

# **“Fijación de Precios en Barra Mayo 2012 – Abril 2013” Prepublicación**



**Audiencia Pública  
Exposición y Sustento de Criterios, Metodología y Modelos Económicos**

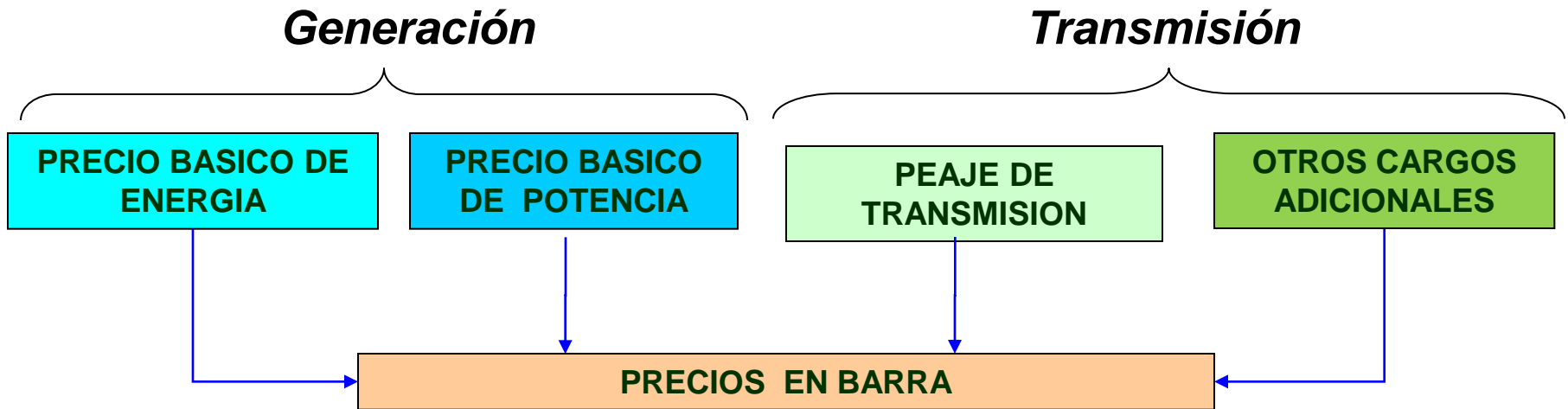
**Ing. Jaime Mendoza Gacon  
Gerente División Generación y Transmisión  
14 de marzo de 2012**



# Introducción



# ¿Qué tarifas se están regulando como Precios en Barra? (1 de 3)





# ¿Qué tarifas se están regulando como Precios en Barra? (2 de 3)

- **Tarifas de Generación Eléctrica**
  - **Precio de Energía:** Remunera los costos variables de las centrales de generación eléctrica (los que dependen de la cantidad que se produzca)
  - **Precio de Potencia:** Remunera los costos fijos de las centrales de generación eléctrica (los que no dependen de la cantidad que se produzca)
- **Tarifas de Sistema Principal y Garantizado de Transmisión**
  - **Ingreso tarifario:** Monto que los generadores deben transferir a los transmisores
  - **Peaje unitario:** Monto (en por unidad) que los consumidores deben pagar al transmisor para completar los costos del servicio



# ¿Qué tarifas se están regulando como Precios en Barra? (3 de 3)

(Continuación)

- **Cargos Adicionales:** Monto (en por unidad) que los Decretos Legislativos 1002 y 1041, así como los Decretos de Urgencia 037-2008 y 049-2008 ordenan incluir dentro del Peaje del Sistema Principal de Transmisión.

**Cargo por Compensación por Seguridad de Suministro**, que implica la compensación a las centrales duales que operan con gas natural o diesel (**Artículo 6° de DL-1041**)

**Cargo por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables (RER)**, que implica la compensación a las centrales de generación que utilizan RER (**Artículo 7° de DL-1002**)

**Cargo por Compensación de Generación Adicional**, que implica el pago por instalación de unidades de emergencia (**Artículo 5° de DU-037-2008**)

**Cargo por Compensación de Costo Variable Adicional**, que implica los sobrecostos de las unidades que operan con costo variable mayor al costo marginal (**Artículo 1° del DU-049-2008**)

**Cargo por Compensación de Retiros Sin Contratos**, que implica los sobrecostos de las unidades que cubren los Retiros Sin Contratos (**Artículo 2° del DU-049-2008**)



# Tarifas de Generación Eléctrica (SEIN)



# ¿Qué ordena la legislación?

- **Tarifas de Generación Eléctrica**

- Utilizar la oferta y demanda de los últimos 12 meses.
- Proyectar la oferta y demanda para los próximos 24 meses.
- Determinar el precio de energía a partir del equilibrio de la oferta y la demanda.
- Determinar el precio de potencia como el costo de inversión en una turbina a gas.
- **Los precios de energía y potencia no podrán diferir en 10% del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones.**

