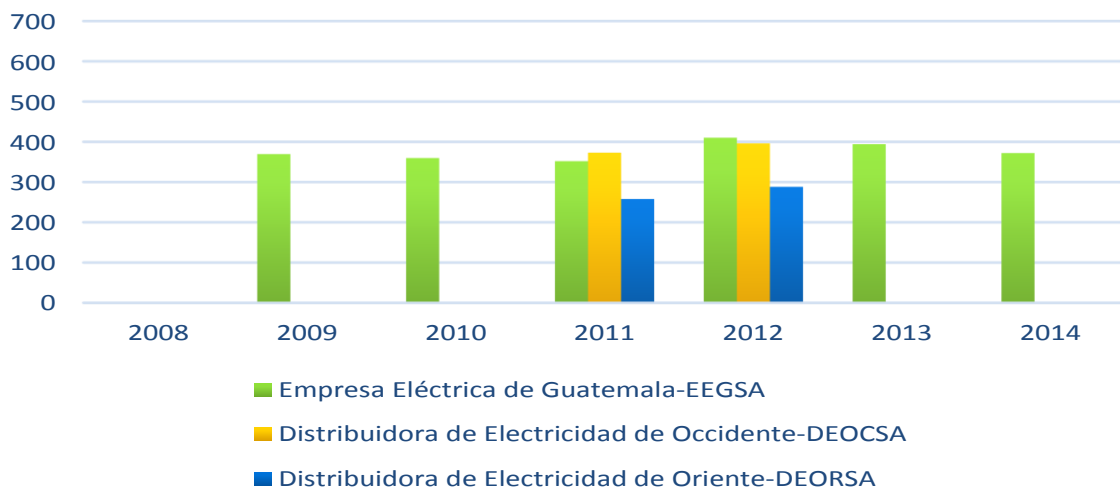
## Utilidad Neta



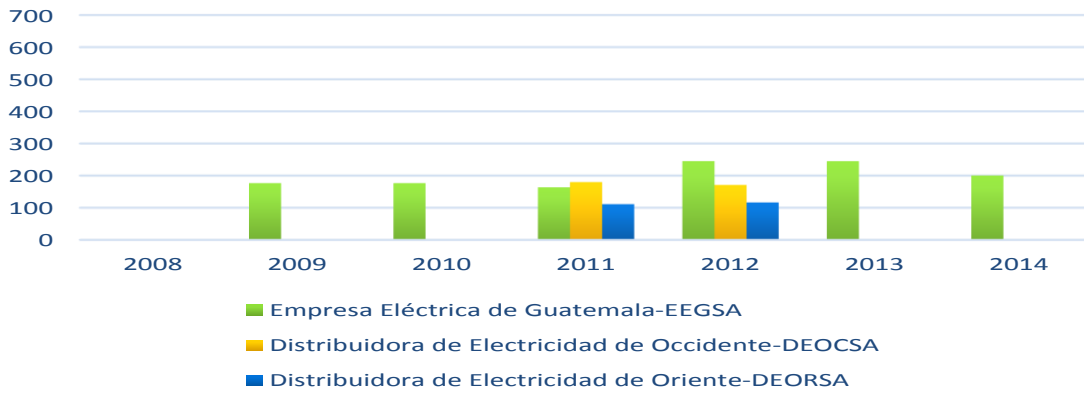
## Activos



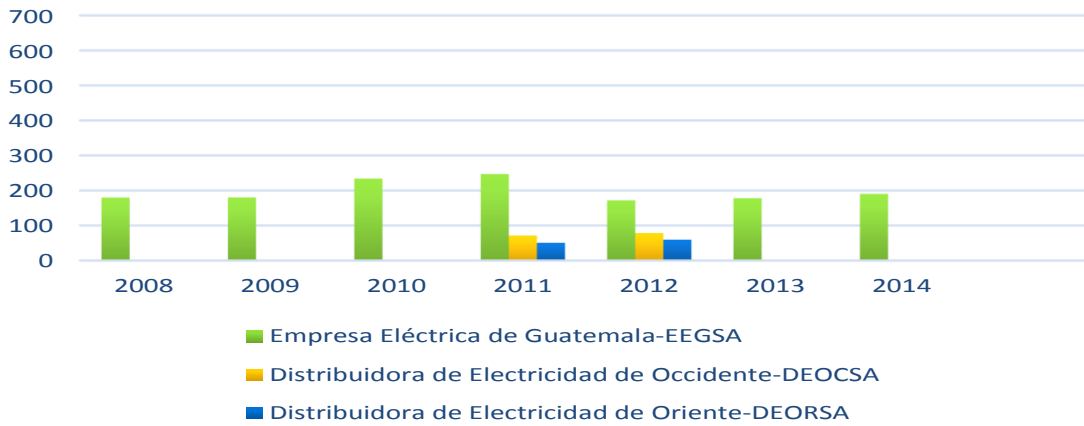
## Pasivos



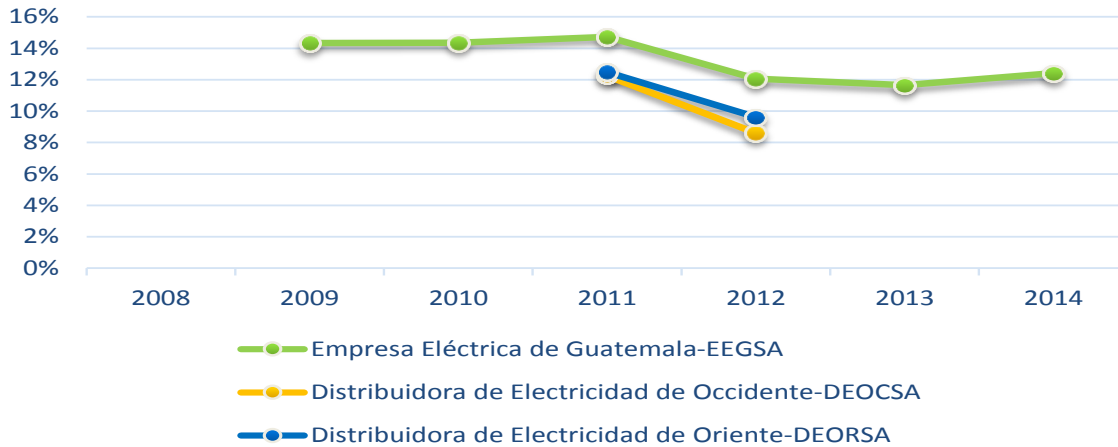
### Pasivo Financiero



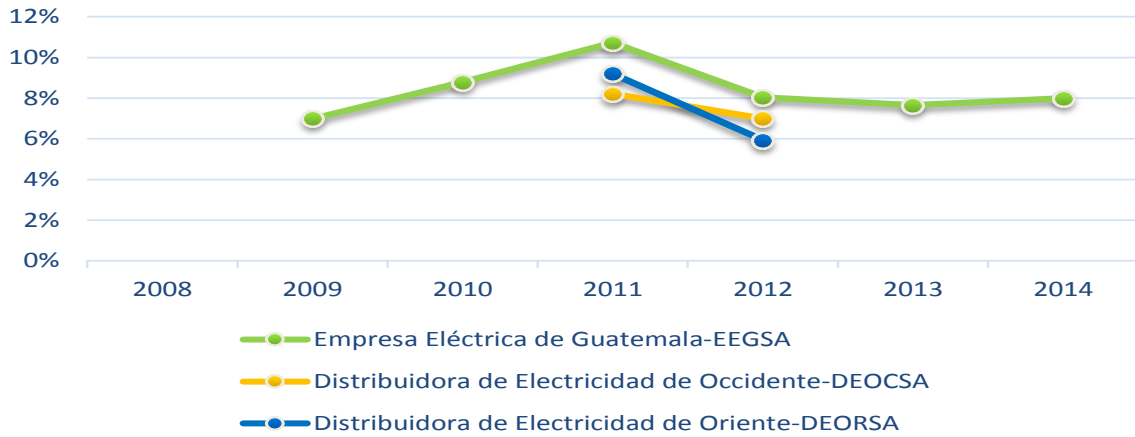
