

---

**Universidad del CEMA**  
**Maestría en Finanzas**  
**Orientación Mercado de Capitales**

**Potenciales efectos de la desregulación del sector energético**  
**sobre Pampa Energía S.A.**

***Emilio Javier Muiña Comabella***  
***emilijmc@gmail.com***

***Director: Dr. Rodolfo Aprea***

Buenos Aires, 29 de Noviembre 2010

---

---

# ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>2. DESCRIPCIÓN DE LA COMPAÑÍA.....</b>	<b>4</b>
<b>2.1. Historia de la Compañía.....</b>	<b>4</b>
<b>2.2. Descripción de las actividades de la Compañía.....</b>	<b>6</b>
2.2.1. Generación de Energía.....	6
2.2.1.1. Proyectos de Inversiones.....	8
2.2.2. Transmisión de Energía.....	8
2.2.2.1. Operación y mantenimiento.....	8
2.2.2.2. Obras realizadas.....	9
2.2.2.3. Obras Resolución Secretaría de Energía 01/03.....	10
2.2.3. Distribución de Energía.....	10
2.2.3.1. Inversiones.....	11
2.2.4. Holding.....	11
2.2.5. Análisis de la Compañía.....	12
2.2.5.1. Composición accionaria.....	12
2.2.5.2. Análisis FODA.....	13
2.2.5.3. Análisis de Performance de Pampa Energía.....	14
<b>3. SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA.....</b>	<b>18</b>
<b>3.1. Descripción del Sector de Energía Eléctrica.....</b>	<b>18</b>
3.1.1. Marco Regulatorio.....	18
3.1.2. Características del Sector.....	20
3.1.3. Fijación de Precios.....	22
3.1.3.1. Precio Estacional de Energía.....	23
3.1.3.2. Remuneración en el Mercado Spot.....	23
3.1.3.3. Fondo de Estabilización.....	24
3.1.3.4. Mercado a Término.....	24
3.1.4. Condiciones Actuales del Mercado.....	25
<b>4. VALUACIÓN DE LA COMPAÑÍA.....</b>	<b>28</b>
<b>4.1. Ajuste sobre Tarifas.....</b>	<b>28</b>
4.1.1. Proceso de Ajuste.....	30
<b>4.2. Supuestos de Valuación.....</b>	<b>32</b>
<b>4.3. Resultados.....</b>	<b>34</b>
<b>5. CONCLUSIÓN.....</b>	<b>35</b>

---

## **1. INTRODUCCIÓN**

En el presente análisis se buscó capturar cual sería el potencial efecto sobre el precio de la acción de Pampa Energía S.A (en adelante Pampa ó la Compañía) bajo el supuesto de que Argentina regularice su situación tarifaria en todos los estratos del sector de energía eléctrica (generación, transmisión y distribución).

En función de lo expuesto anteriormente, se desarrolló la valuación de la Compañía a través de la metodología de flujo de fondos descontados (DCF), pero no en su forma tradicional, sino que se tuvo en cuenta los potenciales efectos que causaría sobre Pampa la normalización de la situación tarifaria.

El análisis comienza con una descripción integral de la Compañía, lo que permitirá entender cómo es que desarrolla sus actividades y detectar las principales distorsiones causadas por las regulaciones tarifarias en el sector. Seguidamente, desarrollaré una breve descripción del complejo sistema regulatorio asociado a la actividad de Pampa.

Finalmente, presentaré la valuación de Pampa, bajo el supuesto anteriormente mencionado, y expondré mi recomendación acerca de la misma.

---

## 2. DESCRIPCIÓN DE LA COMPAÑÍA

Pampa Energía es la empresa de energía integrada más grande de la Argentina, la cual a través de sus subsidiarias opera en el sector de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

La situación actual de la Compañía para sus diferentes actividades es la siguiente:

- ✓ Pampa genera el 7,4% de la electricidad del país, actualmente posee una capacidad de generación de 2.000 MW, la cual sería ampliada a 2.178 MW para finales del 2010.
- ✓ Pampa transporta el 95 % de la electricidad, participando en el control de la operación y el mantenimiento de la red de transmisión de alta tensión conformada por 16.428 km de líneas.
- ✓ Pampa distribuye electricidad a más de 2.600.000 clientes entre hogares, comercios y empresas a través de Edenor, la mayor distribuidora de electricidad de la Argentina. Cubre un área de 4.637 kilómetros cuadrados que abarca el norte de la Capital Federal y del Gran Buenos Aires, donde residen 7 millones de habitantes

<b>Generación</b>	<b>MW</b>	<b>Transmisión</b>	<b>Km</b>	<b>Distribución</b>	<b>Clientes (millones)</b>
Hidroeléctrica Nihuales	265	Transener	10.319	Edenor	2,6
Hidroeléctrica Diamante	388	Transba	6109		
Central Térmica Güemes	361				
Central Térmica Piedra Buena	620				
Centrla térmica Loma de la Lata	369				
Expansiones	281				
<b>Total</b>	<b>2.284</b>		<b>16.428</b>		<b>2,6</b>

### 2.1. Historia de la Compañía

La Compañía inició sus actividades en 1945 bajo la denominación de Frigorífico la Pampa S.A., en el mes de noviembre de 2005, sus tareas se encontraban suspendidas, en ese entonces los directivos del Grupo Dolphin adquieren el frigorífico. A partir de allí, la sociedad cambia su nombre por Pampa Holding, siendo éste el vehículo utilizado para canalizar las adquisiciones de empresas en el sector de energía y electricidad por parte del grupo.

---

A continuación se describen los principales sucesos en el desarrollo de la Compañía a través de los años:

➤ Año 2006

- ✓ Mayo: Pampa Holding incrementa su capital en 140 millones de pesos, mediante una oferta pública de 140 millones de acciones a 1 peso en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires;
- ✓ Septiembre: La compañía incrementa su capital en 345 millones de pesos, mediante una nueva emisión de 300 millones de acciones -a 1,15 pesos por acción- realizada en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. Adicionalmente, Pampa adquiere el co-control de Transener;
- ✓ Octubre: Pampa toma el control de la Central Hidroeléctrica Nihules y la Central Hidroeléctrica Diamante;
- ✓ Diciembre: Pampa adquiere la Central Térmica Güemes.

➤ Año 2007

- ✓ Enero: Pampa incrementa su capital en 1.326 millones de pesos mediante una nueva emisión exitosa en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y en la Bolsa de Luxemburgo;
- ✓ Mayo: Pampa Holding adquiere la Central Termoeléctrica Loma de la Lata;
- ✓ Agosto: Pampa Holding toma posesión de la Central Térmica Piedra Buena;
- ✓ Septiembre: Pampa Holding ingresa al mercado de distribución con la compra de la participación controlante de Edenor, mediante un canje de tenencias accionarias;
- ✓ Noviembre: Se inicia la integración de las diferentes centrales de generación eléctrica en una unidad centralizada de servicios de comercialización y administración, con el objetivo de alcanzar una mejor eficiencia operativa.

➤ Año 2008

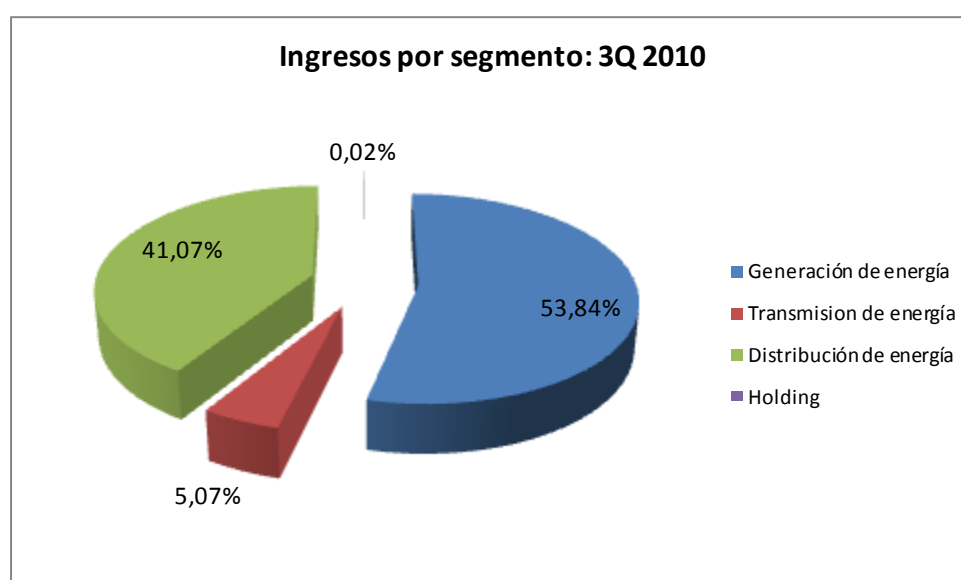
- ✓ Julio: Pampa Holding cambia su nombre por el de Pampa Energía;
- ✓ Agosto: Pampa Energía incrementa la capacidad de generación de la Central Térmica Güemes con la incorporación de una nueva turbina de última generación General Electric LMS 100, que demandó una inversión de 200 millones de pesos y aumentó la capacidad de generación de la planta en 100 MW.

➤ Año 2009

- ✓ Pampa Energía S.A. comenzó a cotizar sus American Depositary Receipts ("ADRs") en el New York Stock Exchange ("NYSE") el 9 de octubre de 2009. La mencionada cotización forma parte del plan estratégico de Pampa de obtener un aumento en la liquidez y el volumen de los valores de la Compañía.

## 2.2. Descripción de las actividades de la Compañía

Pampa es la empresa energética integrada más grande de Argentina, posee operaciones en el sector de generación, transporte y distribución de energía, adicionalmente, su segmento Holding brinda diversas clases de servicios. A continuación se expone la participación de cada segmento en el ingreso total de la compañía.



Como bien puede apreciarse, el segmento de generación de energía es el de mayor contribución a los ingresos totales de la compañía con una participación del 54%, mientras que el segmento de distribución contribuye con un 41% del total.

### 2.2.1. Generación de Energía

La compañía desarrolla su actividad de generación de energía a través de los siguientes activos:

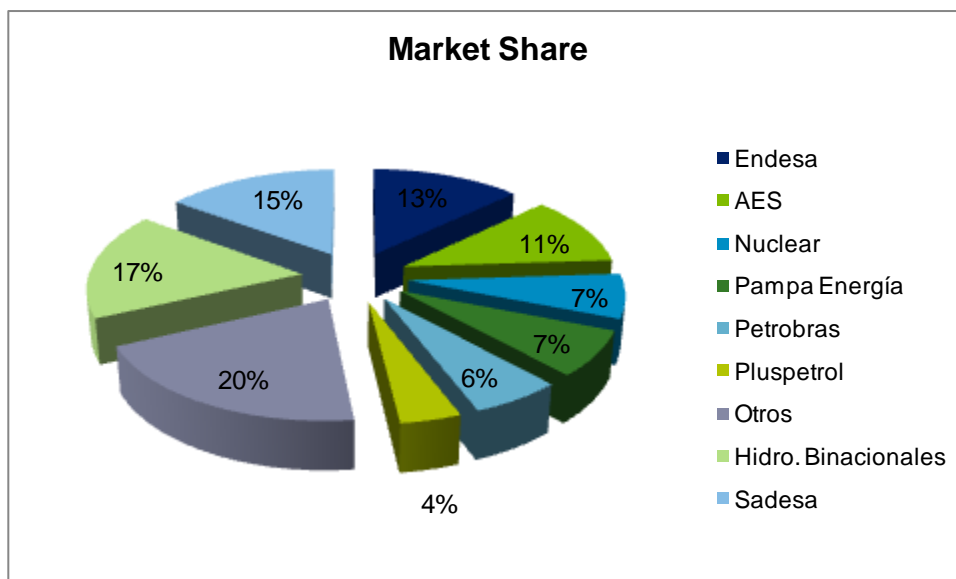
Resumen de los activos de Generación Eléctrica	Hidroeléctricas		Térmicas			Total
	HINISA	HIDISA	CTG	CTLLL	CPB	
<b>Capacidad Instalada (MW)</b>	<b>265</b>	<b>388</b>	<b>361</b>	<b>369</b>	<b>620</b>	<b>2.003</b>
Participación de mercado	1,0%	1,4%	1,3%	1,3%	2,2%	7,2%
<b>Generación Enero - Septiembre 2010 (GWh)</b>	<b>568</b>	<b>394</b>	<b>1.083</b>	<b>384</b>	<b>2.149</b>	<b>4.578</b>
Participación de mercado	1,0%	0,7%	1,9%	0,7%	3,8%	8,1%
<b>Ventas Enero - Septiembre 2010 (GWh)</b>	<b>794</b>	<b>629</b>	<b>1.566</b>	<b>473</b>	<b>2.721</b>	<b>6.183</b>
Generación Enero - Septiembre 2009 (GWh)	<b>621</b>	<b>434</b>	<b>1.319</b>	<b>851</b>	<b>2.380</b>	<b>5.605</b>
Precio Promedio Enero Septiembre 2010 (AR\$/MWh)	160,7	187,7	224,6	191,7	403,0	288,6

Fuente: Resultados trimestrales Pampa Energía 3Q 2010

La generación de energía del tercer trimestre de 2010 fue un 18% menor a la generada en el tercer trimestre de 2009, con caídas del 70,4%, 29,0%, y 12,9% en la generación de Central Térmica Loma de la Lata, Hidroeléctrica Nihuales, e Hidroeléctrica Diamante, respectivamente compensadas con un aumento del 31,9% de la generación de Central Térmica Piedra Buena.