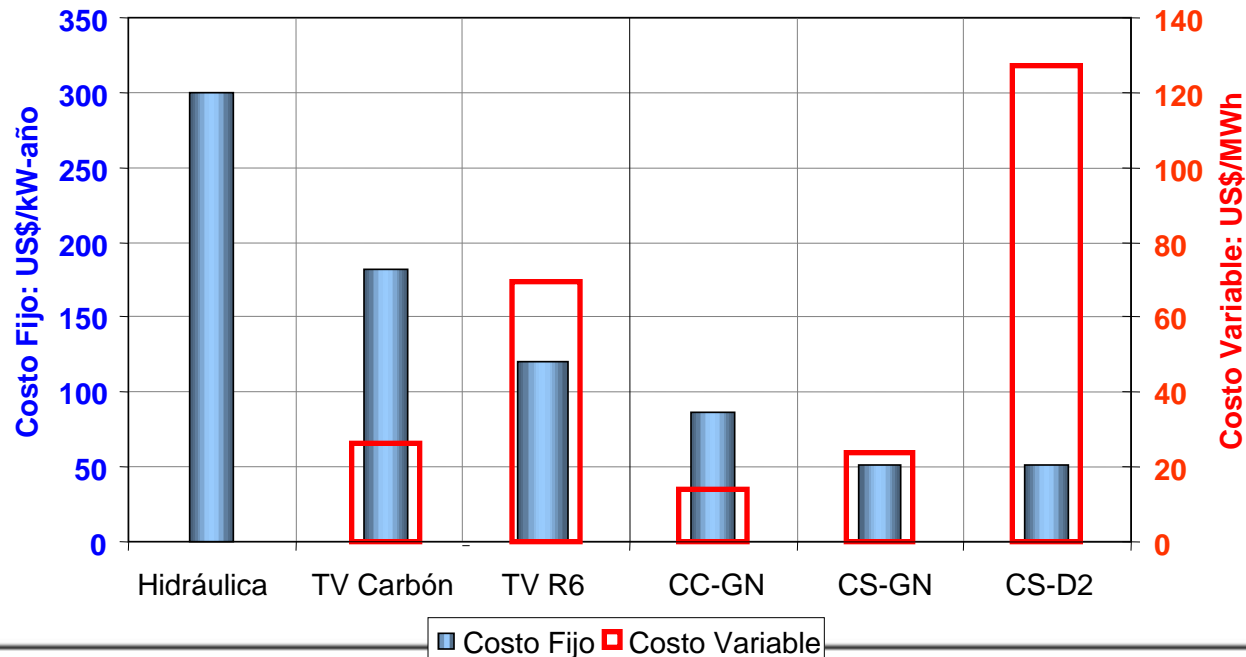


# ¿Qué principios se utilizan? (1 de 4)

- Tarifas de Generación Eléctrica**

- Criterios marginalistas en el Sistema Interconectado: Se paga el costo de la generación más económica para atender la demanda