### Patrimonio



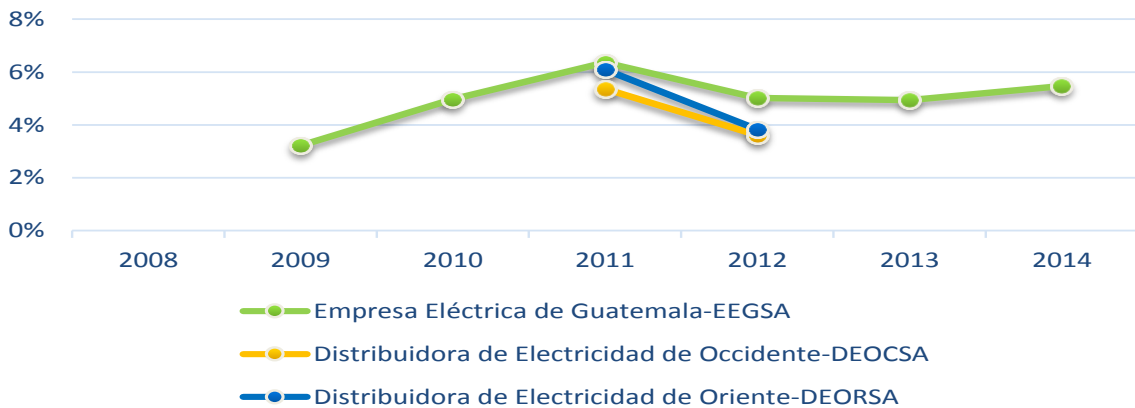
### Margen Ebitda



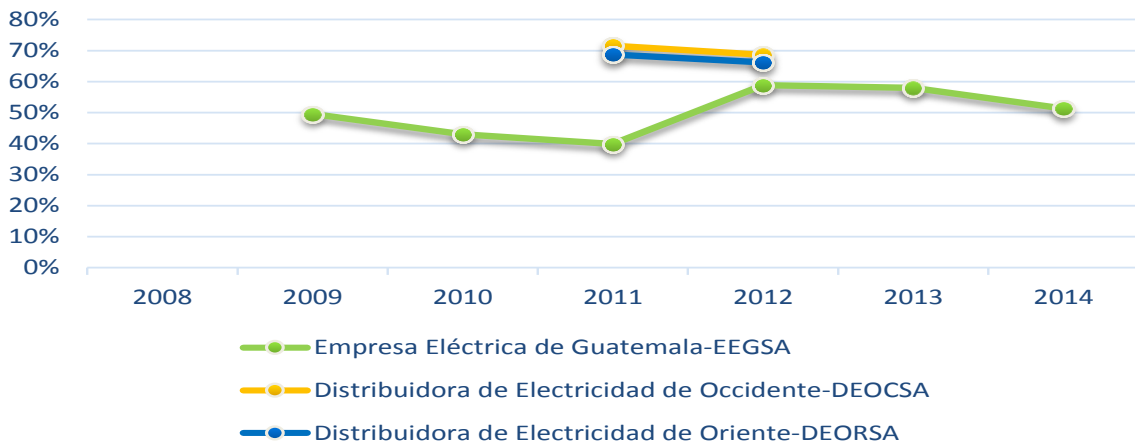
### Margen Operativo

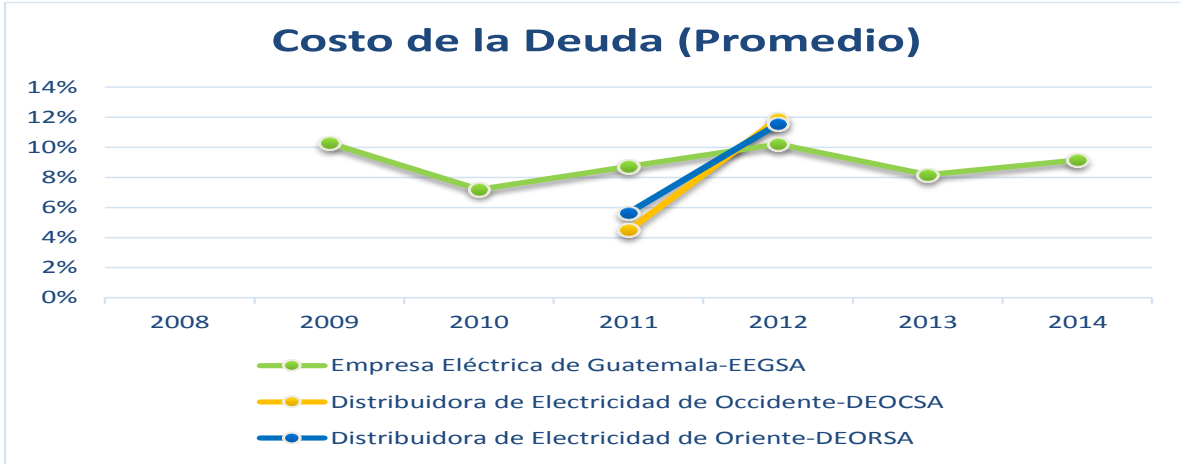


### Margen Neto

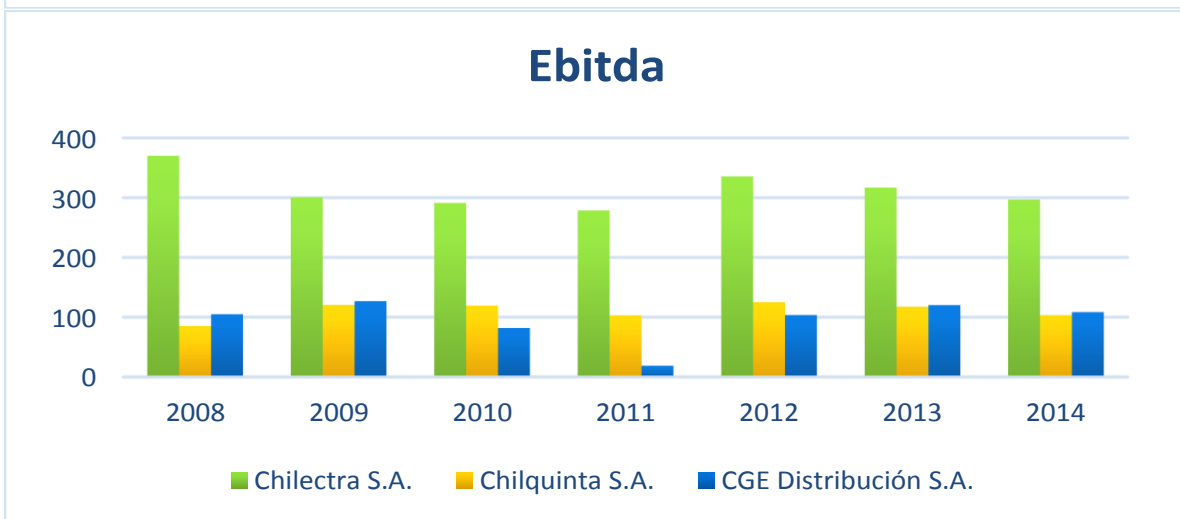
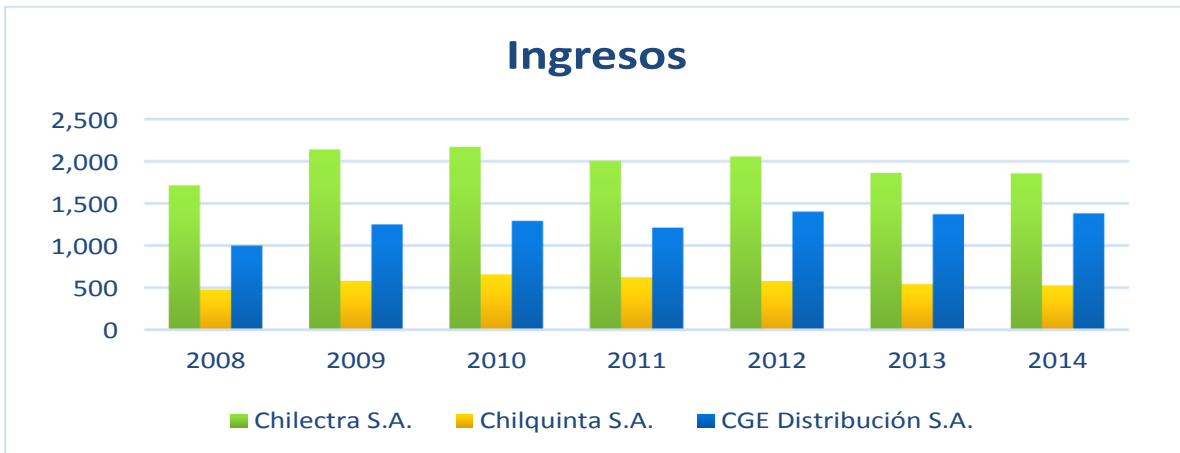