Las reducciones en Hidroeléctrica Nihuales e Hidroeléctrica Diamante se debieron principalmente a una menor convocatoria del sistema mientras que la menor generación de Central Térmica Loma de la Lata se debió principalmente a una menor disponibilidad de gas natural.

Actualmente, Pampa posee un market share en el sector de generación de aproximadamente 7,4%. El mercado de generación de energía se encuentra atomizado, como se puede apreciar en el gráfico siguiente, ninguna generadora posee, por si sola, más del 20% del mercado.



Fuente: Memoria 2009 Pampa Energía

---

### **2.2.1.1. Proyectos de Inversiones**

Actualmente la compañía se encuentra desarrollando principalmente un proyecto de inversión en pos de incrementar su capacidad instalada de generación a modo de incrementar su participación en el mercado. Tanto la potencia como la energía resultante de las inversiones podrían ser comercializadas bajo el Programa de Energía Plus, según el cual los generadores negocian contratos y precios libremente con los grandes consumidores, así como también con CAMMESA por medio de acuerdos en el marco de la Resolución N° 220/2007 de la Secretaría de Energía

- ✓ Proyecto Loma de la Lata: Pampa se encuentra expandiendo la capacidad instalada actual de Loma de la Lata en 178 MW mediante la conversión a ciclo combinado de la planta. El proyecto aumentará la capacidad de la central en aproximadamente el 50%, no requiriendo consumo de gas adicional, resultando así en una mayor eficiencia para la planta en su totalidad. El ciclo abierto actual de 369 MW de Loma de la Lata opera con una eficiencia aproximada del 32% y se espera que, luego de terminado el proyecto de expansión, el ciclo combinado operará con una eficiencia cercana al 50% para la capacidad resultante de 547 MW.

### **2.2.2. Transmisión de Energía**

Transener es la empresa líder en el servicio público de transmisión de energía eléctrica en alta tensión en la Argentina. Es concesionaria de la red nacional de transporte de energía eléctrica en extra alta tensión, integrada por 10.319 kilómetros de líneas de transmisión y 43 subestaciones transformadoras, a los que deben adicionarse los 6.109 kilómetros de líneas y 88 subestaciones que componen la red de su controlada, Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la provincia de Buenos Aires ("Transba S.A.", de la cual Transener posee el 90%), de manera que opera el 95% de las líneas de alta tensión del país.

#### **2.2.2.1. Operación y mantenimiento**

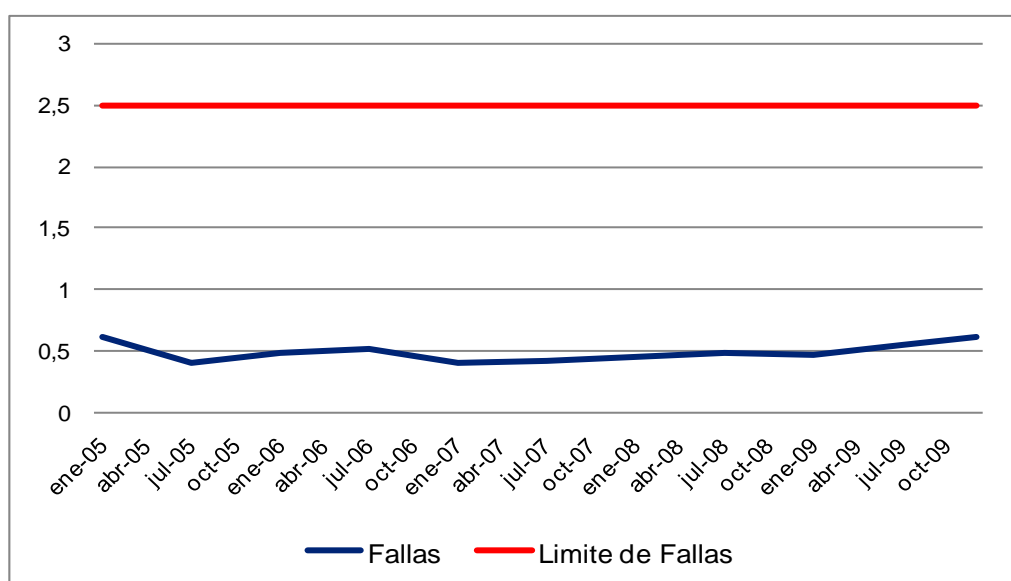
El Sistema Interconectado Nacional Argentino de transmisión eléctrica en Extra Alta Tensión, operado y mantenido por Transener, está siendo sometido cada día a mayores solicitudes. Esto se debe especialmente a la puntualidad de las cargas en período de temperaturas extremas, ya sea por intensos fríos como por intensos calores. Es así que en los últimos años se viene quebrando cada temporada los records de demanda máxima de



invierno y de verano. Durante el año 2009, el pico de demanda máximo se registró el día 24 de julio con 19.566 MW de potencia, superando en un 2,3% el valor máximo de 2008 de 19.126 MW. Dicha marca ha sido superada durante el invierno de 2010, cuando el sistema registró un pico máximo de potencia demandada de 20.843 MW.

Con estas altas prestaciones a las que está sometido el sistema de transporte en alta tensión y todos sus equipos asociados, se ha seguido manteniendo una calidad de servicio dentro de los parámetros internacionales para este tipo de empresas. Tal es así que el índice de falla propio por cada 100 kilómetros de línea operada y mantenida, se cerró al 31 de diciembre de 2009 con un índice de 0,62, en comparación con los valores del año 2008 de 0,53 fallas por cada 100 kilómetros de línea, siendo totalmente compatibles con parámetros internacionales.

El siguiente gráfico muestra el índice de fallas relacionado con el servicio brindado por la compañía:



Fuente: Memoria Pampa Energía 2009

### 2.2.2.2. Obras realizadas

Transener ha mantenido su política de concentrar su actividad en aquellas obras para las cuales cuenta con ventajas competitivas, ya sea por la experiencia de su personal técnico, la disponibilidad de equipos y repuestos, como así también en aquellos trabajos que afecten en forma directa sus propias instalaciones.

---

La experiencia de Transener en el proyecto de instalaciones de transmisión fue requerida por diversas empresas para la preparación de anteproyectos y pliegos de licitación. Pese a tratarse de cifras no muy significativas, estos contratos le garantizan a Transener la calidad de los proyectos afectados al transporte.

En particular, durante el ejercicio, se celebró un Convenio Marco con la empresa ENARSA para prestarle apoyo en el área de transmisión para los proyectos a ejecutar por dicha empresa.

Dentro de dicho convenio, ENARSA requirió a Transener, la preparación de los pliegos técnicos y comerciales para la provisión de transformadores de rebaje y transformadores de bloque, como así también los estudios y la documentación necesaria para la solicitud de acceso correspondiente a la conexión de la nueva C.T. Ensenada de Barragán.

### **2.2.2.3. Obras Resolución Secretaría de Energía 01/03**

Se celebraron con la Secretaría de Energía los contratos para la incorporación de un nuevo transformador de 300 MVA en la ET Henderson y de un banco de transformadores como reserva en la ET Ezeiza.

En ambos casos Transener preparó los pliegos, realizó los concursos públicos e inspeccionó, supervisó y controló su ejecución. Por estos trabajos percibirá el 3 % sobre las provisiones y el 6% sobre el contrato de montaje y puesta en servicio.

En la ET Ezeiza, los tres transformadores monofásicos son propiedad de Transener y mediante esta obra pasarán a operar como reserva caliente del sistema integrado por operaciones propias, tales como servicios de asesoramiento e inversiones financieras.

### **2.2.3. Distribución de Energía**

Pampa realiza su actividad de distribución de energía a través de Edenor, la mayor distribuidora de electricidad de la Argentina en términos de números de clientes y electricidad vendida (tanto en GWh como en pesos). Cuenta con una concesión para distribuir electricidad en forma exclusiva en el noroeste del Gran Buenos Aires y en la zona norte de la Ciudad de Buenos Aires, lo que comprende una superficie de 4.637 kilómetros cuadrados y una población de aproximadamente siete millones de habitantes.

El cuadro siguiente describe las ventas de energía de la Compañía por categoría de cliente (en GWh) y la cantidad de clientes de la Compañía en cada categoría:

	3Q 2010		3Q 2009		Var %	Cientes	Cientes	Var %
	GWh	%	GWh	%		Sep. 2010	Sep. 2009	
Residenciales	2.235	43,8%	2.085	43,3%	7,2%	2.312.049	2.254.147	2,6%
Comerciales pequeños	360	7,1%	340	7,1%	5,8%	299.723	297.669	0,7%
Comerciales mediaños	401	7,9%	386	8,0%	3,9%	29.806	28.832	3,4%
Industriales	830	16,3%	797	16,5%	4,2%	5.757	5.559	3,6%
Sistema de peaje	969	19,0%	910	18,9%	6,4%	639	635	0,6%
Otros								
Alumbrado público	181	3,5%	178	3,7%	1,7%	21	21	0,0%
Villas de emergencia y otros	128	2,5%	120	2,5%	6,9%	371	370	0,3%

Fuente: Balance trimestral Edenor 3Q 2010

Como bien se aprecia en el cuadro precedente, las ventas de la compañía en el tercer trimestre de 2010 se han incrementado en un 6% con respecto a igual período del año anterior.

### 2.2.3.1. Inversiones

Durante el tercer trimestre de 2010, las inversiones en bienes de capital de la Compañía fueron de AR\$ 88,8 millones, en comparación con los AR\$ 103,7 millones del tercer trimestre de 2009. En el tercer trimestre de 2010, la Compañía invirtió principalmente en lo siguiente:

- ✓ AR\$ 59,5 millones en nuevas conexiones debido al aumento en la base de clientes de la Compañía y mejoras de la red;
- ✓ AR\$ 12,5 millones en mantenimiento de la red y mejoras;
- ✓ AR\$ 0,1 millones en requisitos legales;
- ✓ AR\$ 0,8 millones en comunicaciones y telecontrol; y
- ✓ AR\$ 6 millones en otros proyectos de inversión.

Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2010, las Inversiones en Bienes de Capital de la Compañía alcanzaron la suma de AR\$ 282 millones, en comparación con los AR\$. 291,9 del mismo período de 2009.

### 2.2.4. Holding

El segmento de operaciones Holding de la compañía está integrado por operaciones propias de la compañía, tales como servicios de asesoramiento e inversiones financieras,

---

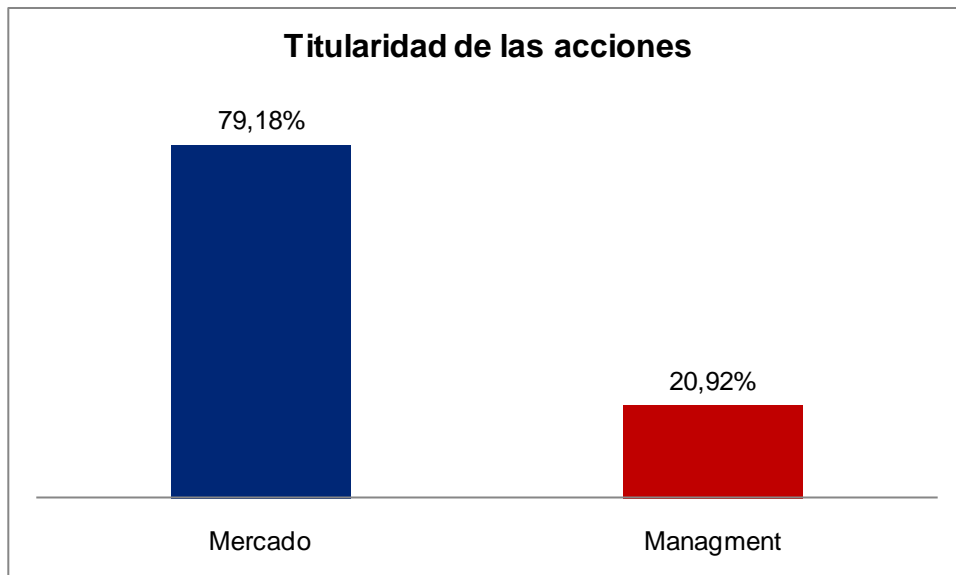
inmobiliarias y en otras compañías no vinculadas al sector eléctrico.

## 2.2.5. Análisis de la Compañía

### 2.2.5.1. Composición accionaria

Actualmente el capital social de Pampa autorizado para la oferta pública es de AR\$ 1.314.310.895 representando por 1.314.310.895 acciones ordinarias nominativas no endosables de valor nominal AR\$ 1 cada una y con derecho a un voto por acción.