## Costos de Producción de Electricidad

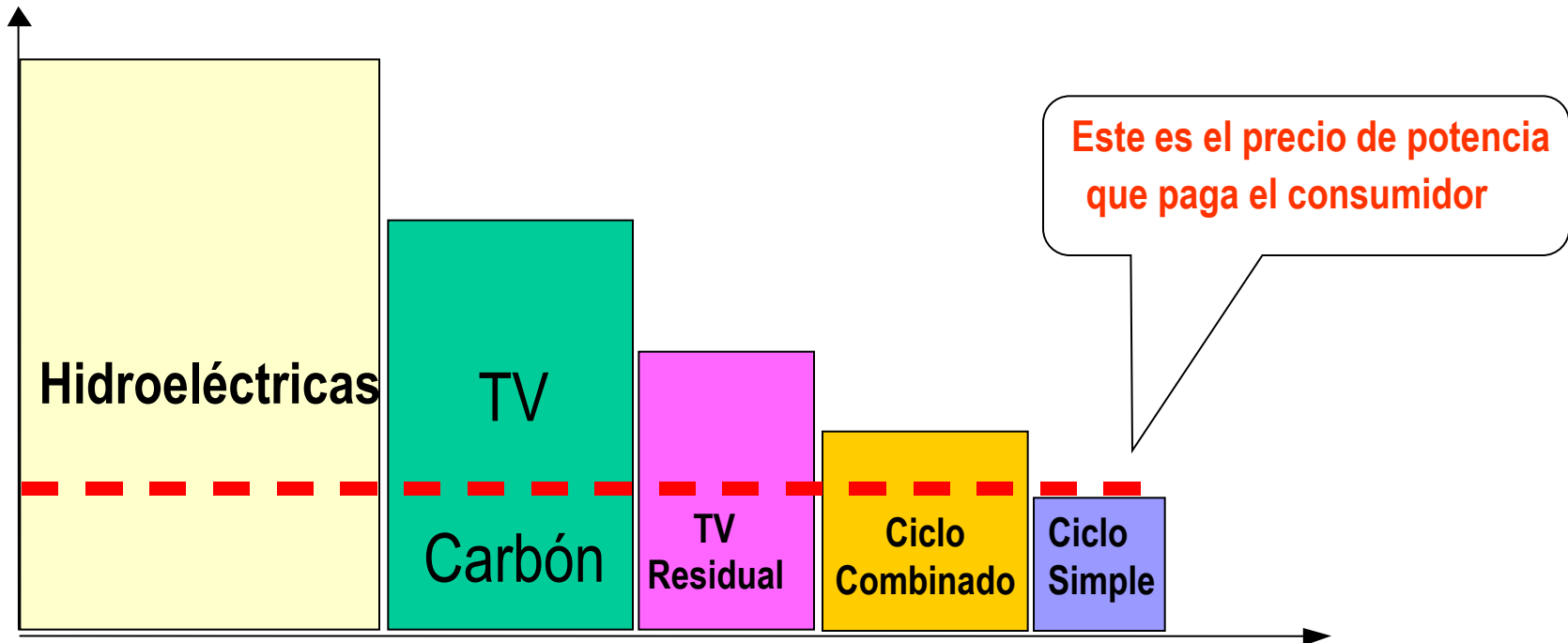




# ¿Qué principios se utilizan? (2 de 4)

- Tarifas de Generación Eléctrica**

US\$/kW-año – **Precio de Potencia:** Unidad más económica a construir

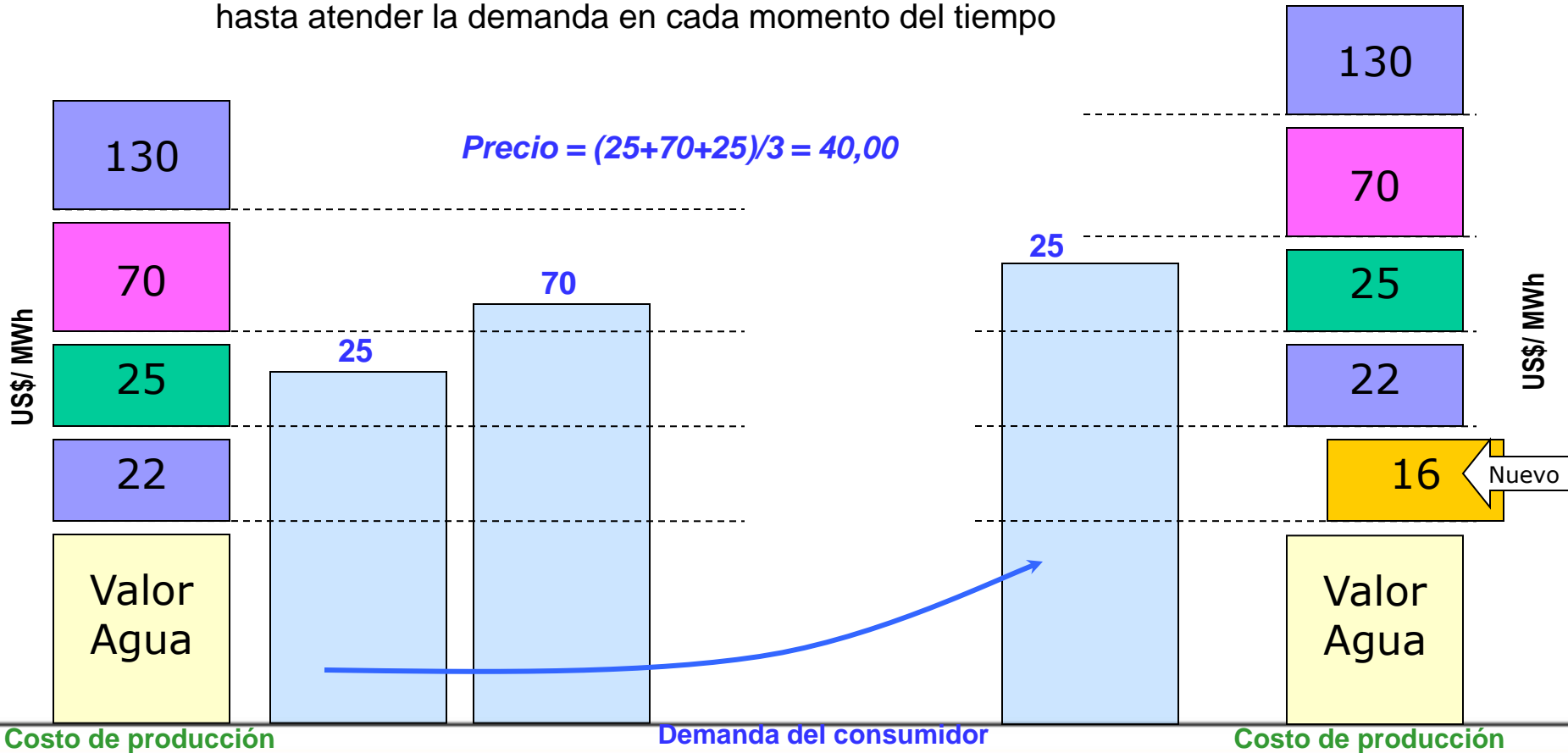




# ¿Qué principios se utilizan? (3 de 4)

- Tarifas de Generación Eléctrica**

- **Precio de Energía:** Promedio ponderado de los costos de la unidad más económica hasta atender la demanda en cada momento del tiempo

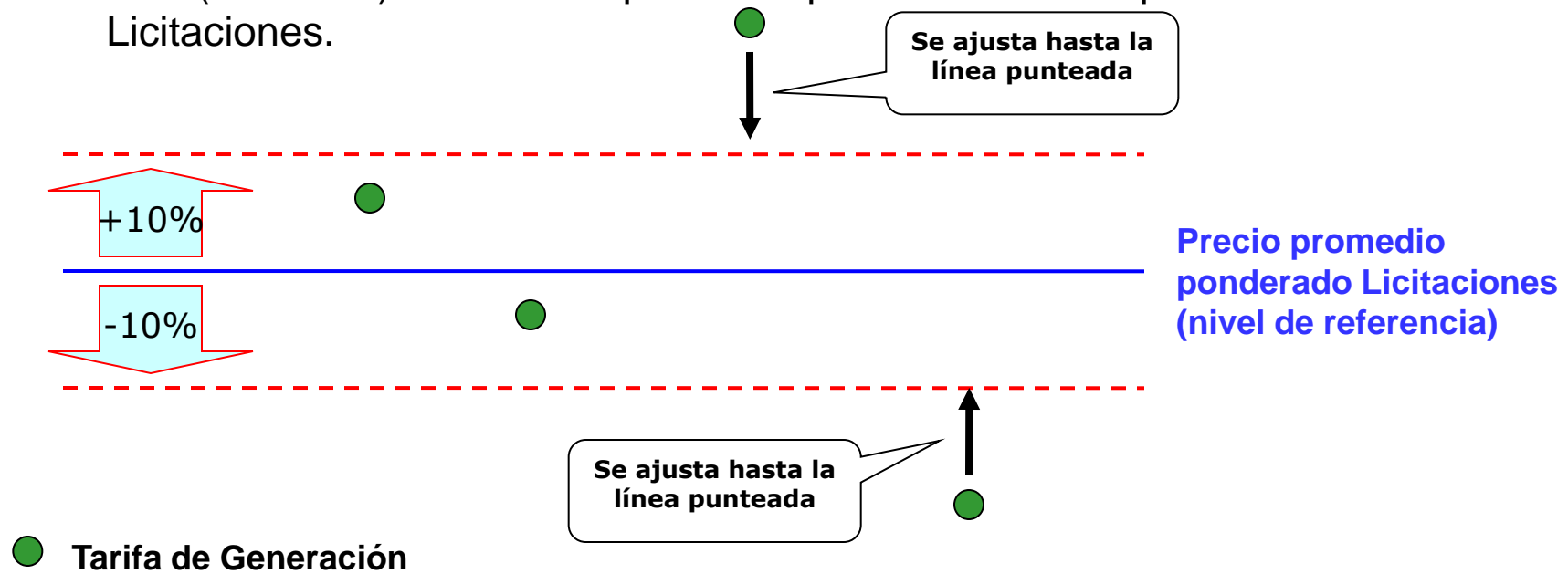




# ¿Qué principios se utilizan? (4 de 4)

## • Tarifas de Generación Eléctrica

- **Mecanismo de ajuste:** La tarifa regulada de generación no debe diferir en más (ni menos) de 10% del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones.