### Grado de Apalancamiento

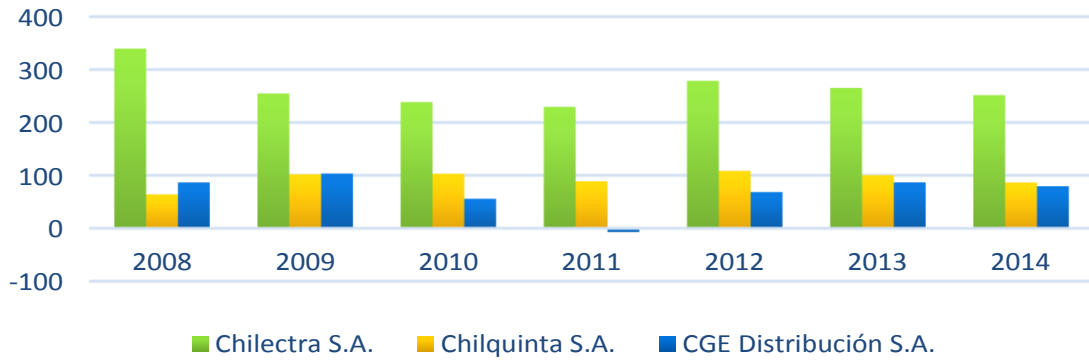




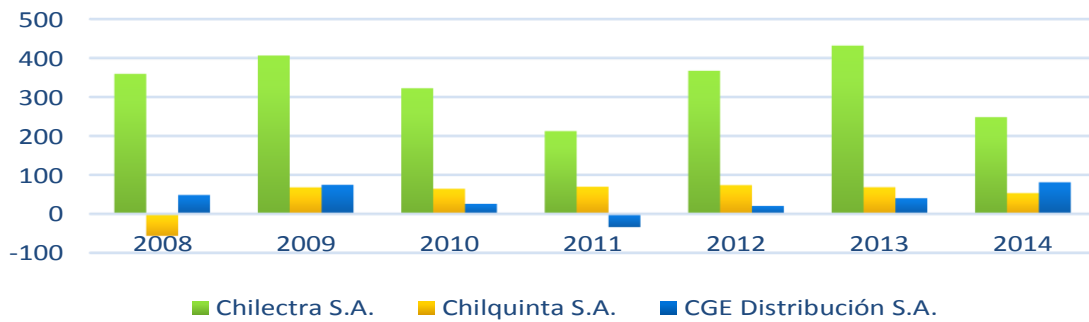
## 8.5 Empresas Chilenas (Millones de USD)



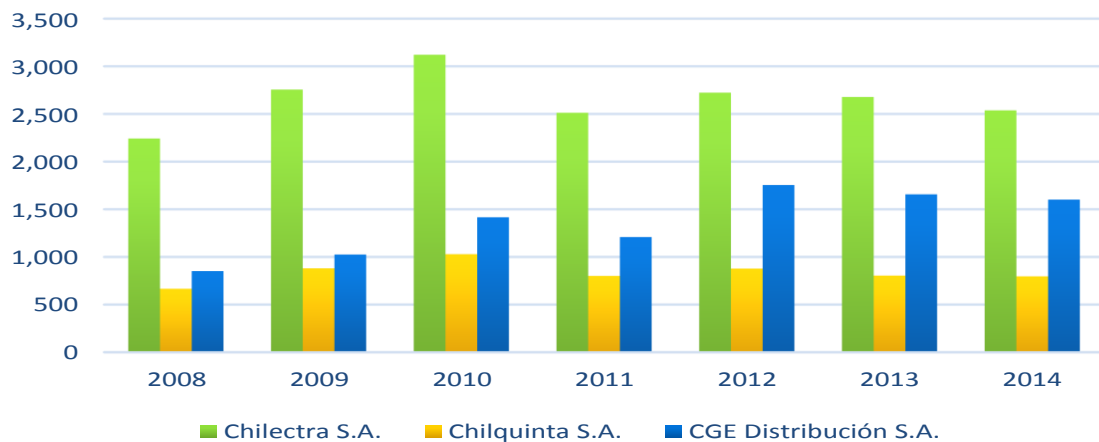
## Utilidad Operativa

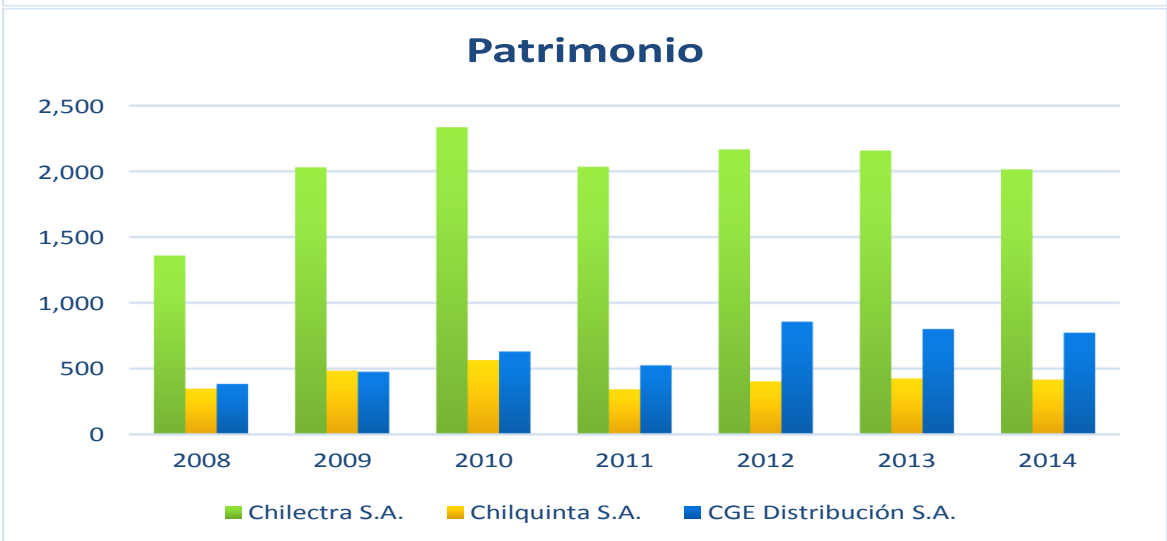
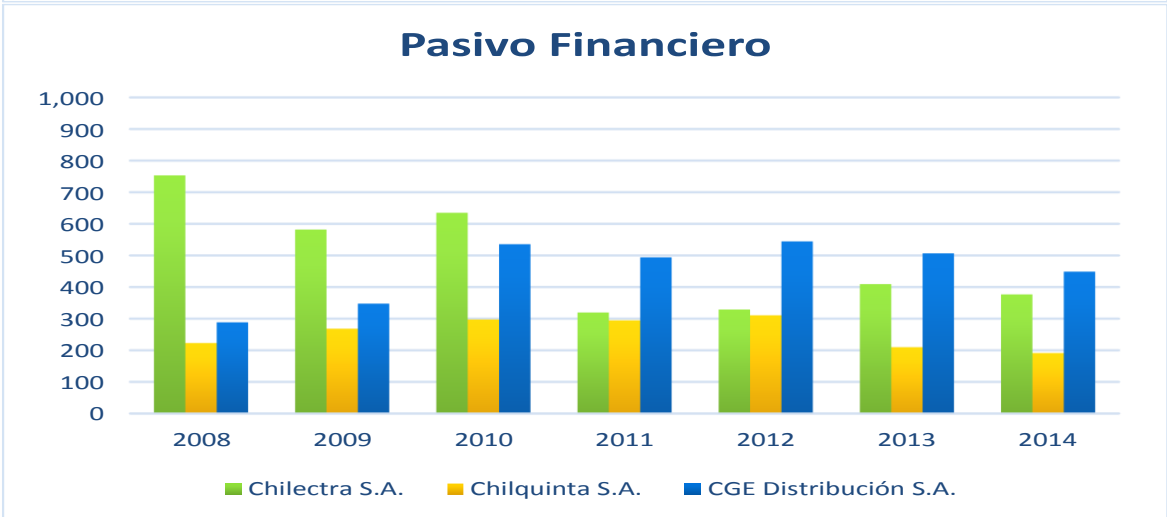
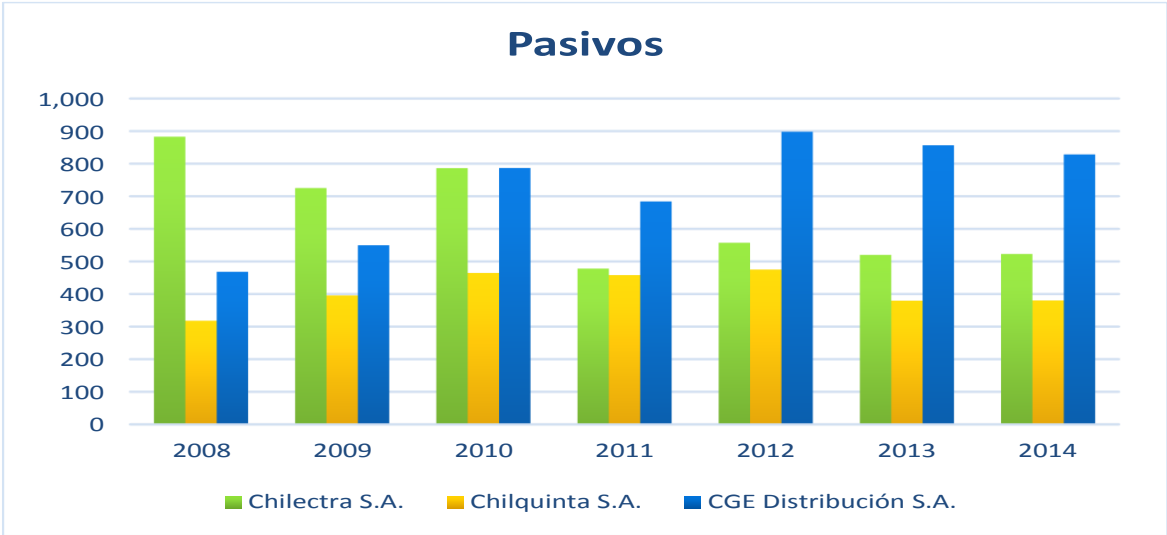