La titularidad del total de shares outstanding mencionado anteriormente es el que se presenta a continuación.

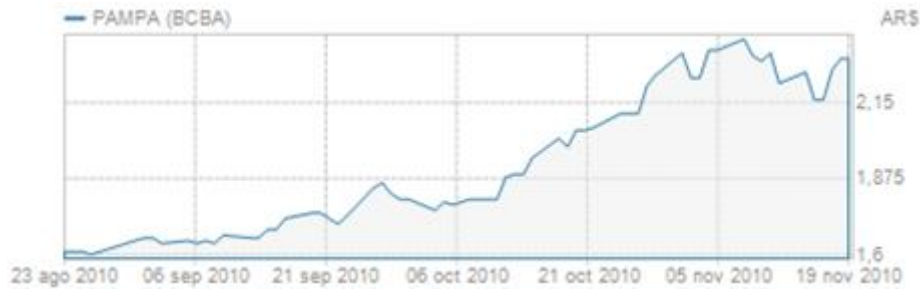


La cotización de la acción de Pampa en la Bolsa de Comercio de la Ciudad de Buenos Aires, al momento de realizar el presente análisis<sup>1</sup> era de AR\$ 2,16.

Según mi entendimiento, este precio no refleja el verdadero valor de la compañía, por el contrario, éste se encuentra distorsionado como consecuencia del sistema regulatorio bajo el cual Pampa opera. Como veremos con mayor detalle en las próximas secciones, luego de la aplicación del análisis aquí propuesto, el precio de la acción pasaría, en el mediano plazo, a ser de AR\$ 4,42, lo que implica un potencial upside del 104,50%.

---

<sup>1</sup> Cotización de cierre del día 16/11/2010.



### 2.2.5.2. Análisis FODA

La compañía es líder en el sector energético de Argentina, posee actualmente una situación financiera sólida. No obstante deberá, en un futuro, hacer frente a altos costos de intereses en función del financiamiento obtenido. En cuanto a los aspectos operativos, la compañía se encuentra altamente sujeta al contexto regulatorio y a la disponibilidad de combustibles líquidos para la generación térmica de energía.

<b>Análisis FODA</b>	
<b>Fortalezas</b>	<b>Debilidades</b>
- Líder del Mercado	- Alta dependencia de los combustibles líquidos
- Fuerte y amplia experiencia	- Altos gastos en intereses financieros
- Solida situación financiera	- Deterioro de los activos
<b>Oportunidades</b>	<b>Amenazas</b>
- Demanda creciente de electricidad	- Cambios Climáticos
- Enfoque puesto en las energías renovables	- Entorno regulatorio
- Perspectivas de crecimiento de la región	- Volatilidad en el precio de la energía

Como podemos observar, Pampa es una compañía bien posicionada hacia el futuro, y si consideramos cambios en los aspectos regulatorios, el crecimiento de la compañía se vería potenciado como trataré de demostrar en las secciones siguientes.

### 2.2.5.3. Análisis de Performance de Pampa Energía

En el siguiente cuadro se presentan los resultados obtenidos por Pampa en el 3Q10, los principales rubros del estado de resultados y sus variaciones anuales y trimestrales:

Estado de Resultados (AR\$)	3Q10	3Q09	YoY	QoQ	2008	2009
<b>Ingresos por segmento</b>						
Generación de energía	735.148.484	707.480.337	3,91%	12,44%	1.788.726.920	1.723.895.935
Transmisión de energía	69.721.873	69.698.233	0,03%	8,60%	228.522.916	291.274.211
Distribución de energía	561.032.000	518.056.000	8,30%	8,43%	2.000.198.000	2.077.860.000
Holding	278.985	-12.494.152	-102,23%	70,06%	64.469.506	15.068.768
Eliminaciones Intra segmentos	-1.618.637	17.521.729	-109,24%	-22,44%	-68.085.488	-14.027.943
<b>Total de la Compañía</b>						
Ingresos Totales	1.364.562.705	1.300.262.147	4,95%	10,62%	4.013.831.854	4.094.070.971
- Costos	1.147.518.164	997.493.467	15,04%	12,48%	2.786.049.657	3.197.265.987
Resultado Bruto	<b>217.044.541</b>	<b>302.768.680</b>	<b>-28,31%</b>	<b>1,72%</b>	<b>1.227.782.197</b>	<b>896.804.984</b>
- Gastos de Administración y Comercialización	146.587.816	110.180.137	33,04%	17,38%	381.370.966	166.781.143
Resultado Operativo antes de Depreciaciones y	<b>151.745.815</b>	<b>192.588.543</b>	<b>-21,21%</b>	<b>-11,53%</b>	<b>846.411.231</b>	<b>730.023.841</b>
- Depreciaciones y Amortizaciones	86.295.888	68.729.247	25,56%	-1,96%	261.238.423	273.069.865
Resultado Operativo (EBIT)	<b>65.449.927</b>	<b>107.457.455</b>	<b>-39,09%</b>	<b>-21,61%</b>	<b>509.598.830</b>	<b>391.344.131</b>
Resultado Antes del Impuesto	<b>16.106.626</b>	<b>98.775.225</b>	<b>-83,69%</b>	-	<b>305.342.363</b>	<b>470.250.436</b>
Resultado Neto	<b>119.107</b>	<b>54.916.051</b>	<b>-99,78%</b>	-	<b>115.023.728</b>	<b>214.736.821</b>

Los ingresos totales de la compañía ascendieron a AR\$ 1.364.5 millones en el 3Q10, que en comparación a los AR\$ 1.300,2 millones obtenidos en igual período de 2009, representan un incremento del 4,9%. Sin embargo, este incremento en los ingresos no se ve reflejado en un mayor margen operativo, el cual se ha visto reducido en un 42% con respecto a igual período del 2009 y un 29% con respecto al segundo trimestre del 2010.

Cabe destacar que la mencionada reducción del margen operativo de la compañía se debe principalmente al incremento en los costos operativos de la misma. Como puede observarse, estos se han incrementado en un 15,04% con respecto a igual periodo del año 2009 y un 12,48% en comparación con el segundo trimestre de 2010.

Adicionalmente la compañía ha experimentado un incremento significativo en los gastos de comercialización y administración, los cuales registran un incremento interanual y trimestral del 33,04% y 17,38% respectivamente. Dentro del rubro de los SG&A, fueron los salarios los que se mostraron más dinámicos en los períodos mencionados.

El EBITDA alcanzado durante el 3Q10 fue de AR\$ 151,7 millones, lo que representa una reducción del 21,21% con respecto al 3Q09.

Como podemos apreciar en base a lo anteriormente expuesto, el margen operativo de la

---

compañía ha ido deteriorándose como consecuencia del incremento de la participación de los costos y gastos en los ingresos de la compañía.

En lo que respecta al segmento de Generación de Energía, el costo de ventas se incrementó en un 23,9% a AR\$ 652,1 millones en el tercer trimestre de 2010 de AR\$ 526,1 millones para el mismo período de 2009, principalmente debido a un aumento de AR\$ 137,5 millones en los costos del combustible líquido (debido al mayor consumo de fuel oil registrado por Piedra Buena en el tercer trimestre de 2010), parcialmente compensado por una reducción en el consumo de gas de AR\$ 32,1 millones.

Los gastos de comercialización se redujeron a AR\$ 1,8 millones en el tercer trimestre de 2010 de AR\$ 4,9 millones en el mismo período de 2009. A su vez, los gastos administrativos aumentaron a AR\$ 35,7 millones en el tercer trimestre de 2010 de AR \$23,0 millones en el mismo período de 2009.

La ganancia operativa relacionada con las actividades de generación se redujo 31,5% a AR\$ 41,7 millones en el tercer trimestre de 2010 de AR\$ 60,9 millones en el mismo período de 2009. El margen operativo relacionado con las actividades de generación disminuyó un 41,8% al 5,7% sobre las ventas en el tercer trimestre de 2010, del 9,8% sobre las ventas en el mismo período de 2009, principalmente a causa del menor margen bruto.

En lo que respecta al segmento de Transmisión de Energía, la situación es similar a la mencionada anteriormente, el costo de ventas aumentó un 10,3% a AR\$ 55,6 millones en el tercer trimestre de 2010 comparado con AR\$ 50,4 millones para el mismo período de 2009, principalmente debido a los aumentos salariales interanuales.

La ganancia operativa del segmento se redujo un 65,6% a AR\$ 3,3 millones en el tercer trimestre de 2010 de AR\$ 9,6 millones para el mismo período de 2009. El margen operativo total se redujo al 4,7% sobre las ventas en el tercer trimestre de 2010, del 13,7% de las ventas en el mismo período de 2009, reflejando en ambos casos principalmente la incidencia de los aumentos salariales.

Finalmente, en el segmento de Distribución de Energía el costo de ventas aumentó un 14,3% a AR\$ 440,6 millones en el tercer trimestre de 2010 comparado con AR\$ 385,5 millones para el mismo período de 2009, debido al aumento interanual de los costos salariales y al aumento en las compras de electricidad.

Los gastos de comercialización del segmento se incrementaron a AR\$ 49,5 millones en el tercer trimestre de 2010 comparado con AR\$40,7 millones para el mismo período de 2009, principalmente a causa de los mayores costos salariales y honorarios de terceros.

La ganancia operativa en de las actividades de Distribución se redujo un 44,3% a AR\$ 27,6 millones en el tercer trimestre de 2010 comparado con AR\$ 49,5 millones en el mismo período de 2009. El margen operativo total se redujo en 48,5% al 4,9% sobre las ventas en el tercer trimestre de 2010 del 9,5% sobre las ventas en el mismo período en 2009.

Cabe destacar que, el incremento sufrido tanto en los costos como en los gastos de administración y comercialización, no ha podido ser trasladado al precio de venta final de la energía, fundamentalmente por estar éste fuertemente regulado por el gobierno nacional y los diversos organismos participantes del sector, como será expuesto en la sección 3.

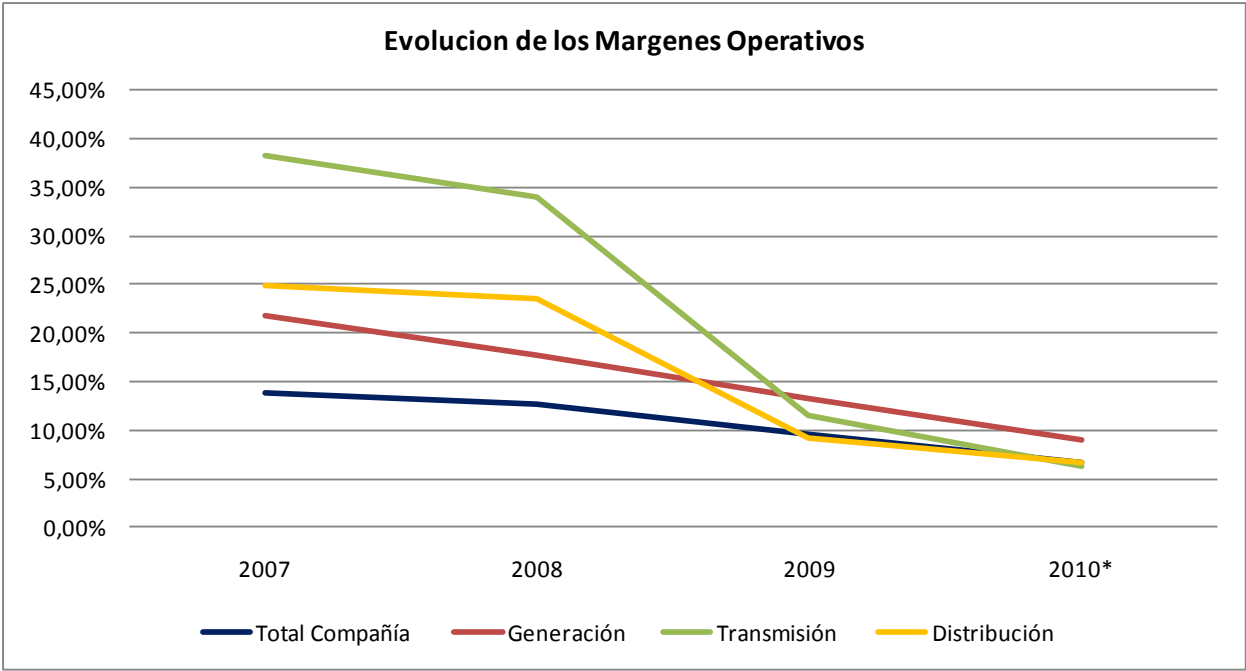
En el cuadro que se muestra a continuación, podemos observar como se ha ido deteriorando el margen operativo de la compañía en su conjunto como el de los principales segmentos. Esta situación permite ver claramente de que manera las regulaciones de precios vigentes en el sector energético están afectando a Pampa.

Si bien la compañía está realizando acciones para revertir la situación descripta, como por ejemplo la firma de convenios para aprovisionarse de gas natural a fin de evitar la compra de combustibles líquidos más costosos, creo sinceramente, que será necesario considerar un replanteo del sistema tarifario a futuro.