# Cálculo del Precio de Energía (1 de 5)

- **Precio de Energía**

- **Proyección de Demanda**

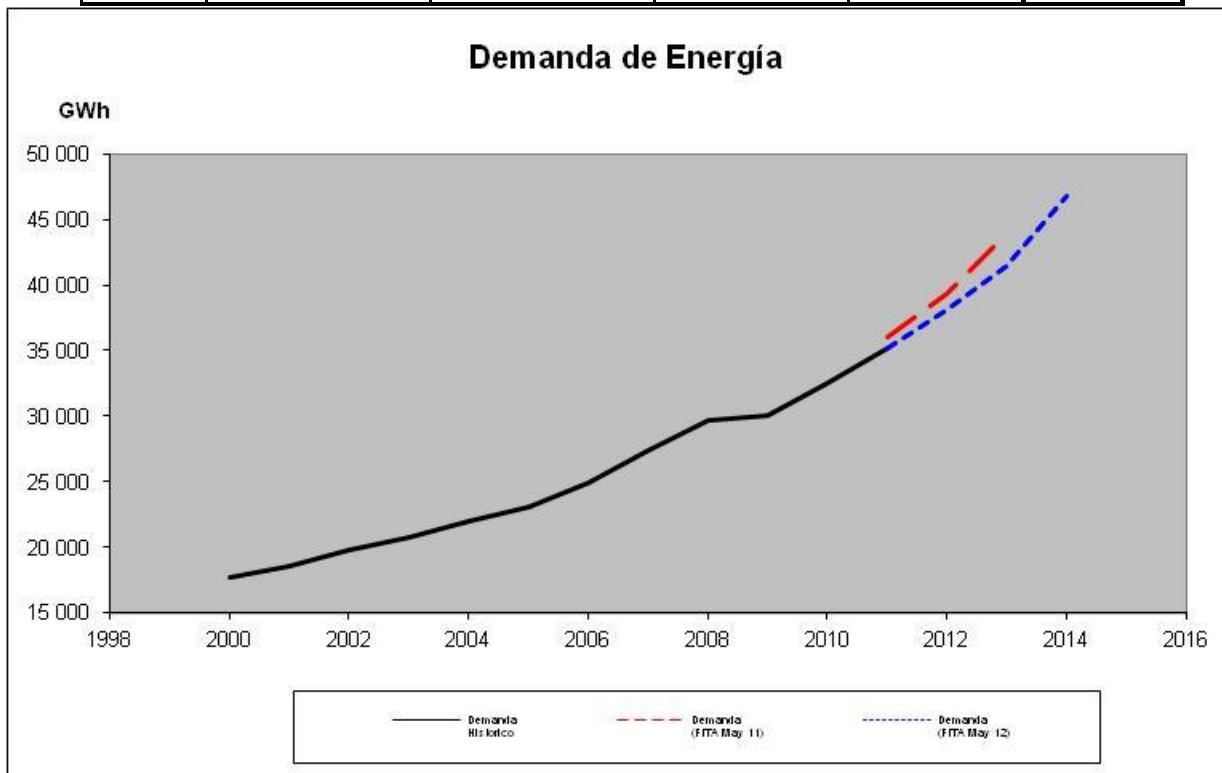
- En el pronóstico de demanda se utiliza el Modelo Econométrico de Corrección de Errores.
      - Se considera preliminarmente el crecimiento de PBI del 2011 de 6,8%, el cual será actualizado con la cifra oficial del INEI para la publicación.
      - Se considera el crecimiento de PBI proyectado para los años 2012 y 2013 realizado por el BCR en base a sus encuestas con analistas económicos. Para el año 2014 se considera un crecimiento similar a 2013.
    - No corresponde la inclusión de demanda extranjera, debido a que en el año 2011, se llevaron a cabo importaciones de Ecuador por situaciones de emergencia en el marco del Decreto de Urgencia N° 037-2008.
    - Las pérdidas en los niveles de transmisión, subtransmisión y distribución están en el orden de 6,05%, 2,00% 7,53%, respectivamente.
    - Las cargas especiales (Electroandes, Shougesa, Antamina, Cerro Verde, Southern, etc.) representan aprox. el 21% de la demanda.





## Cálculo del Precio de Energía (2 de 5)

Año	Demanda MW	Energía Anual GWh	Tasa de Crecimiento		Factor Carga Anual
			Pot (%)	Ener (%)	
2011	4 961	35 223	8,0%	8,6%	81,0%
2012	5 426	38 061	9,4%	8,1%	80,1%
2013	5 836	41 460	7,6%	8,9%	81,1%
2014	6 562	46 816	12,4%	12,9%	81,4%





# Cálculo del Precio de Energía (3 de 5)

- **Precio de Energía**

- Programa de Obras

- El plan de obras debe contemplar un programa eficiente de centrales para entrar en servicio en el periodo de estudio, de modo que se mantenga el equilibrio entre la oferta y la demanda del sistema.
- Se ha considerado los proyectos de generación que se encuentran en desarrollo, tales como:
  - Conversión a Ciclo Combinado de CT Kallpa (859 MW)
  - Conversión a Ciclo Combinado de CT Chilca I (804 MW)
  - CT Fénix Ciclo Combinado (521 MW)
  - Segunda Etapa de CH Machupicchu (101 MW)
  - CH Quitaracsca (112 MW)
- Se ha considerado los proyectos de transmisión que se encuentran en desarrollo.





# Cálculo del Precio de Energía (4 de 5)

## • Precio de Energía

### – Precio de combustibles líquidos

- Menor entre Precio Ponderado de Referencia y Precio de Lista de Petroperú.



### – Precio del Gas Natural

- Para las centrales que operen con GN de Camisea, el precio es el efectivamente pagado en boca de pozo más el noventa por ciento del costo del transporte y de la distribución, según corresponda.
- Para centrales que utilicen GN de fuentes distintas a Camisea, es el precio único resultado del procedimiento N° 31 C del COES-SINAC, teniendo como límite superior (Procedimiento aprobado por Resolución OSINERG N° 108-2006-OS/CD): **2,4469 US\$/MMBTU.**



### – Precio del carbón

- Precio resultado de la aplicación del “Procedimiento para la Determinación de los Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica”: **128,75 US\$/Ton.**



# Cálculo del Precio de Energía (5 de 5)

- **Precio de Energía**

- Diferencias importantes con respecto de la propuesta de los Subcomités de COES-SINAC
  - Ajuste de precios de combustibles y tipo de cambio al 31.01.12 (Costos Variables).
  - Ajuste de CVNC (se mantuvo los fijados en 2010, salvo por Ventanilla, Santa Rosa y los actualizados con el PR-34 del COES).
  - Inclusión de los 46 escenarios hidrológicos.
  - Ajuste del programa de mantenimientos, con la no inclusión de aquellos trabajos no sustentados.
  - Inclusión del proyecto CH Quitaracsá (112 MW) para el mes de octubre del 2014, y retraso en la ampliación de la CH Machupicchu (101 MW) del julio 2013 a junio 2014.