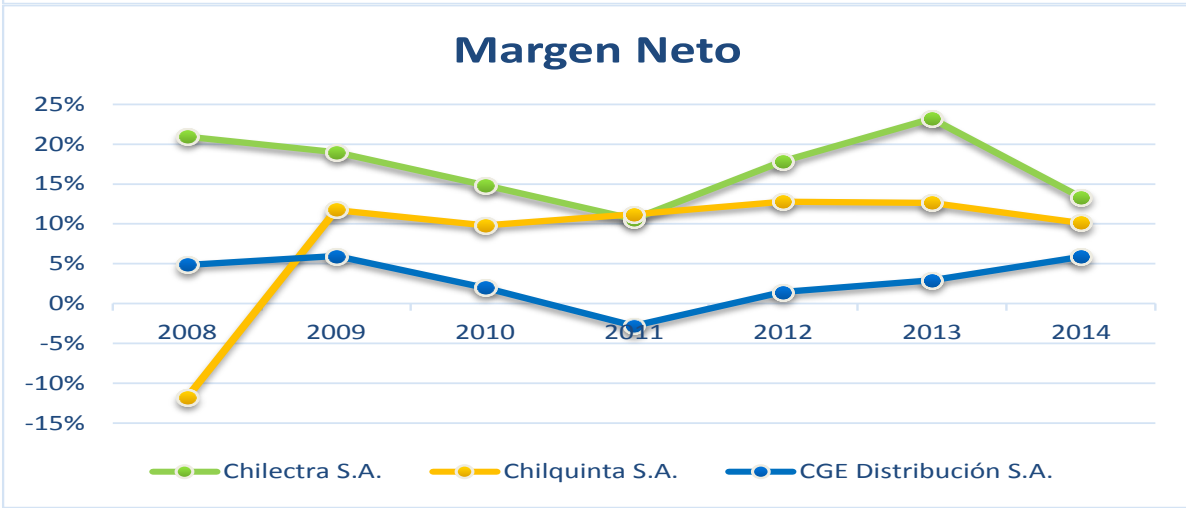
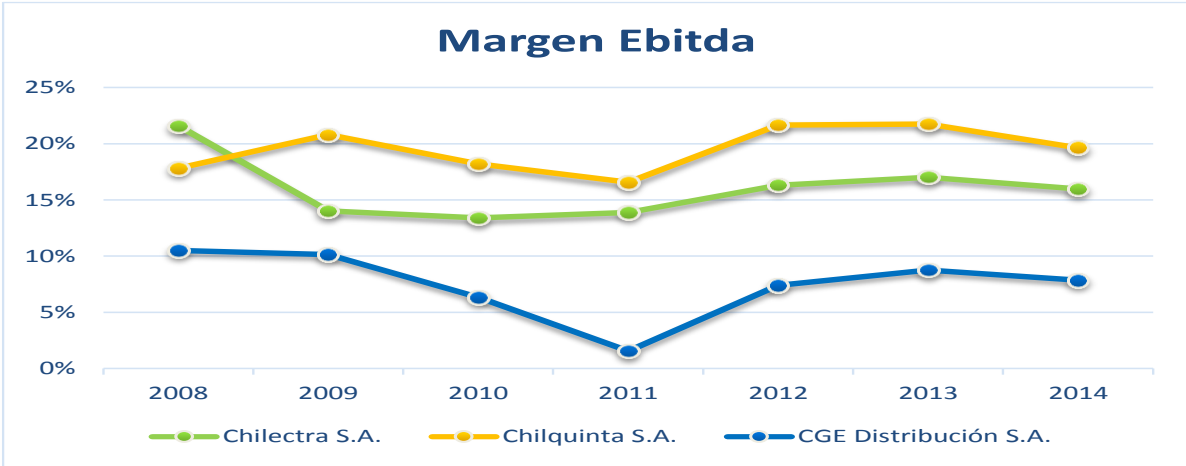
## Utilidad Neta

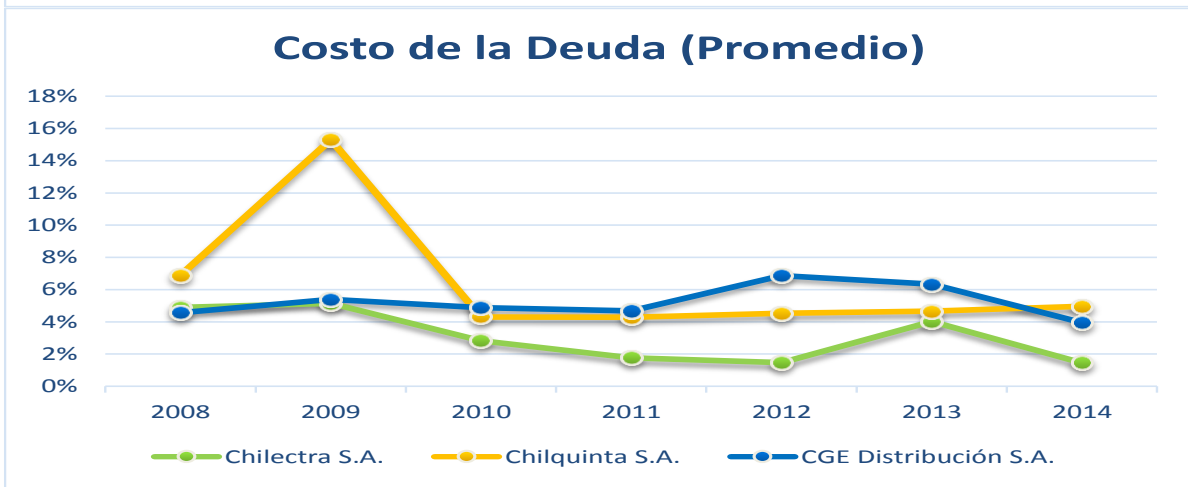
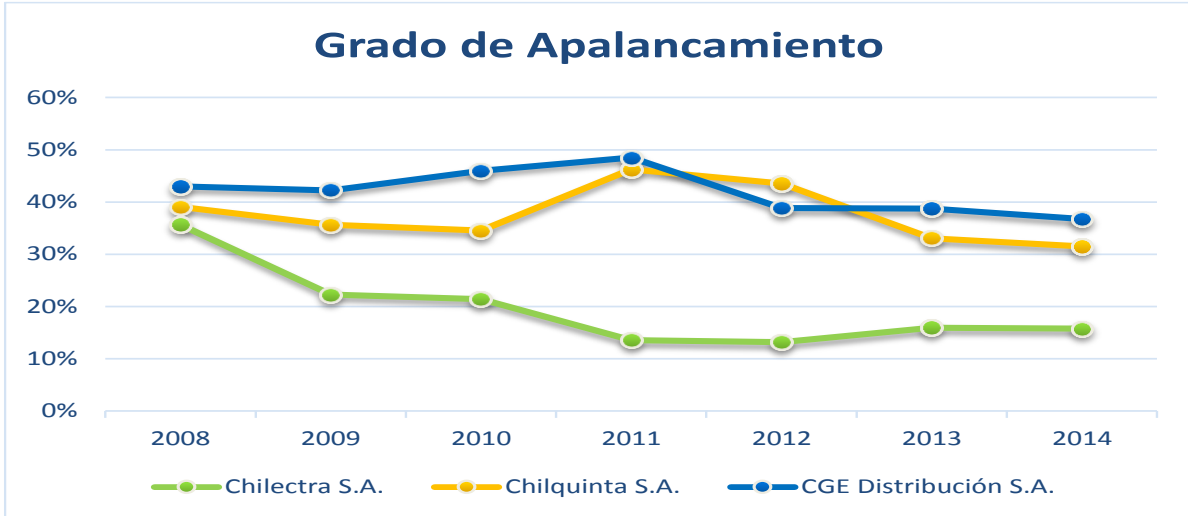