Período	2007	2008	2009	2010*
Ingresos Totales	1.479.226.523,00	4.013.831.854,00	4.094.070.971,00	3.638.297.620,00
Resultado Operativo	204.801.218,00	509.598.830,00	391.344.131,00	245.716.637,00
<b>Margen Operativo</b>	<b>13,85%</b>	<b>12,70%</b>	<b>9,56%</b>	<b>6,75%</b>
<b>Márgenes por Segmentos</b>				
<b>Generación</b>	<b>21,86%</b>	<b>17,81%</b>	<b>13,30%</b>	<b>8,94%</b>
<b>Transmisión</b>	<b>38,23%</b>	<b>34,08%</b>	<b>11,57%</b>	<b>6,25%</b>
<b>Distribución</b>	<b>24,98%</b>	<b>23,48%</b>	<b>9,23%</b>	<b>6,69%</b>

\*Resultados acumulados al 30/09/2010





---

### **3. SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA**

En materia energética, Argentina está actualmente inmersa en una crisis con características de tipo estructural y que básicamente se traduce en una amenaza generalizada para la producción y la recuperación económica en marcha.

En el corto plazo, la falta de abastecimiento en los servicios públicos esenciales como los combustibles líquidos, el gas natural y la electricidad, se puso de manifiesto en los cortes de gas a la industria por parte de las distribuidoras, en la insuficiencia de gas natural por falta de inyección desde los yacimientos de origen, y en centrales eléctricas que trabajaban con gas natural y que debieron recurrir al fuel-oil o gas-oil para seguir funcionando.

En términos de mediano plazo, la crisis estructural se relaciona con la actual capacidad del sistema de transporte de gas, más aún teniendo en cuenta que el gas natural ha pasado a ser el combustible primario de mayor importancia, casi el 50%, en la composición de la matriz energética argentina.

Para ello se requiere inevitablemente del concurso de nuevas inversiones para la expansión de la capacidad instalada existente y para la construcción de nuevos gasoductos que aseguren un abastecimiento sustentable ante la demanda creciente.

Un tercer elemento estructural de la crisis, situado en el largo plazo, se vincula directamente con el actual nivel de reservas comprobadas de hidrocarburos. La detección y cuantificación de las mismas requiere de trabajos intensivos de exploración de riesgo y de altas inversiones que en la Argentina prácticamente han dejado de hacerse desde el descubrimiento en el año 1977 de los yacimientos de Loma de La Lata en la provincia del Neuquén, por parte de YPF.

#### **3.1. Descripción del Sector de Energía Eléctrica**

##### **3.1.1. Marco Regulatorio**

La Ley N° 23.696 de Reforma del Estado y la N° 23.697 de Emergencia Económica, promulgadas en agosto y septiembre de 1989 respectivamente, sentaron las bases para la promulgación de la Ley N° 24.065 conocida como Marco Regulatorio (MR) del sector eléctrico, la que constituyó un punto de inflexión de la política del sector. A partir de ella se institucionaliza la decisión de abandonar el Estado su rol de administrador y planificador para pasar a ejercer uno nuevo, de diseñador de políticas, supervisor y regulador de la

---

actividad.

El Marco Regulatorio Eléctrico definió los actores privados que se fueron incorporando en todos los segmentos de la industria eléctrica y como consecuencia de esto, surge como necesaria la presencia del Estado como garante de la transparencia de los mercados en competencia. En razón de la transferencia a entidades privadas de los servicios públicos con carácter monopólico, la regulación se planteó para crear condiciones de emulación de la competencia, allí donde ésta no resulta posible.

Los tres subsectores que integran la industria eléctrica asumen características especiales cuando se consideran los aspectos regulatorios que atañen a la inversión. En generación la decisión está enteramente en manos del sector privado, en transporte existe un complicado mecanismo para decidir ampliaciones de capacidad por parte de los agentes del sistema y en distribución hay obligación de suministro y requerimientos mínimos de calidad.

Se ha establecido en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) un mercado en el cual, los generadores y distribuidores de electricidad pueden comprar y vender electricidad a precios fijados en función de la oferta y la demanda, como así también celebrar contratos de abastecimiento de electricidad a largo plazo.

La composición del MEM es la que se detalla a continuación:

- a) Un mercado a término (el "Mercado a Término"), en el cual las cantidades, precios y las condiciones de los contratos, se pactan directamente entre compradores y vendedores;
- b) Un mercado spot (el "Mercado Spot"), en el cual los precios se establecen sobre una base horaria, en función del costo económico de producción, representado por el costo marginal de producción a corto plazo calculado por CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista) en la subestación de 500 kv Ezeiza, Centro de Carga del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) el "Centro de Carga del Sistema".

Tal como se mencionara, en el caso del transporte y la distribución de electricidad, el marco legal es el establecido por la Ley 24.065 que conforma junto con la Ley 15.336 el "Marco Regulatorio Eléctrico", la que se constituyó en el punto de inflexión de la política del sector, reemplazando los proyectos de ordenamiento por uno de transformación.

---

Con respecto a la regulación del sector eléctrico, ésta se encuentra dividida en diferentes entes provinciales, cada uno de ellos con una jurisdicción determinada, encargados de garantizar que no se produzcan conductas lesivas a los objetivos contemplados en la ley, evitando conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias, la constitución de situaciones que configuren abuso de posición dominante, y asegurando el cumplimiento de los controles ambientales.

### **3.1.2. Características del Sector**

En la Argentina la industria fue desintegrada verticalmente en sus tres etapas (también denominadas subsectores): generación, transmisión y distribución, con estructuras claramente diferenciadas.

Los cambios tecnológicos han hecho que las indivisibilidades registradas tradicionalmente en la generación sean actualmente mucho menores y que se pueda hablar de umbrales mínimos de entrada más bajos, lo que posibilita la participación de un mayor número de agentes en esta etapa de la industria. Esto permitió estructurar esquemas de funcionamiento de la producción bajo condiciones de competencia al nivel de las plantas generadoras.

A su vez, la existencia de multiplicidad de generadores integrados al sistema, combinados con las restricciones de confiabilidad de la red y los altos costos de la energía no suministrada, llevaron a la creación de mecanismos institucionales de coordinación de la actividad de los agentes, estableciéndose un orden de mérito de entrada en la producción sobre la base de los precios de oferta de generación.

Para un generador vinculado al MEM, su costo de generación está dado por el costo de operación más el costo de transporte desde su nodo de conexión hasta el Centro de Carga del Sistema. Asimismo, el generador recibe una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema.

La actividad de transmisión de electricidad en alta tensión tiene la tarea de vincular eléctricamente a los generadores con las distribuidoras o los grandes usuarios y es considerada como un servicio público por la legislación. Esta vinculación es la que hace posible la existencia de un solo mercado. La transmisión de alta tensión fue concedida a una sola empresa con el objeto de aprovechar las economías de escala, mientras que en la transmisión troncal se crearon monopolios regionales.

---

En la Argentina, el transporte se realiza en 500kv, 220kv y 132kv a través del SADI, el cual consiste primordialmente de líneas aéreas y subestaciones que cubren aproximadamente el 90% del país. Es menester hacer mención que en la actividad de transmisión rige el “principio de libre acceso”. El libre acceso permite que cualquier Agente del MEM que esté conectado directa o indirectamente al SADI, pueda comprar su energía eléctrica a cualquiera que la venda en el MEM.

La actividad de distribución de energía eléctrica está definida como vínculo entre el sistema de transporte o de un generador de energía eléctrica con los usuarios finales, que se materializa a través de la comercialización y la subtransmisión de electricidad. La distribución de energía eléctrica ha sido concesionada como un servicio público y un monopolio legal, otorgado por un contrato de concesión en relación al uso exclusivo de sus redes (no así la comercialización, puesto que existe la posibilidad de que los usuarios con determinadas características de consumo puedan contratar directamente su suministro con los generadores, medida que introduce competencia en el segmento).

A su vez, las distribuidoras son responsables de satisfacer la demanda en su región, enfrentando penalidades económicas de no hacerlo. Esta responsabilidad es muy significativa porque establece indirectamente una obligación a invertir. Las distribuidoras deben decidir entre pagar penalidades o evitarlas afrontando el costo de capital de nuevo equipamiento. Las principales empresas de distribución del país son Edenor, Edesur, Edelap, EPEC, EPESF y EDET.

La electricidad, y en consecuencia la industria encargada de su generación, transmisión y distribución, posee ciertas características que la distinguen de otros bienes y, por lo tanto, presenta particulares problemas a resolver para una conformación óptima del mercado. En la siguiente tabla se resumen las principales características que afectan el funcionamiento del sector.

Subsector	Características
<b>Generación</b>	<p><u>Diversidad tecnológica:</u> En la generación de energía existen diversas tecnologías disponibles (centrales nucleares, hídricas y térmicas) que aportan distintas combinaciones de costos fijos y variables, utilización de factores e insumos y flexibilidad en el arranque de los equipos.</p> <p><u>Niveles Mínimos de Producción:</u> Existen umbrales mínimos de generación total que evitan la caída del sistema interconectado.</p> <p><u>Imposibilidad de Almacenamiento:</u> No existen métodos económicamente viables que permitan el almacenamiento de energía generada para su venta posterior, con lo que la igualdad entre generación y demanda debe verificarse momento a momento.</p>
<b>Transporte</b>	<p><u>No direccionalidad de la energía:</u> Con la tecnología disponible no es posible enviar a la energía por las líneas que se desea, sino que ésta fluye de los nodos de los generadores a los demandantes según la resistencia que las líneas le oponen. Esta característica de la electricidad crea dificultades para su tarificación y la valoración de los servicios de transporte.</p> <p><u>Subaditividad de Costos:</u> Tanto para la transmisión como para la distribución suele encontrarse que es más barato brindar el servicio con una sola empresa que con dos o más, o bien proveer dos tipos de servicio con una sola empresa. Esto lleva a la presencia de monopolios y hace necesaria su regulación de forma de brindar al resto del mercado las señales de precios correctas y evitar la apropiación de rentas.</p>
<b>Distribución</b>	<p><u>Baja Sustituibilidad de la Demanda:</u> Los altos costos de sustituir la electricidad por otras fuentes de energía hacen que los costos sociales de la interrupción del servicio sean muy altos.</p> <p><u>Demanda Variable y Aleatoria:</u> En cuanto a la variabilidad, corresponde a la existencia de picos y valles en las cantidades demandadas en el curso del día, así como al hecho que presenta estacionalidad. A su vez, la demanda no es enteramente predecible, pudiendo verificarse shocks.</p>

### 3.1.3. Fijación de Precios

Los generadores son remunerados por la energía y potencia vendida al MEM, excedente de los contratos a término que posean, a los precios fijados por el Mercado Spot de acuerdo con el mecanismo descrito. Por su parte, los distribuidores abonan sus compras de energía y potencia, que surge entre su demanda y lo efectivamente contratado, en el MEM

---

a precio estacional. Las diferencias existentes entre tales precios son compensadas a través de un Fondo de Estabilización.

### **3.1.3.1. Precio Estacional de Energía**

Cada año es dividido en dos estaciones, verano e invierno (períodos que abarcan entre el 1° de Noviembre al 30 de Abril y entre el 1° de Mayo al 31 de Octubre, respectivamente) con diferentes características de demanda. Cada seis meses (sujeto a una revisión trimestral), CAMMESA calcula los precios estacionales de energía a ser abonados por los distribuidores en concepto de la energía adquirida en el MEM ("Precios Estacionales").

CAMMESA calcula el precio estacional, para distintas probabilidades de excedencia hidrológica, como el promedio de los costos marginales horarios de la energía, (costo variable de producción del próximo MW de demanda a abastecer), los costos relacionados con la falla del sistema, como así también las existencias en el Fondo de Estabilización, además de otros factores.

Asimismo, CAMMESA considera, previamente, las ofertas de energía informadas por los generadores, en función de la disponibilidad prevista, las importaciones de energía eléctrica comprometida y la disponibilidad declarada por los generadores. Al determinar la demanda, CAMMESA debe considerar los requerimientos de los distribuidores, los grandes usuarios y los auto-generadores que compran energía en el MEM, así como también las exportaciones comprometidas.

CAMMESA debe simular la operación durante un determinado período estacional frente a diferentes escenarios de oferta y demanda. En cada uno de los distintos escenarios considerados, CAMMESA debe realizar el despacho óptimo de la capacidad disponible, previa consideración de las restricciones de la red de transporte, de modo tal que pueda satisfacerse la demanda y, al mismo tiempo, minimizarse el costo de producción más el costo relacionado con la reducción del riesgo de falla en el sistema.

### **3.1.3.2. Remuneración en el Mercado Spot**

En el Mercado Spot, los generadores son remunerados por la energía que suministran en función del costo marginal del próximo MW de demanda a satisfacer.

---

Sin embargo, a partir de mediados del año 2003, la Secretaría de Energía emitió la Res. 240/03 por la que cual modifica la asignación del precio y que en términos concretos provocó una reducción del orden del 65% en los precios de mercado sancionados. Existe un sistema de estabilización trimestral de los precios del Mercado Spot, aplicable a las compras efectuadas por los distribuidores. Esta Resolución produce una distorsión entre el costo real de generación con combustible alternativo y el precio (según Resolución de la Secretaría de Energía N° 240/03) que la remunera.