# Cálculo del Precio de Potencia (1 de 3)

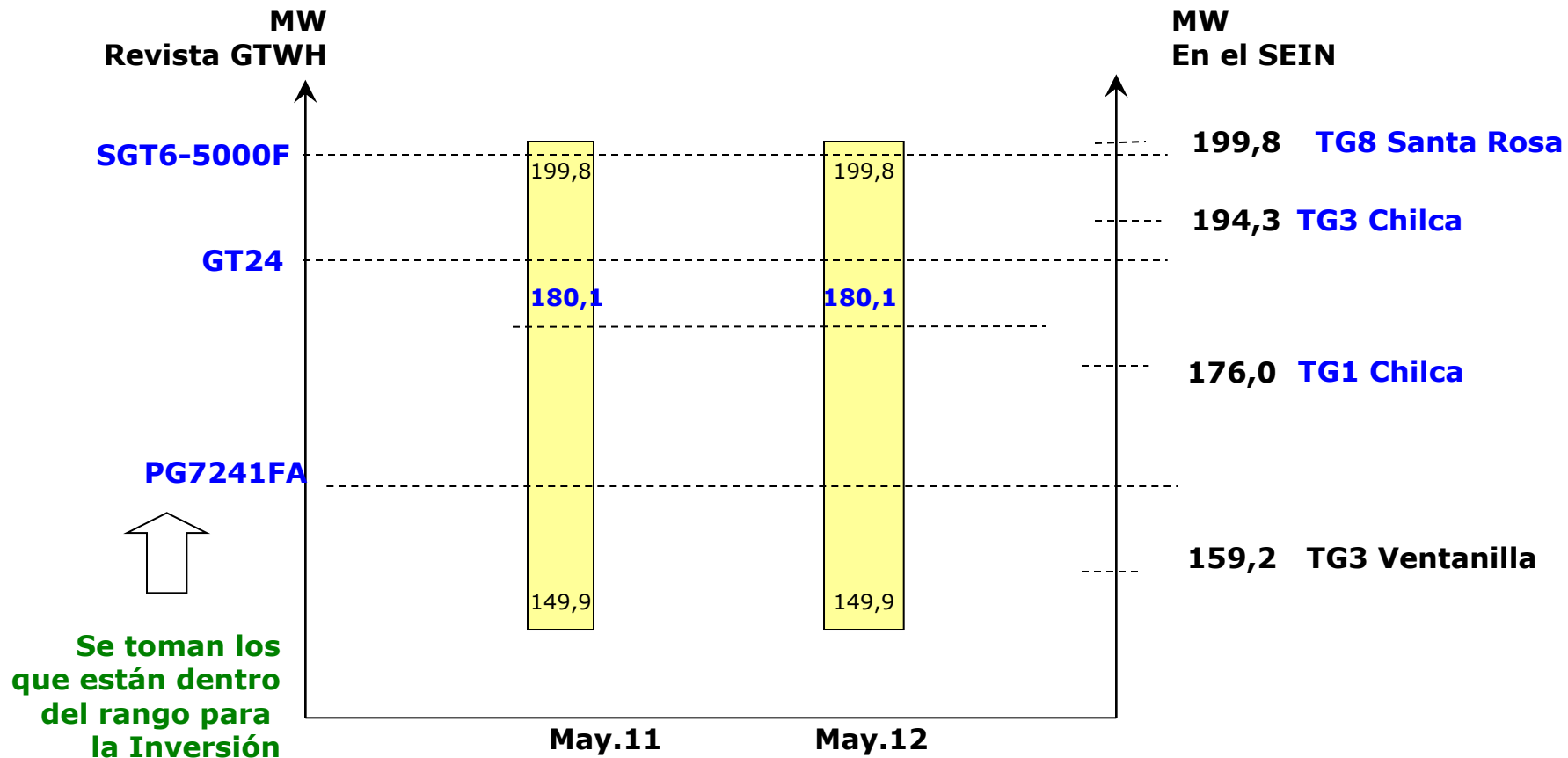
- **Precio de Potencia**

- El Precio Básico de la Potencia se determina a partir de la utilización de los costos correspondientes a una unidad de punta, turbogas operando con combustible diesel, conforme a la aplicación del “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia”, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD.
- No se actualizó el precio FOB de la unidad de Punta, al no disponer de la revista Gas Turbine World del año 2012. La actualización se realizará para la Publicación .
- Se actualizaron los costos de conexión eléctrica de acuerdo con la última versión de la “ Base de datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con costos 2011”, aprobada con la Resolución OSINERGMIN N° 013-2012-OS/CD.



# Cálculo del Precio de Potencia (2 de 3)

- Aplicación Procedimiento para determinar Precio Básico de Potencia.





# Cálculo del Precio de Potencia (3 de 3)

En el cuadro siguiente se presenta la comparación del precios de potencia por cada componente, entre la propuesta y la fijación anterior:

Año	Costo anuales (US\$/kW-año)			
	Generadores	Conexión Eléctrica	Costo Fijo de Operación y Mantenimiento	Total
2011	58,08	3,94	14,24	76,26
2012	58,50	3,61	14,31	76,42