## Activos

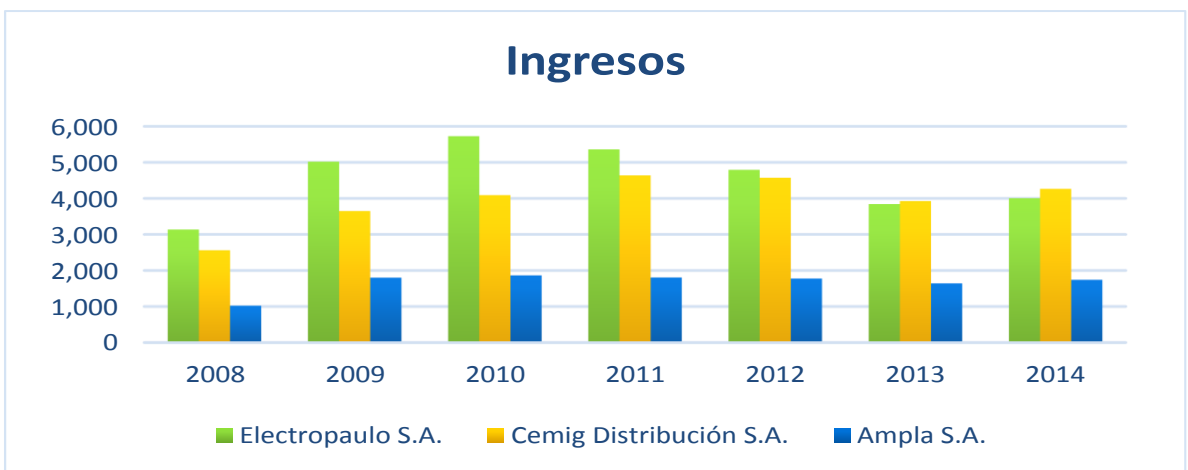




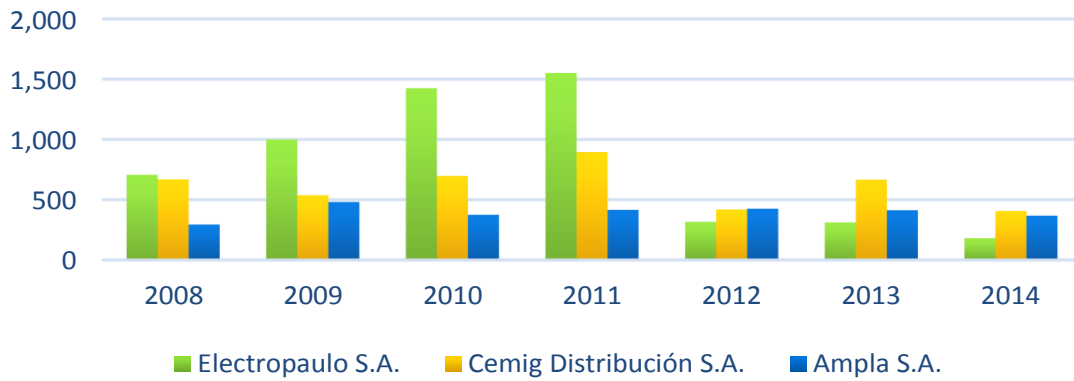




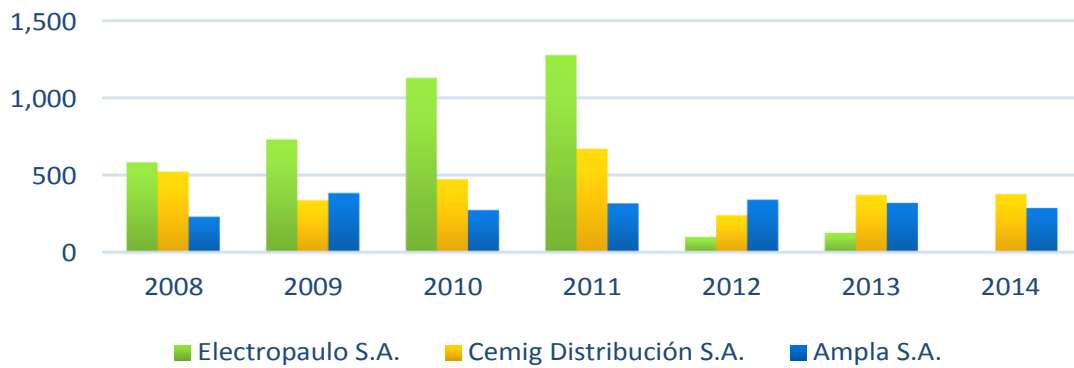
## 8.6 Empresas Brasileñas (Millones de USD)



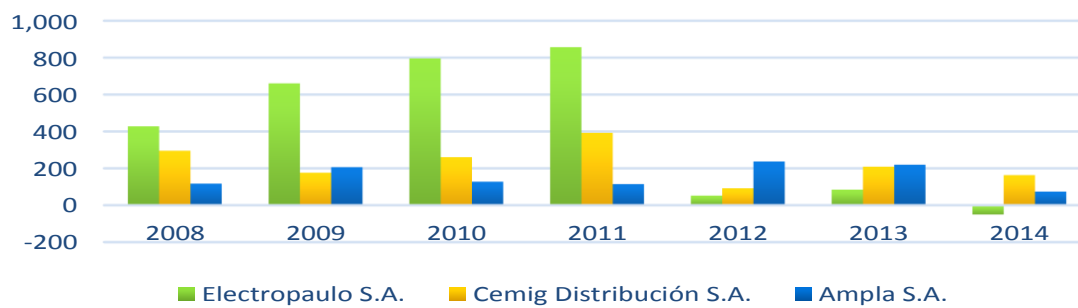
## Ebitda

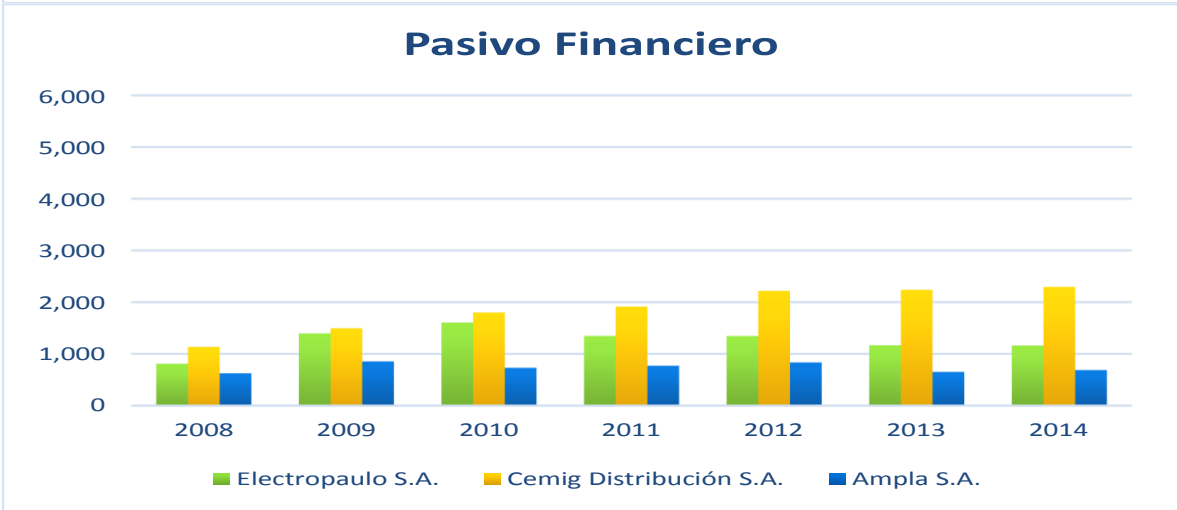
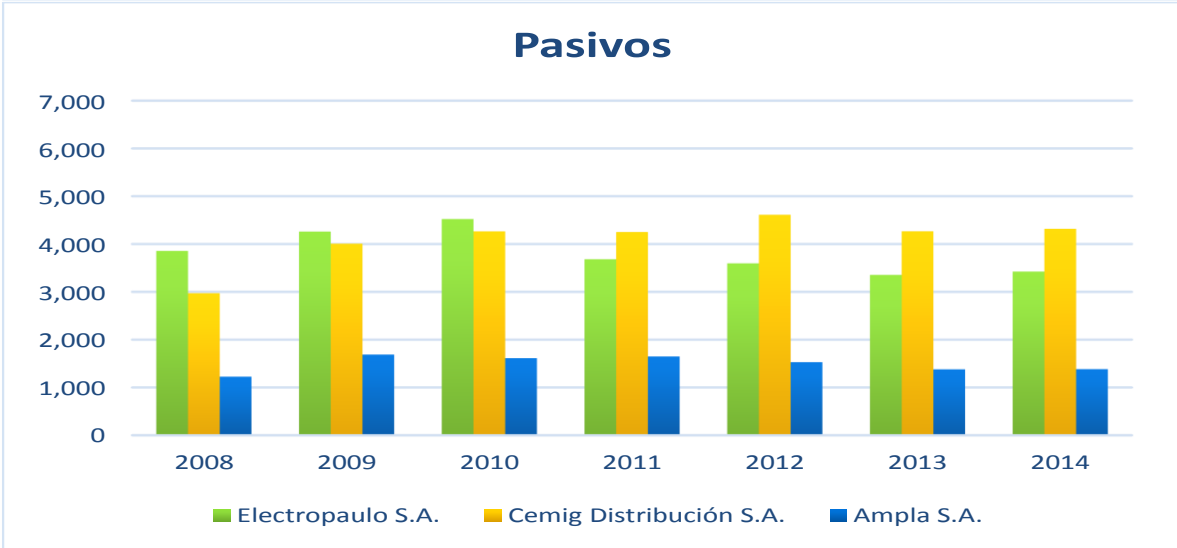
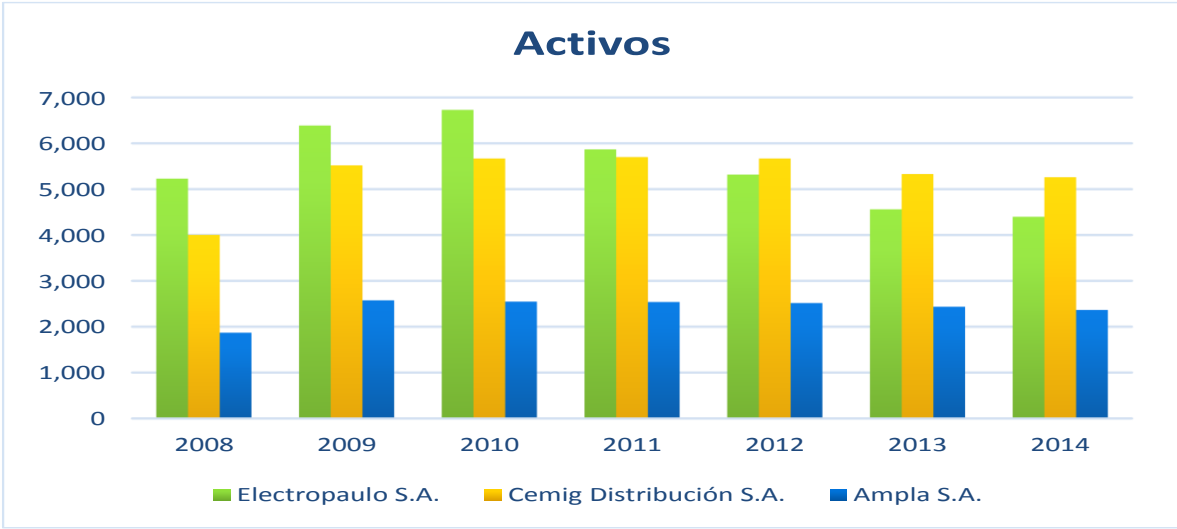