Este mecanismo que claramente no cubre los costos reales de generación derivó en la creación de un cargo adicional para la demanda denominado “sobrecosto transitorio de despacho” (SCTD), capaz de absorber las diferencias entre los costos reales de generación y los precios de Mercado que son percibidos por los generadores según la Resolución 240/03.

### **3.1.3.3. Fondo de Estabilización**

El Fondo de Estabilización refleja las diferencias entre los Precios Estacionales pagados por los distribuidores y los Precios Spot de Mercado percibidos por los generadores. Las diferencias que se originan mensualmente entre los pagos efectuados por los distribuidores en concepto de compra de energía, por una parte, y los pagos efectuados a los generadores en concepto de venta de energía y cargos de transporte dentro del MEM, por la otra, se compensan en un Fondo de Estabilización.

Dado que desde el 2003, el Precio Estacional no ha reflejado los costos de operación del sistema, el Fondo de Estabilización se encontró en situación de déficit. A raíz de ello se generó un mecanismo transitorio para la asignación de los recursos escasos e insuficientes ajustando el pago mensual de acreencias de los Agentes del MEM a la disponibilidad de los montos cobrados ese mes. Las diferencias generaron una deuda del Fondo de Estabilización, a ser saldada cuando el mismo disponga de los recursos necesarios.

### **3.1.3.4. Mercado a Término**

Los generadores están autorizados a celebrar contratos en el Mercado a Término para abastecer energía y potencia a los distribuidores y grandes usuarios.

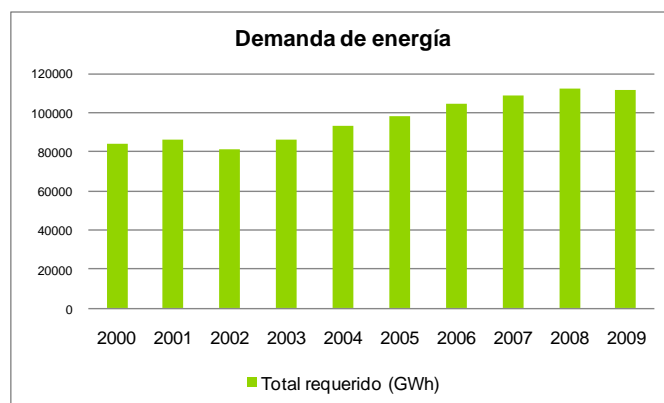


### 3.1.4. Condiciones Actuales del Mercado<sup>2</sup>

Durante el año 2009 la demanda de energía creció un 1,3%, confirmando la tendencia decreciente que ya se observa desde 2007, oportunidad en la que la tasa de crecimiento cerró en 5,5%, seguida por una tasa de crecimiento del 2,9% para el año 2008. Particularmente a partir del último trimestre de 2008, con la crisis internacional de fondo, se produjo una caída significativa en el nivel de actividad, especialmente de la demanda industrial, que se sostuvo hasta marzo de 2009, mes desde el cual se comenzó a evidenciar una recuperación en el sector.

Por otro lado, en lo que respecta a la demanda residencial y comercial, se observaron variaciones mayormente positivas durante el año, que dependieron principalmente de las variables climáticas, como ser, la temperatura ambiente. En general, la temperatura se ubicó en la media histórica o superior a ésta. Durante el invierno, las temperaturas extremas que son las que conducen a un pico máximo de demanda, se dieron en períodos breves durante el mes de julio, alcanzándose un pico máximo de demanda de 19.566 MW. De todos modos, al igual que el año 2008, el año 2009 resultó ser un año de pocos días fríos.

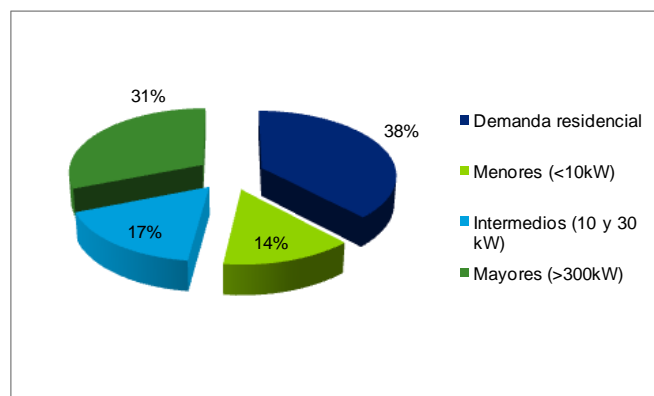
En general, el requerimiento de demanda pudo ser satisfecho sin mayores dificultades a lo largo del año, dado el menor crecimiento de la demanda, por un lado, y la incorporación de un nuevo parque generador y una disponibilidad del parque térmico existente a niveles similares a los años anteriores por el otro. No obstante, durante los meses de julio y agosto, fue necesario recurrir a importaciones de Brasil. En el siguiente gráfico puede observarse la evolución de la demanda de energía:



Fuente: CAMMESA

<sup>2</sup> Los datos utilizados en el presente análisis se obtuvieron del "Informe anual 2009 – Mercado eléctrico mayorista" publicado por CAMESSA.

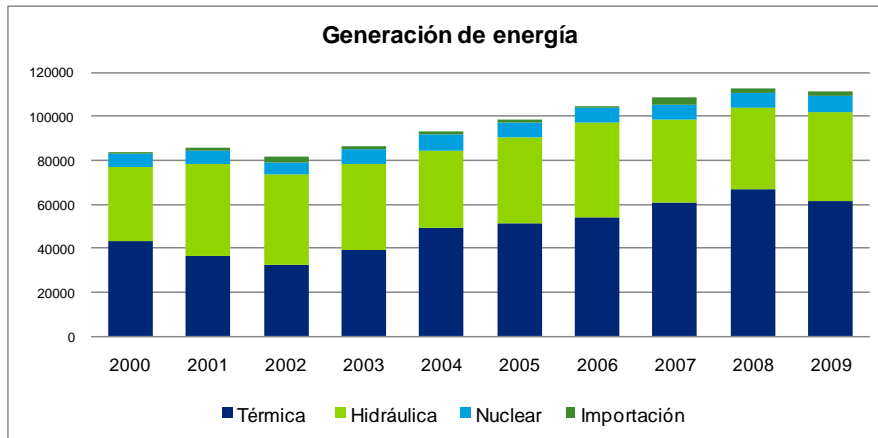
Por otro lado, resulta de interés complementar el análisis previo con la participación de los distintos tipos de usuarios en la demanda final, resumida en el siguiente gráfico, donde se observa que la mayor parte de la demanda energética de Argentina proviene de los consumidores residenciales, siguiéndole los grandes consumidores, vinculados con las actividades industriales del país principalmente.



Fuente:CAMMESA

La generación ingresante durante el año fue de aproximadamente del orden de los 800 MW, dentro de los cuales se destacan la TG de la C.T. Genelba de 165 MW, la CH Caracoles con 12MW, generación distribuida de ENARSA de 248MW y el aumento de la potencia disponible de la CH Yacyretá en 240 MW, por elevación de su cota de operación. También resultó importante hacia fines de año, la terminación de del cierre de los ciclos combinados y puesta en marcha de las TV de la CT Manuel Belgrano y San Martín, que aportarán el año próximo 551 MW adicionales, sin requerimiento de combustible adicional. Este nuevo conjunto de oferta de generación es el que permitió mejorar los niveles de reserva térmica en términos relativos.

En el siguiente cuadro puede observarse la evolución de la generación anual por tipos, donde se destaca la producción por generación térmica, que de hecho ha aumentado su participación en el total en los últimos años.



Fuente:CAMMESA

Por otro lado, cabe destacar que de acuerdo a pautas establecidas por el gobierno nacional, durante 2009 continuó aplicándose la misma medida de precios diferenciales de la energía a usuarios finales, manteniendo sin variantes la tarifa para los distintos tipos de usuarios de los distribuidores. Al igual que para 2008, los pagos de los demandantes no alcanzaron a nivelar los costos reales de generación, diferencia que fue conciliada con aportes del tesoro nacional.

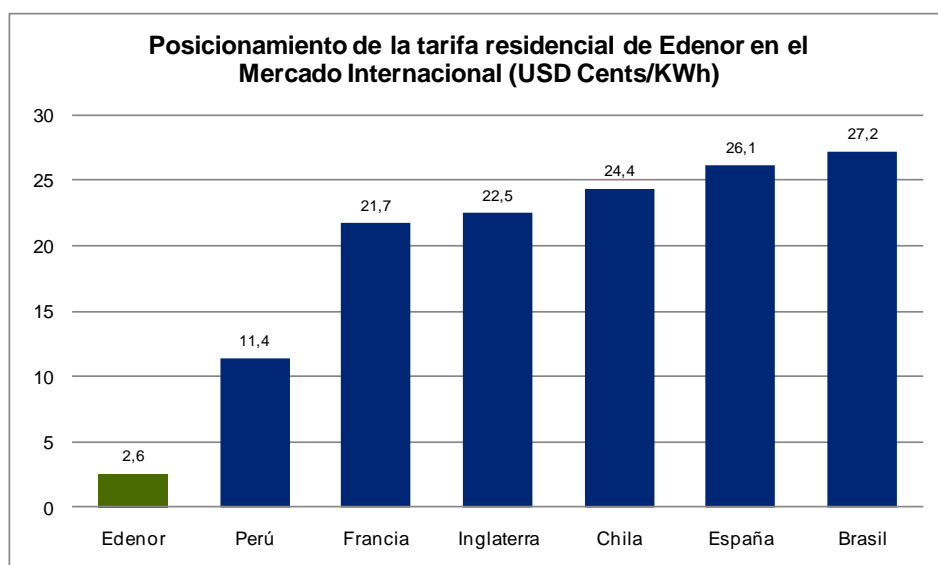
Finalmente, merece la pena resaltar que, no obstante los incrementos mencionados en la provisión de energía, son frecuentes en el país los reclamos políticos y empresariales, que se sienten más en época invernal, cuando los cortes de suministros son más frecuentes.

#### 4. VALUACIÓN DE LA COMPAÑÍA

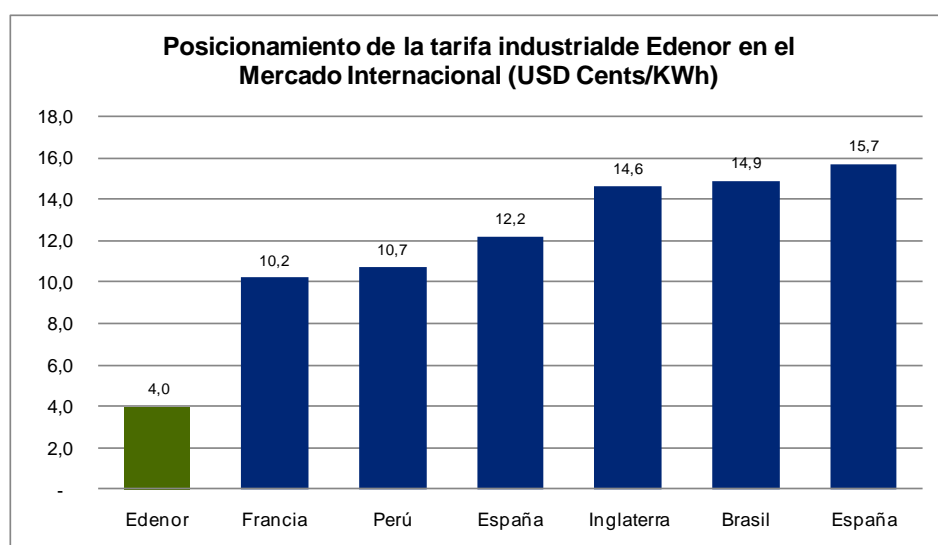
Como he mencionado anteriormente, el objetivo del presente trabajo es el de presentar una valuación de Pampa, pero no de manera tradicional, sino que para llevarla a cabo, aplicaré un supuesto acerca de la situación regulatoria y tarifaria sobre el sector energético.

##### 4.1. Ajuste sobre Tarifas

Como he mencionado anteriormente, actualmente existen fuertes regulaciones sobre el precio de la energía eléctrica, lo que implica que un consumidor, tanto residencial como industrial, recibe la misma a un precio subsidiado.



Fuente: Memoria Pampa Energía 2009



Fuente: Memoria Pampa Energía 2009

---

Sin embargo, y desde el punto de vista de un empresario, estas regulaciones implican reducciones de márgenes y desincentivos a invertir en el sector.

Adicionalmente, y debido al fuerte crecimiento del consumo de energía al que asistimos en los últimos años, toda la matriz energética ha sido puesta a prueba cada vez que los máximos históricos de demanda de energía eran superados.