# Actualización de Costo de Racionamiento

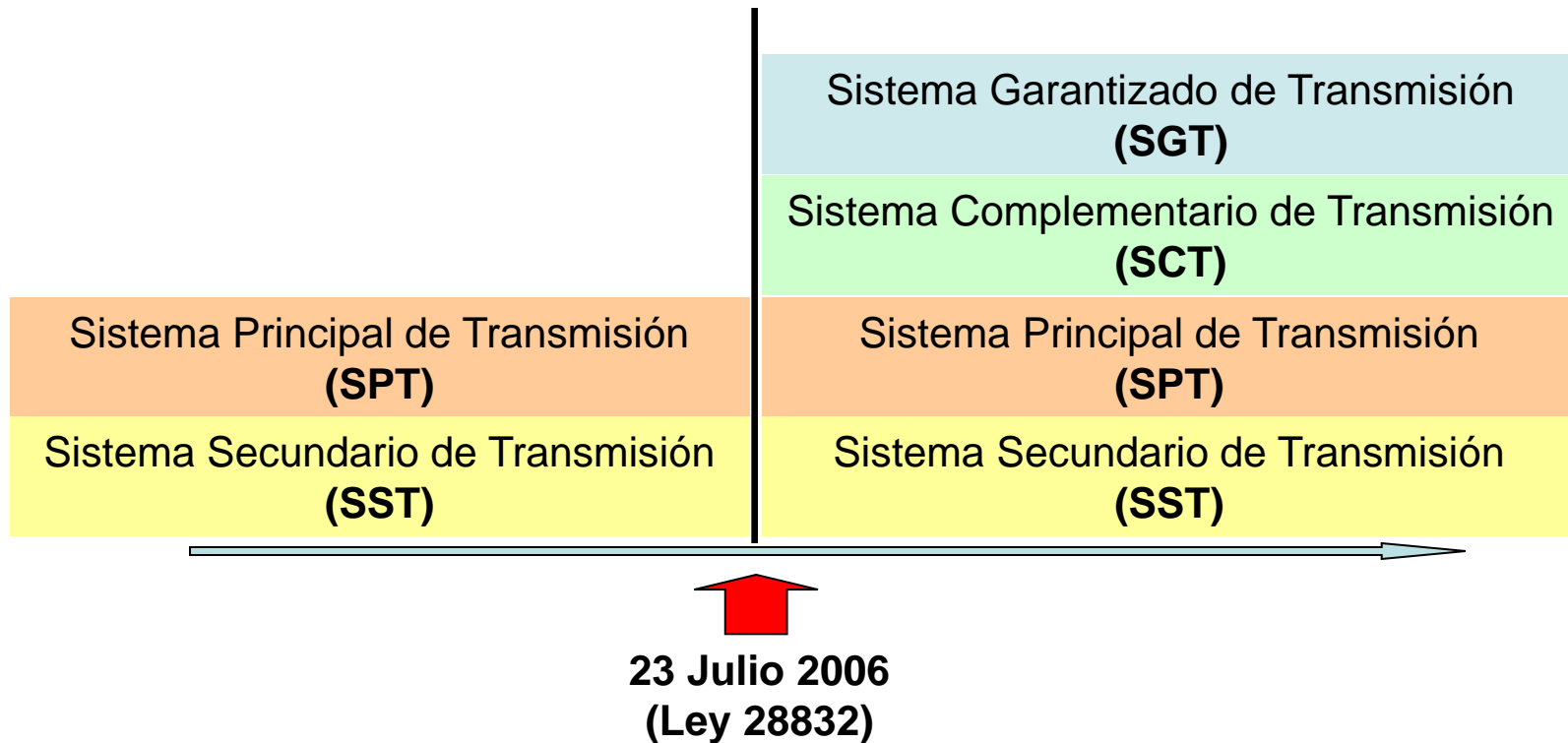
- Definición de la Ley: *El costo de racionamiento es el costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer de energía y tener que obtenerla de fuentes alternativas. El costo se calculará como valor único y será representativo de los déficits más frecuentes que pueden presentarse en el sistema eléctrico.*
- Al respecto, se realizó una encuesta de valorización de contingencias, para conocer la disposición a pagar de los usuarios regulados y el costo de generación alternativa de los usuarios libres, para evitar un corte de suministro.
- Como resultado de dicha metodología, se tiene que el valor propuesto de costo racionamiento es de 746 US\$/MWh, que es el costo promedio (ponderado) de todos los usuarios.



# Tarifas del Sistema Principal y Garantizado de Transmisión (SEIN)



# Remuneración de Transmisión



**En la Fijación de Precios en Barra se regulan las tarifas para las instalaciones de transmisión que son parte de SPT y SGT**



## ¿Qué ordena la legislación?

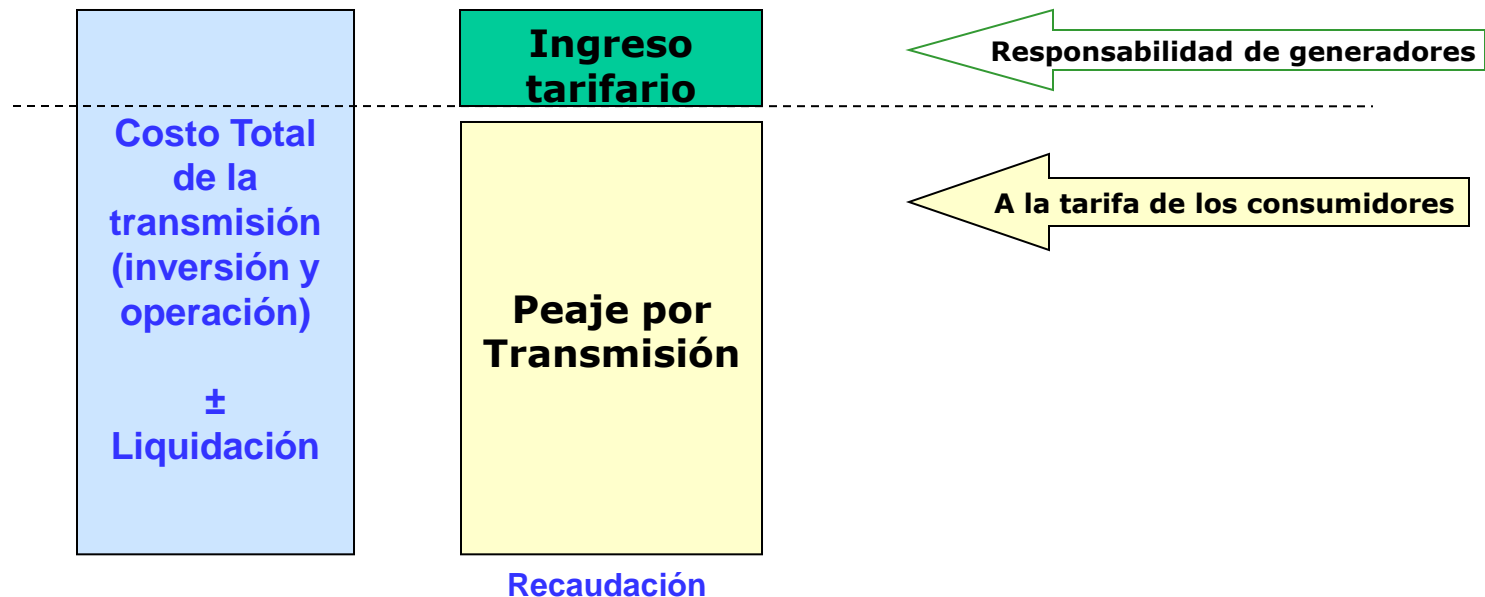
- **Tarifas de Sistema Principal de Transmisión**
  - Las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión son aquellas que fueron calificadas como tales antes de la promulgación de la Ley 28832.
  - Determinar el Valor Nuevo de Reemplazo para los casos que corresponda y el Costo de Operación y Mantenimiento (costos totales).
  - Agregar los Cargos Adicionales.
- **Tarifas de Sistema Garantizado de Transmisión**
  - Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión son aquellas que forman parte del Plan de Transmisión y cuya concesión y construcción son resultado de un proceso de licitación.
  - Las componentes de inversión, operación y mantenimiento que forman parte de la base tarifaria, serán los valores que resulten de los procesos de licitación.