## Utilidad Operativa

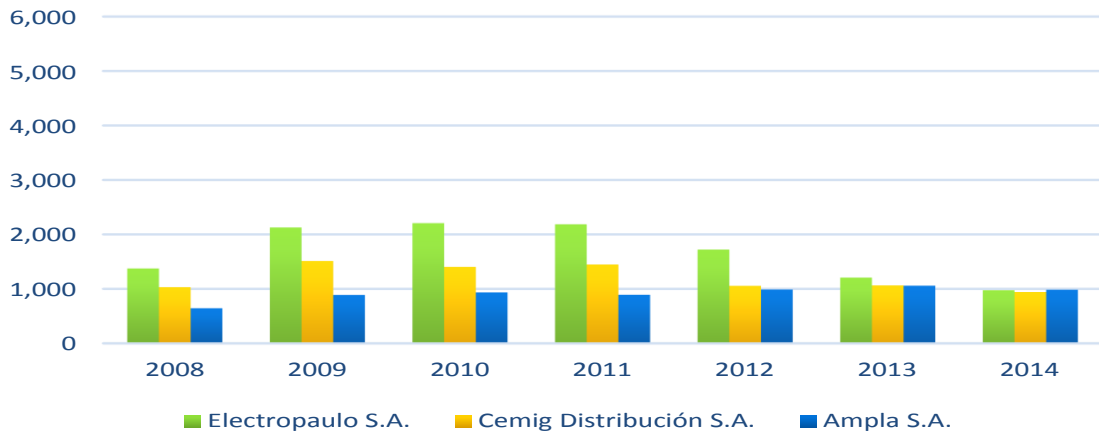


## Utilidad Neta

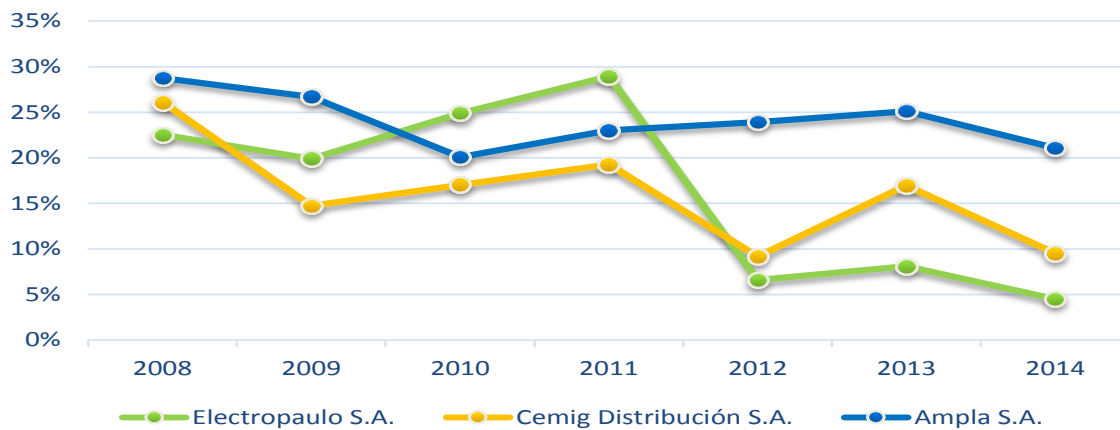




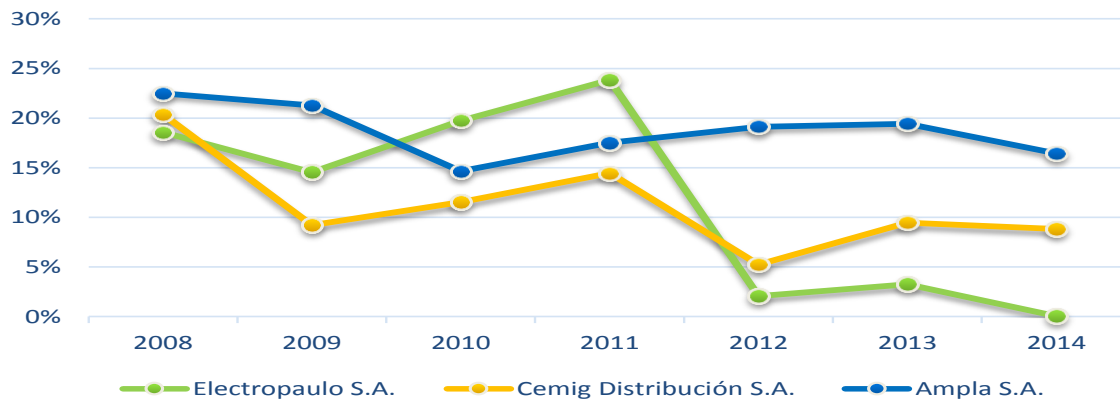
### Patrimonio



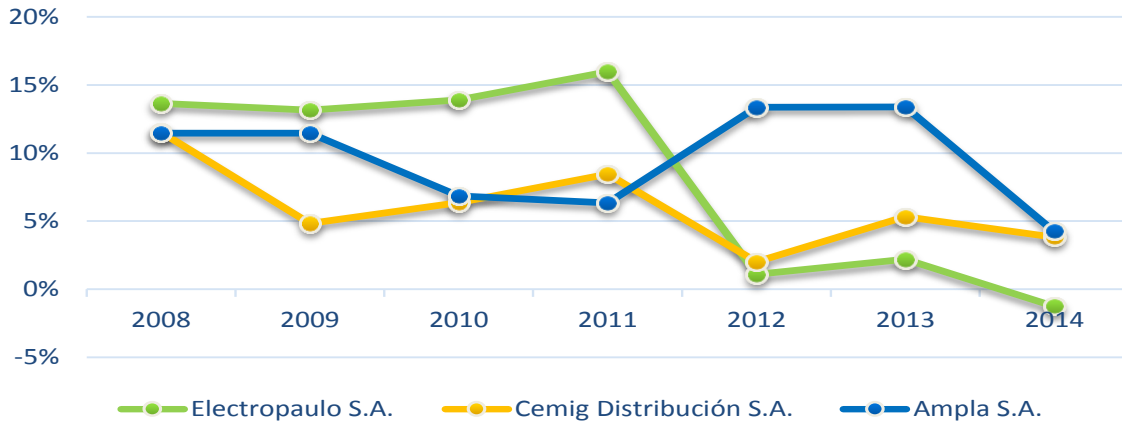
### Margen Ebitda



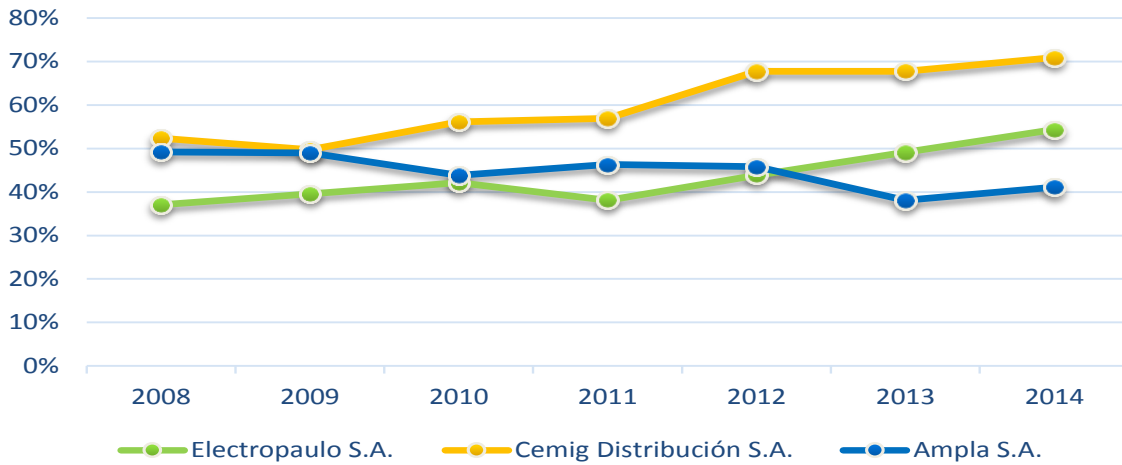