Picos de potencia máxima registrada	Verano 2008	Invierno 2008	Verano 2009	Invierno 2009	Invierno 2010
Potencia MW	17.930	19.126	18.596	19.566	20.843
Fecha	20/02/2008	23/06/2008	19/02/2010	24/07/2010	03/08/2010
Temperatura	28,10 C°	8,4 C°	29,2 C°	29,2 C°	6,0 C°
Hora	22:01	19:37	22:00	19:59	19:45

Fuente: CAMMESA

Es sumamente importante resaltar las interrelaciones que existen dentro de la matriz energética, creo que ha sido bien argumentado, que el sector eléctrico es dependiente de la producción y oferta de gas natural, y toda vez que el mencionado combustible no se encuentra disponible en cantidades suficientes, el sector de generación de energía debe recurrir a combustibles sustitutos, los cuales al tener costos mayores, repercuten negativamente en los márgenes de las compañías.

Consecuentemente, y para llevar adelante mi valuación sobre Pampa, me dispondré a encontrar cual sería el margen operativo que debería percibir la compañía en caso de que las tarifas sean renegociadas.

Para ello, realizaré una búsqueda de compañías comparables, para de esta forma obtener un margen operativo promedio de mercado de referencia.

La búsqueda se enfocó en compañías que realicen las mismas funciones e incurran en niveles de riesgos similares a los de Pampa. Para ello, se identificaron los Códigos de Clasificación General de Industrias<sup>3</sup> relevantes en los que empresas comparables podrían encontrarse. La siguiente es una lista de los códigos de Clasificación General de Industrias que fueron investigados:

---

<sup>3</sup> Clasificación General de Industrias, en inglés se le conoce como: *Standard Industrial Classification* ("SIC"). En esta clasificación se encuentran los códigos bajo los cuales se registran las diferentes actividades que integran una economía. Este sistema se aplica a todas las compañías que residen y/o mantienen operaciones en los Estados Unidos.

Código	Descripción del Código
4911	Servicios eléctricos

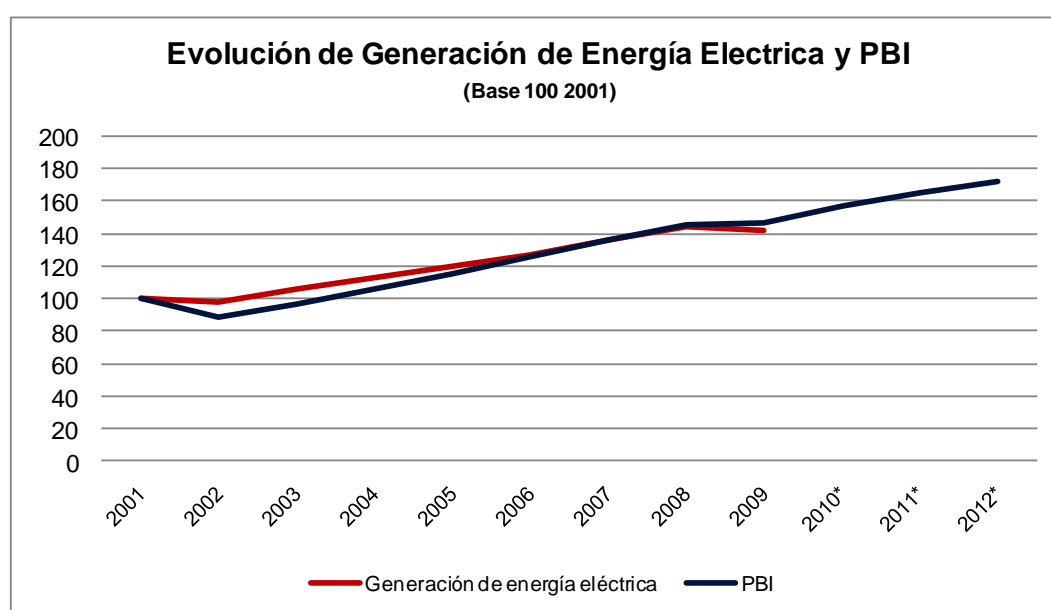
La búsqueda arrojó un total de 126 compañías públicas con actividades similares a las realizadas por Pampa. En el Anexo 1 se presenta el listado completo de las compañías comparables.

Seguidamente, se obtuvo el margen operativo promedio de las 126 compañías encontradas, el cual asciende a 16,7%. Dicho margen representa la rentabilidad operativa promedio de las diversas compañías que operan en el sector energético en los diversos países del mundo. Es por esto que tomaré 16,7% como margen de referencia para realizar la valuación de Pampa.

Cabe destacar que dicho margen de referencia resulta ser un 147% superior al margen obtenido por Pampa en su operatoria al 31 de Septiembre de 2010.

#### 4.1.1. Proceso de Ajuste

Es cierto que las tarifas en el sector energético han quedado retrasadas y que, a pesar de haber sufrido algunas subas, las mismas se encuentran aún muy bajas y sujetas a innumerables restricciones. Por otra parte, también es cierto que si Argentina quiere continuar con su crecimiento económico y propiciar el desarrollo, será necesario invertir fuertemente en el sector de energía.



\*Datos proyectados en base a Bloomberg

Como puede observarse a partir del gráfico anterior, existe una fuerte relación entre el crecimiento de la generación de energía eléctrica y el PBI. Adicionalmente, y en base a las proyecciones de crecimiento para los próximos años, Argentina va a necesitar fuertes inversiones en materia energética.

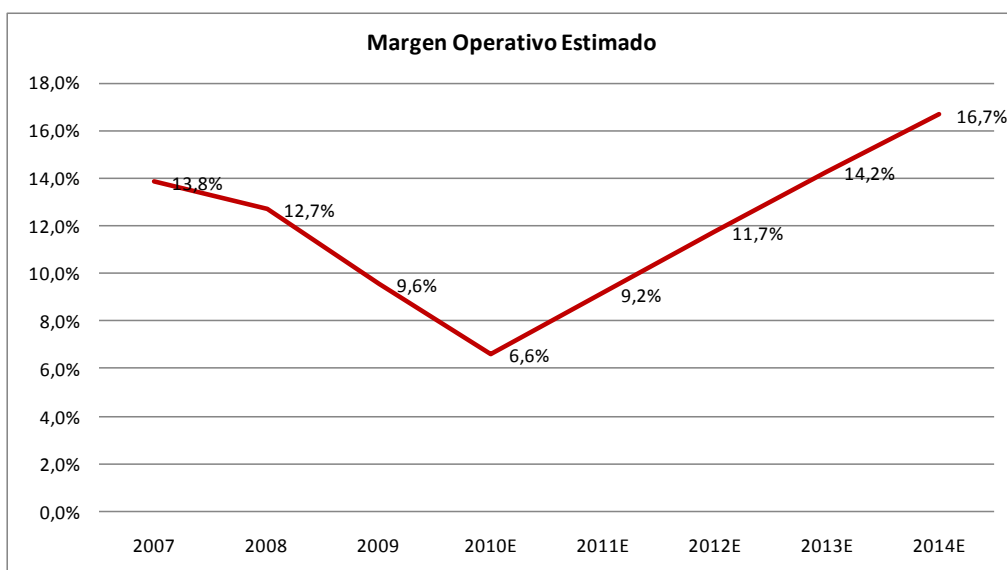
En consecuencia, con el objetivo de atraer inversiones, el margen de rentabilidad que debería ofrecer una compañía que desarrolla sus actividades en el sector de energía eléctrica no debería ser inferior que la rentabilidad promedio de las compañías comparables.

No obstante, si tenemos en cuenta que un ajuste tarifario tendría un alto impacto en la inflación, la cual ya se encuentra por encima del 25% anual, sería poco probable que el ajuste tarifario se realice de una sola vez. En su lugar, esperaríamos un ajuste paulatino en las tarifas, lo cual se vería reflejado en un incremento gradual en los márgenes de rentabilidad de Pampa, hasta que éste alcance el margen de referencia antes mencionado.

En mi opinión, la cuestión tarifaria será revisada a partir del año 2011, debido a que luego de las elecciones presidenciales, la misma será un punto clave para lograr un desarrollo sustentable de la economía Argentina y reducir la dependencia de la matriz energética de las importaciones de combustibles.

El proceso de ajuste sobre los márgenes de rentabilidad de Pampa que utilizaré para realizar la valuación, suponen una convergencia hacia el margen de referencia para los próximos 4 años a una tasa decreciente, tal como se muestra a continuación.

Período	2009	2010E	2011E	2012E	2013E	2014E
Ingresos Totales	4.094.070.971,00	5.036.974.392,63	5.320.525.594,32	5.643.024.822,54	6.011.645.704,94	6.435.282.798,38
Resultado Operativo	391.344.131,00	333.113.394,21	487.134.892,01	662.647.587,18	856.231.354,02	1.071.970.067,71
<b>Margen Operativo</b>	<b>9,6%</b>	<b>6,6%</b>	<b>9,2%</b>	<b>11,7%</b>	<b>14,2%</b>	<b>16,7%</b>
Tasa de Crecimiento		-30,8%	38,4%	28,3%	21,3%	17,0%



#### 4.2. Supuestos de Valuación

La presente valuación se realizará a través de la metodología de flujos de fondos descontados (DCF), para lo cual se han tenido en cuenta los siguientes inputs:

Cost of Equity (CAPM)	13,05%
Beta (L)	0,787
Debt / Equity	86,8%
Tasa Badlar	10,69%
Risk Premium	3,00%

El CAPM me permite medir cual es el costo del Equity que soporta la Compañía, para ello consideré el Beta contra el índice Merval (0,787), una tasa de referencia en pesos, Badlar (10,69%).

En cuanto a la prima de riesgo a utilizar en el CAPM, tomé como base de la misma las calificaciones crediticias de las diferentes obligaciones negociables que han emitido las compañías subsidiarias de Pampa. Actualmente, Edenor y Transener poseen, de acuerdo al Listado de Calificaciones por Emisor América Latina de Standard & Poor's, calificaciones de A y BBB respectivamente.

Las clasificaciones que utilizan los calificadores de riesgo, son una forma de medir el riesgo; en el mercado, es sabido que los inversionistas demandan mayor rentabilidad a mayor riesgo. Por tanto, mientras más baja sea la clasificación de una entidad emisora, más altos serán los intereses anuales esperados.



Rating	Spread
B	4,00%
B+	3,25%
BB	2,50%
BB+	2,00%
BBB	1,50%
A-	1,00%
A	0,85%
A+	0,70%
AA	0,50%
AAA	0,35%

Fuente: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

En función de la tabla expuesta precedentemente, podemos concluir que a Transener le corresponde un spread de 1,5% mientras que a Edenor le corresponde solamente 0,85%. Sin embargo, para el presente trabajo, tomé como prima de riesgo el doble del spread más alto, es decir 3% a modo de ser más exigente con el análisis.

El resultado obtenido es un costo de Equity de 13,05%.

WACC	
Cost of Equity	13,05%
Cost of Debt	9,50%
Debt / (Debt + Equity)	46,48%
Equity / (Equity + Debt)	53,52%
Tax Rate	35,00%
<b>WACC</b>	<b>9,85%</b>

Por otra parte, realicé el cálculo del WACC (Costo Promedio del Capital), para lo cual se tuvo en cuenta las proporciones de deuda y equity que posee la Compañía y sus respectivos costos. En cuanto al costo del equity, se utilizó 13,05% como se expuso anteriormente, por el lado del costo de la deuda, se consideró la Yield to Maturity que poseen las obligaciones negociables de Edenor y Transener, las cuales en promedio rondan el 9,5%. En función de lo expuesto precedentemente, se obtuvo un WACC de 9,85%.

En el anexo 2 se encuentran las proyecciones realizadas sobre los estados de resultados, balances y cash flow de la compañía.

---

### 4.3. Resultados

Los resultados obtenidos a partir de las condiciones expuestas y utilizando una perpetuidad del 4,5%, son:

TARGET PRICE PER SHARE	4,42
ACTUAL PRICE (16/11/2010)	2,16
UPSIDE	104,50%

Como podemos observar, bajo el marco de una renegociación de tarifas, tal como la planteada en el presente trabajo, el precio objetivo de Pampa es de AR\$ 4,42, lo que representa un Upside potencial de 104,50%.

Mi recomendación al respecto de Pampa Energía es **“Comprar”**.

---

## **5. CONCLUSIÓN**

El análisis realizado en este trabajo constituye una valuación de Pampa Energía a través de la metodología de Flujos de Fondos Descontados, con el objetivo de brindar una recomendación acerca de la Compañía, circunscribiendo el análisis a un marco de desregulación y renegociación de las tarifas.

En función de lo expuesto a lo largo del trabajo, y teniendo en cuenta las proyecciones futuras de crecimiento del producto bruto interno, la necesidad de generación transporte y distribución de energía eléctrica continuará incrementándose.

En consecuencia y con el objetivo de satisfacer las necesidades crecientes en materia energética, será fundamental realizar inversiones a lo largo de toda la matriz. Por lo tanto, considero que la situación tarifaria actual deberá ser revisada en el corto plazo, tornando los márgenes operativos del sector comparables con los de compañías similares internacionales, con el objetivo de incentivar nuevas inversiones que permitan abastecer el crecimiento de la demanda.