# ¿Qué principios se utilizan? (1 de 2)

- **Tarifas de Transmisión (Eléctrica)**

- Criterio de costo medio: Se paga el costo del sistema de transmisión necesario para transmitir la energía requerida por la demanda, considerando criterios de eficiencia.





## ¿Qué principios se utilizan? (2 de 2)

- **Cargos Adicionales (CA)**

- Criterios de compensación: Se estiman los costos que deben ser compensados en cumplimiento de los Decretos Legislativos N° 1041 y N° 1002, así como los Decretos de Urgencia N° 037-2008 y N° 049-2008.
- Estos costos son asignados a los usuarios de electricidad dentro del Peaje del Sistema Principal de Transmisión y en las formas que establecen dichos decretos.
  - Los costos son asignados en misma proporción para los usuarios de electricidad, con excepción del Cargo por Compensación de Generación Adicional que establece en Decreto de Urgencia N° 037-2008, el cual debe ser asignado en base a los siguientes factores:
    - Usuario Regulado factor 1,0
    - Usuario Libre factor 2,0 (mayor que 2,5 MW y menor que 10 MW; optativo)
    - Grandes Usuarios factor 4,0 (mayor o igual que 10 MW)



# Cálculo del Peaje SPT (1 de 5)

- **Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión**
  - VNR de Instalaciones de Transmisión:
    - ETESELVA, SAN GABAN, ANTAMINA, REP : Se mantiene el valor reconocido en regulaciones de mayo 2009 y mayo 2010
    - ISA, REDESUR, TRANSMANTARO: Actualizado de acuerdo a contratos.
  - COyM de Instalaciones de Transmisión:
    - REP, ETESELVA, SAN GABAN, ANTAMINA: Determinado sobre la base de módulos estándares de operación y mantenimiento, y considerando la mejor información disponible.
    - ISA, REDESUR, TRANSMANTARO: Actualizado de acuerdo a sus contratos de concesión.





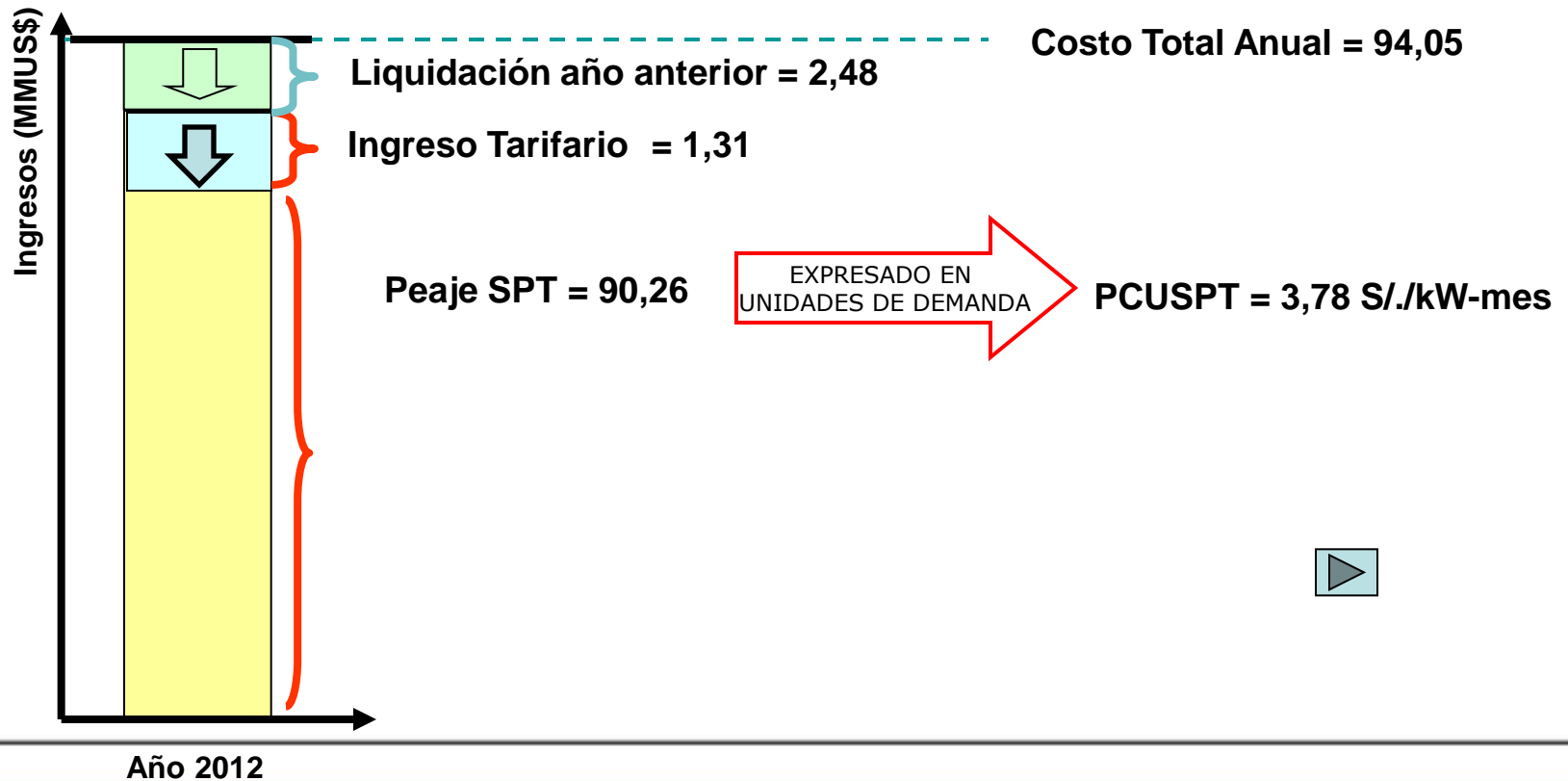
# Cálculo del Peaje SPT (2 de 5)