### Margen Operativo



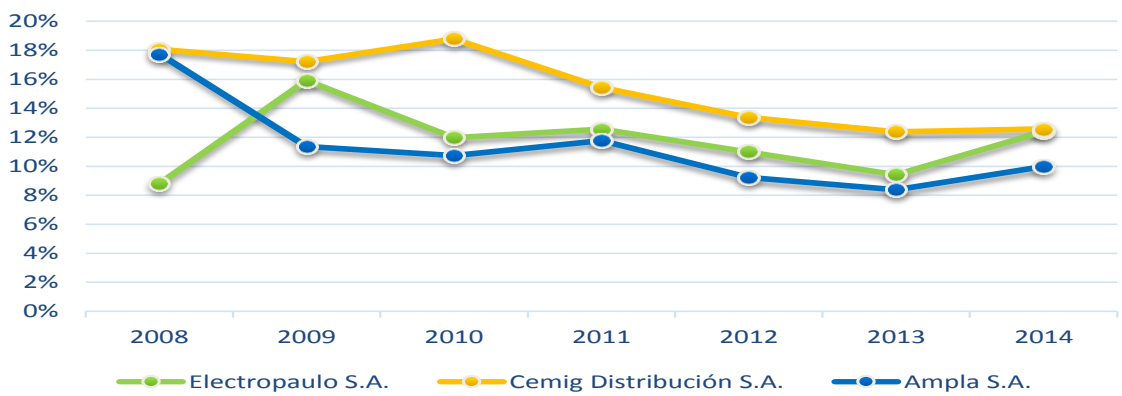
### Margen Neto



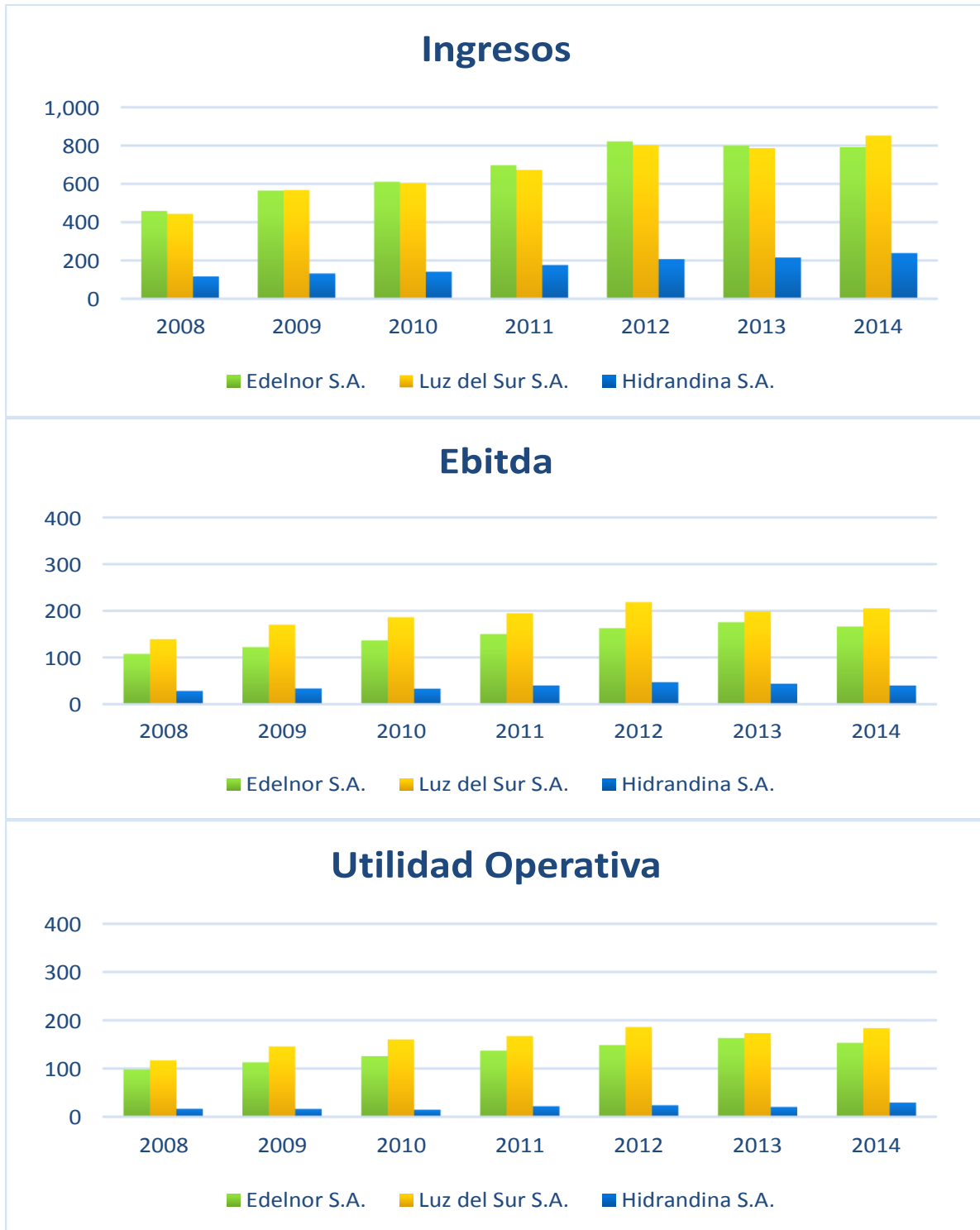
### Grado de Apalancamiento



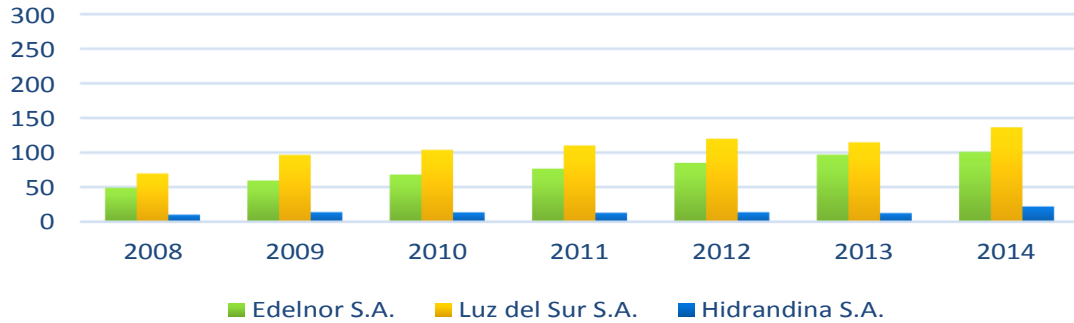
### Costo de la Deuda (Promedio)



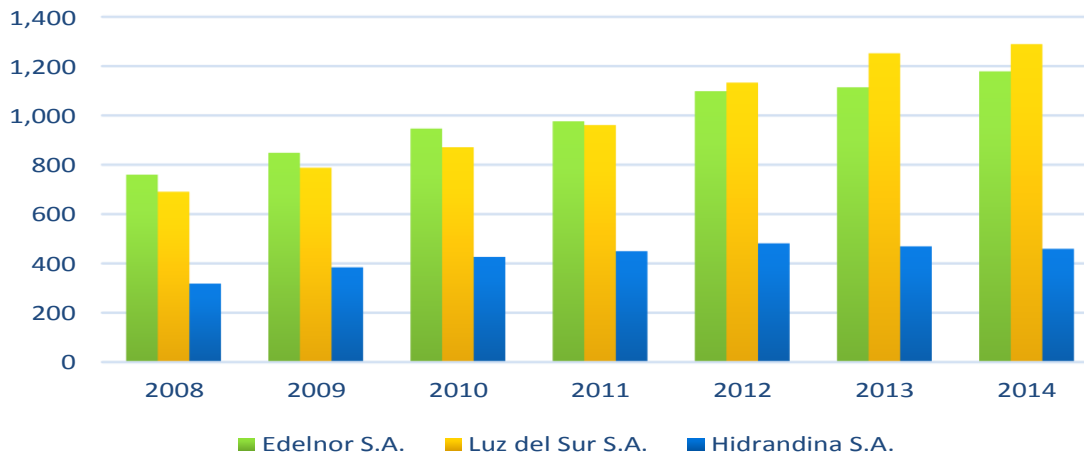
## 8.7 Empresas Peruanas (Millones de USD)