Considerando un escenario en el cual Argentina regularice su situación tarifaria en materia energética, Pampa Energía posee un inmejorable posicionamiento estratégico y un excepcional potencial de Upside en el precio de la acción (104,5%). Razón por la cual, mi recomendación sobre la especie es “comprar”.

---

## Índice de Anexos

1. Compañías Comparables.
2. Proyecciones.
  - 1.1. Estados de Resultados Proyectados
  - 1.2. Balances Proyectados
  - 1.3. Cash Flow Proyectados

**Anexo 1**  
**Compañías Comparables**

Nombre de la Compañía	Código SIC	País	Margen Operativo
AES Gener S.A.	4911	Chile	24,9%
AES Sul Distribuid Gaucha de Energia SA	4911	Brazil	7,9%
AES Tiete SA	4911	Brazil	69,9%
Algonquin Power & Utilities Corp	4911	Canada	11,3%
Allegheny Energy, Inc.	4911	United States	26,8%
American Electric Power Company, Inc.	4911	United States	20,5%
Atel Holding AG	4911	Switzerland	6,6%
Ayen Enerji A.S.	4911	Turkey	50,5%
Bashkirenergo OAO	4911	Russia	9,7%
BKW FMB Energie AG	4911	Switzerland	10,1%
Black Hills Corporation	4911	United States	10,0%
Boralex Inc.	4911	Canada	12,4%
British Columbia Hydro & Power Authority	4911	Canada	8,2%
Budapesti Elektromos Muevek Nyrt (ELMU)	4911	Hungary	7,4%
Calpine Corporation	4911	United States	15,1%
Capital Power Corporation	4911	Canada	14,5%
Capital Power Income LP	4911	Canada	8,5%
CenterPoint Energy, Inc.	4911	United States	13,6%
Centrais Eletricas de Santa Catarina SA	4911	Brazil	6,6%
Centrais Eletricas Matogrossenses SA	4911	Brazil	14,6%
Central Puerto SA	4911	Argentina	5,6%
Central Vermont Public Service Corp	4911	United States	7,0%
CESP - Companhia Energetica de Sao Paulo	4911	Brazil	40,6%
Chernihivoblenerho EK VAT	4911	Ukraine	3,1%
Cia Nacional de Fuerza Electrica SA	4911	Chile	6,0%
Cleco Corporation	4911	United States	12,5%
CLP Holdings Limited	4911	Hong Kong	21,4%
Companhia Energetica de Brasilia - CEB	4911	Brazil	5,6%
Companhia Energetica de Pernambuco- CELPE	4911	Brazil	17,0%
Companhia Energetica do Ceara - COELCE	4911	Brazil	18,3%
Companhia Energetica Minas Gerais CEMIG	4911	Brazil	26,3%
Companhia Energetica Rio G Norte-COSERN	4911	Brazil	22,9%
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	4911	Brazil	25,4%
Compania General de Electricidad S.A.	4911	Chile	11,3%
Constellation Energy Group, Inc.	4911	United States	3,5%
Copperbelt Energy Corporation Plc	4911	Zambia	13,6%
CPFL Energia S.A.	4911	Brazil	17,8%
CTEEP Cia Transm Energia Eletr Paulista	4911	Brazil	51,0%
Dhofar Power Company (SAOG)	4911	Oman	18,0%
Dominion Resources, Inc.	4911	United States	17,4%

**Anexo 1**  
**Compañías Comparables**

Nombre de la Compañía	Código SIC	País	Margen Operativo
DPSC Limited	4911	India	2,3%
Drax Group Plc	4911	United Kingdom	11,7%
DTE Energy Company	4911	United States	15,6%
Edison International	4911	United States	11,3%
EDP - Energias de Portugal SA	4911	Portugal	15,9%
EDP - Energias do Brasil SA	4911	Brazil	20,4%
El Paso Electric Company	4911	United States	16,1%
Electricite de Strasbourg SA	4911	France	14,0%
Electro Sur Este SAA	4911	Peru	11,2%
Electroandina SA	4911	Chile	21,2%
Electronorte Medio SA - Hidrandina	4911	Peru	13,9%
Elektro - Eletricidade e Servicos SA	4911	Brazil	23,3%
Emera Inc.	4911	Canada	22,9%
Empresa de Distr Electr Lima Edelnor SAA	4911	Peru	18,6%
Empresa de Energia de Bogota SA ESP	4911	Colombia	34,5%
Empresa Electrica de Arica S.A.	4911	Chile	8,5%
Empresa Electrica de Magallanes S.A.	4911	Chile	23,6%
ENEA SA	4911	Poland	7,1%
Energia de Casablanca S.A.	4911	Chile	13,6%
Energia del Sur SA - Enersur	4911	Peru	28,8%
Energie Baden-Wuerttemberg AG	4911	Germany	11,4%
Energisa SA	4911	Brazil	20,6%
Enersis S.A.	4911	Chile	29,8%
Entergy Arkansas Inc.	4911	United States	9,8%
Entergy Corporation	4911	United States	20,5%
ERSP Electricidad de Puno SAA	4911	Peru	11,6%
Espirito Santos Centrais Elec SA Escelsa	4911	Brazil	7,6%
First Gen Corp.	4911	Philippines	8,9%
FirstEnergy Corp.	4911	United States	14,5%
Fortum OAO	4911	Russia	4,6%
Georgia Power Company	4911	United States	19,9%
Guangdong Electric Power Development Co.	4911	China	13,7%
Hokuriku Electric Power Company	4911	Japan	8,9%
Hongkong Electric Holdings Limited	4911	Hong Kong	52,9%
Iberdrola SA	4911	Spain	17,9%
IDACORP, Inc.	4911	United States	19,4%
Idaho Power Co	4911	United States	19,7%
Irkutskenergo OAO	4911	Russia	14,5%
Irkutskenergo OAO (P)	4911	Russia	12,4%
ITC Holdings Corp.	4911	United States	52,4%
JP Elektroprivreda BiH d.d. Sarajevo	4911	Bosnia and	4,8%

**Anexo 1**  
**Compañías Comparables**

Nombre de la Compañía	Código SIC	País	Margen Operativo
		Herzegovina	
Leshan Electric Power Co., Ltd	4911	China	7,5%
Light SA	4911	Brazil	15,2%
Light Servicos de Eletricidade SA	4911	Brazil	13,3%
Maine & Maritimes Corporation	4911	United States	5,6%
Maxim Power Corp.	4911	Canada	5,9%
Mirant Corporation	4911	United States	27,8%
National Grid plc	4911	United Kingdom	23,3%
Northeast Utilities System	4911	United States	13,8%
Novosibirskenergo OAO	4911	Russia	13,2%
NRG Energy, Inc.	4911	United States	24,1%
OGE Energy Corp.	4911	United States	17,1%
OGK-3 OAO	4911	Russia	11,0%
Oncor Elect. Deliv. Transition Bond Co.	4911	United States	0,0%
Otter Tail Corporation	4911	United States	4,4%
Pha Lai Thermal Power JSC	4911	Vietnam	20,0%
Pinnacle West Capital Corporation	4911	United States	9,8%
Portland General Electric Company	4911	United States	11,5%
Powercor Australia	4911	Australia	14,0%
PPL Corporation	4911	United States	12,9%
PPL Electric Utilities Corporation	4911	United States	10,0%
Progress Energy, Inc.	4911	United States	17,9%
PSEG Energy Holdings LLC	4911	United States	6,2%
Public Power Corporation	4911	Greece	22,3%
Reliance Infrastructure Ltd	4911	India	8,6%
RusGidro OAO	4911	Russia	34,2%
Ry Ninh II Hydroelectric JSC	4911	Vietnam	30,7%
Sahacogen (Chonburi) PCL	4911	Thailand	13,0%
Saudi Electricity Company	4911	Saudi Arabia	3,4%
Sichuan Chuantou Energy Co., Ltd.	4911	China	23,6%
Tata Power Company Limited	4911	India	14,1%
TECO Energy, Inc.	4911	United States	13,9%
Tenaga Nasional Berhad	4911	Malaysia	13,8%
The AES Corporation	4911	United States	16,7%
The Empire District Electric Company	4911	United States	18,9%
The Kenya Power & Lighting Company Ltd.	4911	Kenya	8,0%
The Southern Company	4911	United States	20,8%
Tractebel Energia SA	4911	Brazil	45,7%
TransAlta Corporation	4911	Canada	11,5%
Trustpower Limited	4911	New Zealand	29,7%
UIL Holdings Corporation	4911	United States	13,7%

**Anexo 1**  
**Compañías Comparables**

Nombre de la Compañía	Código SIC	País	Margen Operativo
UniSource Energy Corp.	4911	United States	18,1%
Vattenfall AB	4911	Sweden	13,6%
Verbund (Oesterreichische Elektriz AG)	4911	Austria	29,5%
Zakarpattiaoblenerho EK VAT	4911	Ukraine	1,4%
Zhejiang Southeast Electric Power Co.	4911	China	8,9%
<i>Promedio</i>			<b>16,7%</b>



## Anexo 2.1 Estados de Resultados Proyectados

Income Statement (AR\$)	2007	2008	2009	2010E	2011E	2012E	2013E	2014E
Ingresos	1.479.226.523	4.013.831.854	4.094.070.971	5.036.974.393	5.320.525.594	5.643.024.823	6.011.645.705	6.435.282.798
- Costo de los ingresos	967.616.526	2.786.049.657	3.197.265.987	4.108.144.735	4.198.496.597	4.305.770.573	4.434.999.856	4.589.719.311
<b>Resultado Bruto</b>	<b>511.609.997</b>	<b>1.227.782.197</b>	<b>896.804.984</b>	<b>928.829.657</b>	<b>1.122.028.998</b>	<b>1.337.254.249</b>	<b>1.576.645.849</b>	<b>1.845.563.487</b>
- Gastos de Adm y Com	146.134.787	381.370.966	166.781.143	225.545.486	241.929.906	255.739.348	271.954.249	291.130.132
<b>Ingresos Operativos (EBITDA)</b>	<b>365.475.210</b>	<b>846.411.231</b>	<b>730.023.841</b>	<b>703.284.172</b>	<b>880.099.092</b>	<b>1.081.514.902</b>	<b>1.304.691.600</b>	<b>1.554.433.355</b>
- Depreciación de bienes de uso	98.905.534	261.238.423	273.069.865	298.935.958	317.343.066	338.261.445	362.159.580	389.619.154
- Amortización de activos intangibles	19.906.155	21.235.945	22.802.651	25.195.375	26.746.791	28.509.865	30.524.084	32.838.474
- Amortización de otros activos	22.732.205	22.732.206	22.802.651	24.527.924	26.038.241	27.754.610	29.715.471	31.968.550
- Amortización de llaves de negocio	7.363.426	19.839.155	20.004.543	21.511.521	22.836.102	24.341.394	26.061.111	28.037.110
<b>Ingresos Operativos (EBIT)</b>	<b>204.801.218,00</b>	<b>509.598.830,00</b>	<b>391.344.131,00</b>	<b>333.113.394,21</b>	<b>487.134.892,01</b>	<b>662.647.587,18</b>	<b>856.231.354,02</b>	<b>1.071.970.067,71</b>
- Resultados Financieros y por tenencia	(14.788.909)	181.062.773	(80.916.518)	266.642.692	79.807.884	84.645.372	90.174.686	96.529.242
- Otros	23.033.038	(23.193.694)	(2.010.213)	(2.320.420)	(2.451.045)	(2.599.614)	(2.769.429)	(2.964.589)
<b>Resultado antes del impuesto</b>	<b>242.623.165</b>	<b>305.342.363</b>	<b>470.250.436</b>	<b>64.150.283</b>	<b>404.875.963</b>	<b>575.402.601</b>	<b>763.287.240</b>	<b>972.476.237</b>
- Impuesto a las ganancias	36.264.991	108.841.126	160.202.472	101.955.244	106.410.512	107.217.472	108.510.205	110.349.012
<b>Resultado luego del impuesto</b>	<b>206.358.174</b>	<b>196.501.237</b>	<b>310.047.964</b>	<b>(37.804.961)</b>	<b>298.465.451</b>	<b>468.185.130</b>	<b>654.777.035</b>	<b>862.127.225</b>
- Participación en 3°	62.152.122	81.477.509	95.311.143	28.023.929	28.121.432	28.334.689	28.676.324	29.162.271
<b>Resultado Neto</b>	<b>144.206.052</b>	<b>115.023.728</b>	<b>214.736.821</b>	<b>(65.828.890)</b>	<b>270.344.019</b>	<b>439.850.440</b>	<b>626.100.711</b>	<b>832.964.954</b>