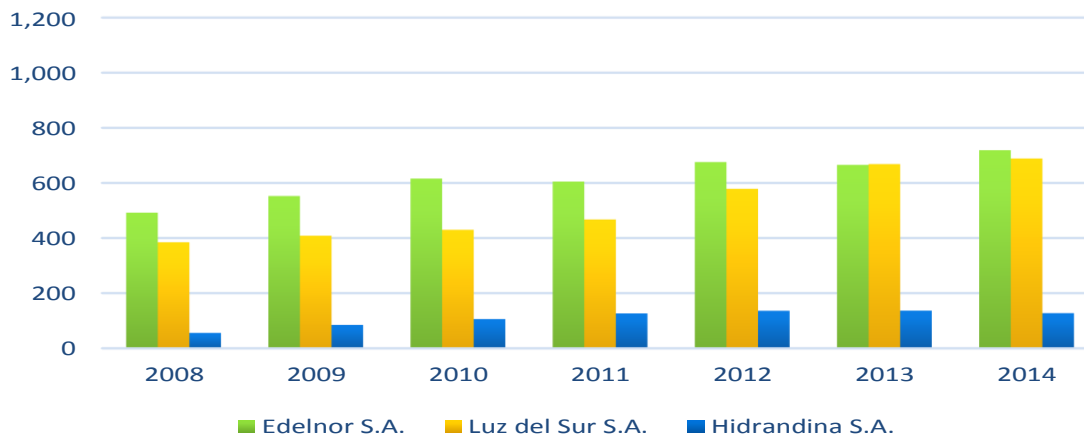
### Utilidad Neta



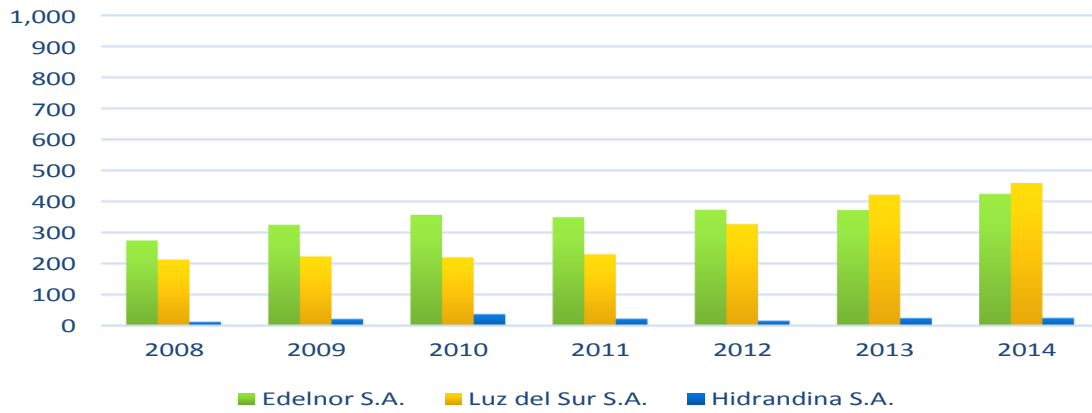
### Activos



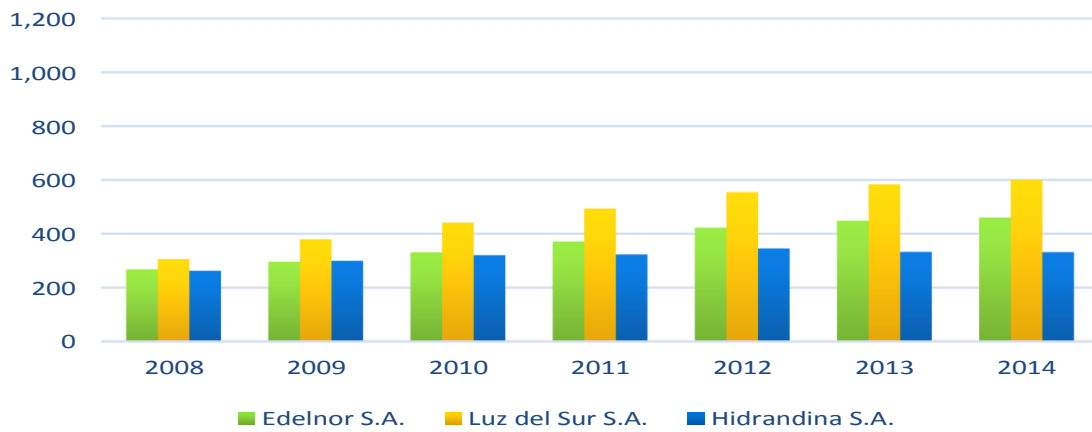
### Pasivos



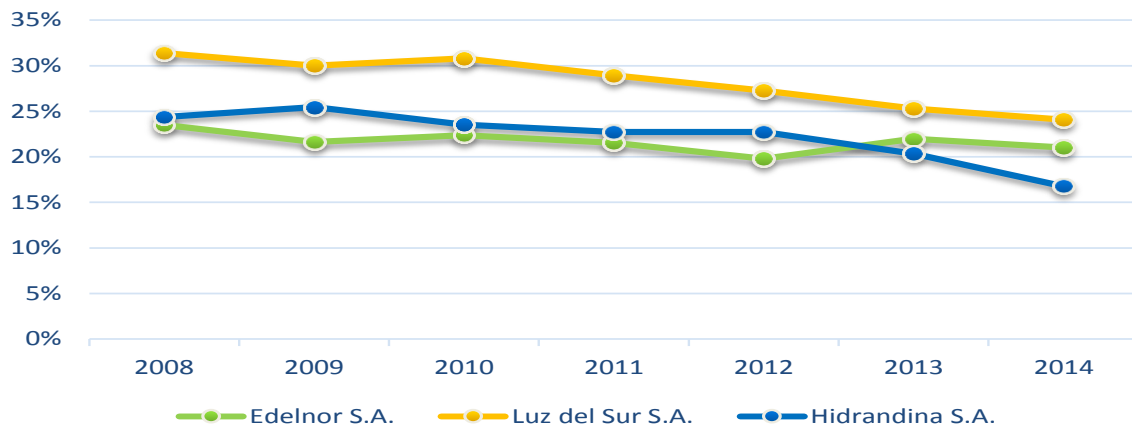
### Pasivo Financiero



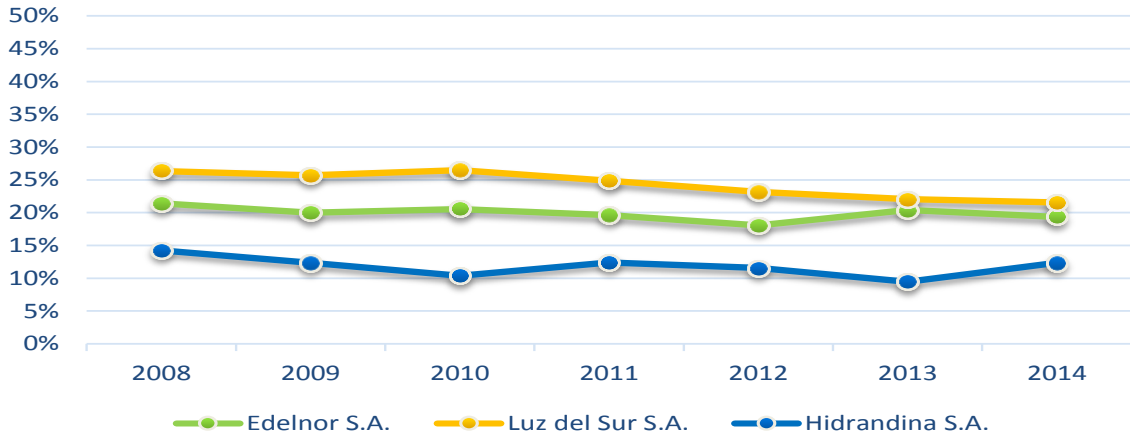
### Patrimonio



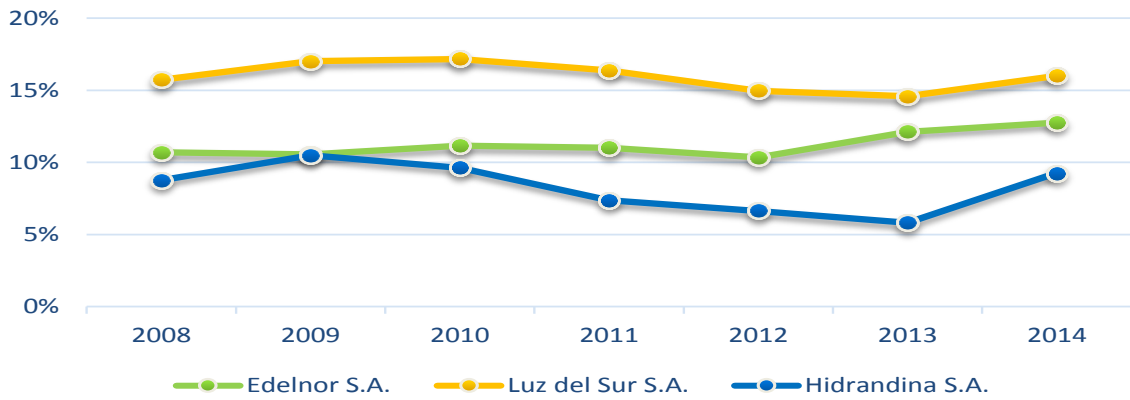
### Margen Ebitda



### Margen Operativo



### Margen Neto



### Grado de Apalancamiento