## Anexo 2.2 Balances Proyectados

Balance (AR\$)	2007	2008	2009	2010E	2011E	2012E	2013E	2014E
<b>Activos</b>								
Caja y bancos (AR\$)	187.237.083	121.685.278	158.043.109	104.858.514,24	103.809.929,10	104.848.028,39	106.944.988,96	110.153.338,63
Inversiones (AR\$)	635.595.494	478.466.922	467.697.236	543.335.681,20	565.069.108,45	593.322.563,87	628.921.917,70	672.946.451,94
Créditos por ventas (AR\$)	566.527.416	756.469.713	579.618.129	1.046.436.496,60	1.151.080.146,26	1.266.188.160,89	1.392.806.976,97	1.532.087.674,67
Otros créditos (AR\$)	96.674.421	229.965.112	281.693.866	422.888.083,20	486.321.295,68	559.269.490,03	643.159.913,54	739.633.900,57
Materiales y repuestos (AR\$)	25.460.883	22.657.834	23.663.869	-	-	-	-	-
Bienes de cambio (AR\$)	34.349.752	22.215.885	18.964.879	30.229.603,90	31.180.793,84	32.116.217,66	33.079.704,19	34.072.095,31
Otros activos (AR\$)	4.301	16.285	138.591.381	227.460.434,51	227.460.434,51	227.460.434,51	227.460.434,51	227.460.434,51
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>1.545.849.350,00</b>	<b>1.631.477.029,00</b>	<b>1.668.272.469,00</b>	<b>2.375.208.813,65</b>	<b>2.564.921.707,84</b>	<b>2.783.204.895,34</b>	<b>3.032.373.935,87</b>	<b>3.316.353.895,63</b>
Créditos por ventas (AR\$)	202.764.050	191.133.395	263.057.717	217.623.133,35	228.230.564,63	232.795.175,93	239.779.031,20	249.370.192,45
Inversiones (AR\$)	114.953.438	504.008.009	170.674.025	83.727.662,55	145.509.124,92	155.694.763,66	168.150.344,75	183.283.875,78
Otros créditos (AR\$)	202.196.080	220.787.932	186.046.964	239.334.747,67	256.967.401,46	262.106.749,49	267.348.884,48	272.695.862,17
Materiales y repuestos (AR\$)	29.501.822	16.808.927	18.584.000	-	-	-	-	-
Bienes de cambio (AR\$)	7.555.438	3.594.560	1.143.736	721.409,28	735.837,47	750.554,21	765.565,30	780.876,61
Bienes de uso (AR\$)	5.161.420.296	5.504.672.088	6.274.919.476	6.592.512.084,84	6.856.212.568,23	7.199.023.196,65	7.630.964.588,44	8.165.132.109,64
Activos intangibles (AR\$)	338.348.633	317.118.396	297.564.513	268.065.760,20	248.091.130,52	243.129.307,91	238.266.721,75	233.501.387,31
Otros activos (AR\$)	158.483.093	135.750.887	113.018.681	92.130.745,92	88.445.516,08	84.907.695,44	81.511.387,62	78.250.932,12
<b>Subtotal del activo no corriente (AR\$)</b>	<b>6.215.222.850</b>	<b>6.893.874.194</b>	<b>7.325.009.112</b>	<b>7.494.115.543,81</b>	<b>7.824.192.143,31</b>	<b>8.178.407.443,28</b>	<b>8.626.786.523,55</b>	<b>9.183.015.236,07</b>
Llaves de negocio (AR\$)	642.122.255	612.680.752	569.252.345	571.930.050,78	566.210.750,27	566.210.750,27	566.210.750,27	566.210.750,27
<b>Total del activo no corriente (AR\$)</b>	<b>6.857.345.105,00</b>	<b>7.506.554.946,00</b>	<b>7.894.261.457,00</b>	<b>8.066.045.594,59</b>	<b>8.390.402.893,58</b>	<b>8.744.618.193,55</b>	<b>9.192.997.273,82</b>	<b>9.749.225.986,34</b>
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>8.403.194.455,00</b>	<b>9.138.031.975,00</b>	<b>9.562.533.926,00</b>	<b>10.441.254.408,24</b>	<b>10.955.324.601,42</b>	<b>11.527.823.088,90</b>	<b>12.225.371.209,69</b>	<b>13.065.579.881,97</b>
<b>Pasivos</b>								
Cuentas a pagar (AR\$)	552.813.466	579.635.012	505.832.717	629.970.631,20	661.469.162,76	701.157.312,53	750.238.324,40	810.257.390,35
Deudas bancarias y financieras (AR\$)	53.634.384	167.033.039	412.462.950	842.028.603,90	926.231.464,29	1.028.116.925,36	1.151.490.956,41	1.301.184.780,74
Remuneraciones y cargas sociales (AR\$)	80.466.852	128.469.107	165.486.337	178.018.794,35	188.699.922,01	200.021.917,33	212.023.232,37	224.744.626,31
Cargas fiscales (AR\$)	127.067.576	161.338.682	203.170.182	154.670.661,85	157.764.075,09	160.919.356,59	164.137.743,72	167.420.498,59
Otras deudas (AR\$)	138.432.492	86.710.525	78.508.237	40.605.826,66	40.199.768,39	39.797.770,71	39.399.793,00	39.005.795,07
Previsiones (AR\$)	39.868.000	52.756.000	62.813.000	61.911.960,00	63.150.199,20	65.044.705,18	67.646.493,38	71.028.818,05
<b>Total Pasivo corriente</b>	<b>992.282.770,00</b>	<b>1.175.942.365,00</b>	<b>1.428.273.423,00</b>	<b>1.907.206.477,96</b>	<b>2.037.514.591,74</b>	<b>2.195.057.987,69</b>	<b>2.384.936.543,29</b>	<b>2.613.641.909,13</b>
Cuentas a pagar (AR\$)	79.992.990	78.275.344	80.625.236	80.240.713,51	81.845.527,78	83.482.438,34	85.152.087,10	86.855.128,84
Deudas bancarias y financieras (AR\$)	1.630.122.071	2.031.000.665	1.703.992.392	1.665.971.746,60	1.649.312.029,13	1.649.312.029,13	1.665.805.149,43	1.699.121.252,41
Remuneraciones y cargas sociales (AR\$)	29.946.131	52.228.145	56.691.091	67.636.695,36	70.342.163,17	73.859.271,33	78.290.827,61	83.771.185,55
Cargas fiscales (AR\$)	573.394.742	591.947.883	578.815.215	591.729.203,99	597.646.496,03	603.622.960,99	615.695.420,21	628.009.328,61
Otras deudas (AR\$)	300.416.872	332.007.293	631.307.457	985.597.053,12	1.064.444.817,37	1.160.244.850,93	1.276.269.336,03	1.416.658.962,99
Previsiones (AR\$)	48.428.293	51.710.559	17.729.148	13.650.066,17	13.786.566,83	14.062.298,17	14.484.167,11	15.063.533,80
<b>Total Pasivo no corriente</b>	<b>2.662.301.099,00</b>	<b>3.137.169.889,00</b>	<b>3.069.160.539,00</b>	<b>3.404.825.478,75</b>	<b>3.477.377.600,32</b>	<b>3.584.583.848,89</b>	<b>3.735.696.987,49</b>	<b>3.929.479.392,21</b>
<b>Total Pasivo</b>	<b>3.654.583.869,00</b>	<b>4.313.112.254,00</b>	<b>4.497.433.962,00</b>	<b>5.312.031.956,71</b>	<b>5.514.892.192,06</b>	<b>5.779.641.836,59</b>	<b>6.120.633.530,78</b>	<b>6.543.121.301,33</b>
+ Participaciones en 3°	1.526.511.612	1.613.784.221	1.728.422.005	1.742.175.676,12	1.759.597.432,88	1.777.193.407,21	1.794.965.341,28	1.812.914.994,69
+ Patrimonio Neto	3.222.137.683	3.211.282.065	3.336.677.959	3.387.046.775,41	3.680.834.976,47	3.970.987.845,10	4.309.772.337,63	4.709.543.585,95
<b>Total PN</b>	<b>4.748.649.295,00</b>	<b>4.825.066.286,00</b>	<b>5.065.099.964,00</b>	<b>5.129.222.451,53</b>	<b>5.440.432.409,36</b>	<b>5.748.181.252,31</b>	<b>6.104.737.678,91</b>	<b>6.522.458.580,64</b>
<b>Total Pasivo &amp; PN</b>	<b>8.403.233.164,00</b>	<b>9.138.178.540,00</b>	<b>9.562.533.926,00</b>	<b>10.441.254.408,24</b>	<b>10.955.324.601,42</b>	<b>11.527.823.088,90</b>	<b>12.225.371.209,69</b>	<b>13.065.579.881,97</b>

### Anexo 2.3 Cash Flow Projectados

Cash Flows (AR\$)	2007	2008	2009	2010E	2011E	2012E	2013E	2014E
<b>Cash From Operating Activities</b>								
+ Resultado Neto	144.206.052,00	115.023.728,00	214.736.821,00	-65.828.890,39	270.344.019,18	439.850.440,39	626.100.710,77	832.964.954,15
Impuesto a las ganancias	36.264.991,00	108.841.126,00	160.202.472,00	101.955.244,08	106.410.511,89	107.217.471,63	108.510.204,97	110.349.011,79
Interese devengados	28.641.642,00	71.265.610,00	84.583.922,00	75.718.835,59	95.769.460,70	101.574.446,81	108.209.622,69	115.835.090,37
+ Depreciaciones y Amortizaciones	148.907.320,00	325.045.729,00	338.679.710,00	370.170.777,44	392.964.199,70	418.867.314,41	448.460.246,17	482.463.287,56
+Otros Ajustes	-29.379.577,00	129.886.562,00	120.391.229,00	47.509.525,86	53.205.255,94	84.645.372,34	90.174.685,57	96.529.241,98
<b>Flujo neto de la Operations</b>	<b>328.640.428,00</b>	<b>750.062.755,00</b>	<b>918.594.154,00</b>	<b>529.525.492,57</b>	<b>918.693.447,41</b>	<b>1.152.155.045,57</b>	<b>1.381.455.470,18</b>	<b>1.638.141.585,84</b>
<b>Flujo neto de Inversiones</b>								
+ CAPEX	-820.846.059,00	-740.966.502,00	-974.895.108,00	-572.460.493,26	-437.613.230,13	-466.113.850,34	-498.666.011,23	-536.059.057,11
+ Otros	-56.906.381,00	-632.186.753,00	425.743.937,00	-13.971.084,00	-13.971.084,00	-13.971.084,00	-13.971.084,00	-13.971.084,00
<b>Cash From Investing Activities</b>	<b>-877.752.440,00</b>	<b>-1.373.153.255,00</b>	<b>-549.151.171,00</b>	<b>-572.460.493,26</b>	<b>-437.613.230,13</b>	<b>-466.113.850,34</b>	<b>-498.666.011,23</b>	<b>-536.059.057,11</b>
<b>Cash from Financing Activities</b>								
+ Pago de dividendos	-9.076.073,00	-18.314.331,00	-16.797.217,00	-15.771.731,00	-15.456.296,38	-15.301.733,42	-15.301.733,42	-15.454.750,75
+ Toma de deuda	-	825.078.919,00	183.565.419,00	782.777.574,82	798.433.126,32	814.401.788,84	830.689.824,62	847.303.621,11
+ Pago de deuda	-87.480.627,00	-402.317.850,00	-410.939.267,00	-665.946.642,35	-672.606.108,77	-686.058.230,95	-706.639.977,88	-734.905.576,99
+ Pago a accionistas minoritarios	1.289.324.999,00	13.485.652,00	-	-12.391.027,00	-	-	-	-
+ Adquisición de acciones propias	-	-120.848.801,00	-84.630.538,00	-	-	-	-	-
<b>Flujo de la financiación</b>	<b>1.192.768.299,00</b>	<b>297.083.589,00</b>	<b>-328.801.603,00</b>	<b>88.668.174,47</b>	<b>110.370.721,16</b>	<b>113.041.824,48</b>	<b>108.748.113,33</b>	<b>96.943.293,37</b>
<b>Net Changes in Cash</b>	<b>643.656.287,00</b>	<b>-326.006.911,00</b>	<b>40.641.380,00</b>	<b>45.733.173,78</b>	<b>591.450.938,44</b>	<b>799.083.019,70</b>	<b>991.537.572,28</b>	<b>1.199.025.822,11</b>

CASH FLOW	2007	2008	2009	2010e	2011e	2012e	2013e	2014e
EBIT	204.801.218,0	509.598.830,0	391.344.131,0	333.113.394,2	487.134.892,0	662.647.587,2	856.231.354,0	1.071.970.067,7
Taxes @ 35%	-36.264.991	-108.841.126	-160.202.472	-101.955.244	-106.410.512	-231.926.656	-299.680.974	-375.189.524
EBIT - Taxes	168.536.227	400.757.704	231.141.659	231.158.150	380.724.380	430.720.932	556.550.380	696.780.544
Depreciations & Amortizations	148.907.320	325.045.729	338.679.710	370.170.777	392.964.200	418.867.314	448.460.246	482.463.288
Working Capital	-73.524.585	-148.183.835	105.294.260	-330.281.309	-74.096.308	-76.355.289	-98.661.481	-123.520.534
Capex	-820.846.059	-740.966.502	-974.895.108	-572.460.493	-437.613.230	-466.113.850	-498.666.011	-536.059.057
Free Cash Flow for Assets	-576.927.097	-163.346.904	-299.779.479	-301.412.875	261.979.042	307.119.107	407.683.134	519.664.240