- **Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión** (continuación)
  - Liquidaciones
    - TRANSMANTARO, REDESUR e ISA: Se aplicó el procedimiento de liquidación, Resolución OSINERG N° 335 -2004-OS/CD.
    - REP: Se aplicó el procedimiento de liquidación (Resolución OSINERG N° 336-2004-OS/CD) y se tomó en cuenta las once (11) adendas.



# Cálculo del Peaje SPT (3 de 5)

- **Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión**
  - Cálculo del Peaje por Sistema de Transmisión Principal





# Cálculo del Peaje SPT (4 de 5)

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	INGRESO TARIFARIO (S./Año)	PEAJE ANUAL (S./Año)	PEAJE UNITARIO (S./kW-mes)
REP	1 793 411	46 903 966	0,73
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	0	287 902	0,01
ANTAMINA	0	275 870	0,01
ETESELVA	379 540	7 926 329	0,12
REDESUR	42 388	35 851 916	0,56
TRANSMANTARO	0	126 532 412	1,96
ISA	1 311 876	25 109 205	0,39
<b>Total</b>	<b>3 527 215</b>	<b>242 887 600</b>	<b>3,78</b>



# Cálculo del Peaje SPT (5 de 5)

<b>Cargos Adicionales</b>	<b>\$/kW –mes</b>
<b>Cargo Unitario de Prima por Generación RER</b>	0,51
<b>Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro</b>	0,18
<b>Cargo Unitario por Compensación de Generación Adicional (*)</b>	3,17
<b>Cargo Unitario por Compensación de Costo Variable Adicional</b>	2,37
<b>Cargo Unitario por Compensación de Retiros Sin Contratos</b>	0,00
<b>Total</b>	<b>6,23</b>

(\*): Asignado a Usuario Regulado



# Cálculo del Peaje SGT (1 de 3)

## • Peaje de Transmisión

- Las empresas TRANSMANTARO y ABENGOA, presentaron en la fijación anterior sus instalaciones adjudicadas en la licitación pública realizada por PROINVERSION y que ingresarían en servicio en el periodo Mayo 2011 – Abril 2012. En el siguiente cuadro de resumen de VNR, COyM y Liquidación de sus instalaciones.

Empresa	Proyecto	VNR (miles US\$)	COyM (miles US\$)	LIQUIDACIÓN (miles US\$/año)
TRANSMANTARO	LT Chilca - Zapallal (Tramos 1 y 2)	53 085	3 567	-312
ABENGOA	LT Carhuamayo - Cajamarca (Tramos 1,2,3, 4 y SVC)	101 044	4 564	321
<b>TOTAL</b>		<b>154 894</b>	<b>8 131</b>	



# Cálculo del Peaje SGT (2 de 3)

- Peaje de Transmisión**

- Para el periodo de mayo 2012 a abril 2013, se tiene previsto el ingreso de los siguientes proyectos de transmisión SGT:

INSTALACIONES TRANSMISION	TITULAR	VNR (US\$)
Talara - Piura (2do Circuito)	TRANSMANTARO	14 580 022
Zapallal - Trujillo 500 kV	TRANSMANTARO	167 500 000
Machupicchu - Abancay - Cotaruse	TRANSMANTARO	62 545 294
Pomacocha - Carhuamayo	TRANSMANTARO	16 407 891
Socabaya - Tintaya	TESUR	44 568 415



# Cálculo del Peaje SGT (3 de 3)

## • Peaje de Transmisión

- Se establecieron los Peajes del SGT para las empresas TRANSMANTARO , ABENGOA y TESUR. En los casos de los nuevos proyectos de SGT se remunerará cuando las instalaciones entren en operación comercial .

EMPRESA DE TRANSMISIÓN		INGRESO TARIFARIO (S./Año)	PEAJE ANUAL (S./Año)	PEAJE UNITARIO (S./kW-mes)
TRANSMANTARO	Chilca - Zapallal (Tramo 1 y 2)	2 816 101	23 677 062	0,37
	Talara - Piura (2do Circuito)	0	6 126 275	0,09
	Zapallal - Trujillo 500 kV	36 986	69 442 111	1,08
	Machupicchu - Abancay - Cotaruse	0	26 249 447	0,41
	Pomacocha - Carhuamayo	0	6 585 234	0,10
ABENGOA	Tramos 1,2,3,4 y SVC Cajamarca	5 442 230	41 461 562	0,64
TESUR	Socabaya - Tintaya	0	18 347 653	0,28



# Precios en Barra de Sistemas Aislados



# ¿Qué ordena la legislación?

- **Tarifas de Sistemas Aislados**

- Aplicar, en lo pertinente, los mismos criterios aplicados al Sistema Interconectado Nacional. Se utiliza como base la información de los titulares de generación y transmisión.
- El cálculo de la tarifa corresponde al costo medio de los costos de inversión y operación (generación y transmisión) en que se incurriría para atender la demanda del sistema aislado.
- Desde la fijación del año 2007 corresponde aplicar lo dispuesto en el Artículo 30° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, en lo relacionado con la aplicación del Mecanismo de Compensación para la determinación de los Precios en Barra Efectivos de los Sistemas Aislados.

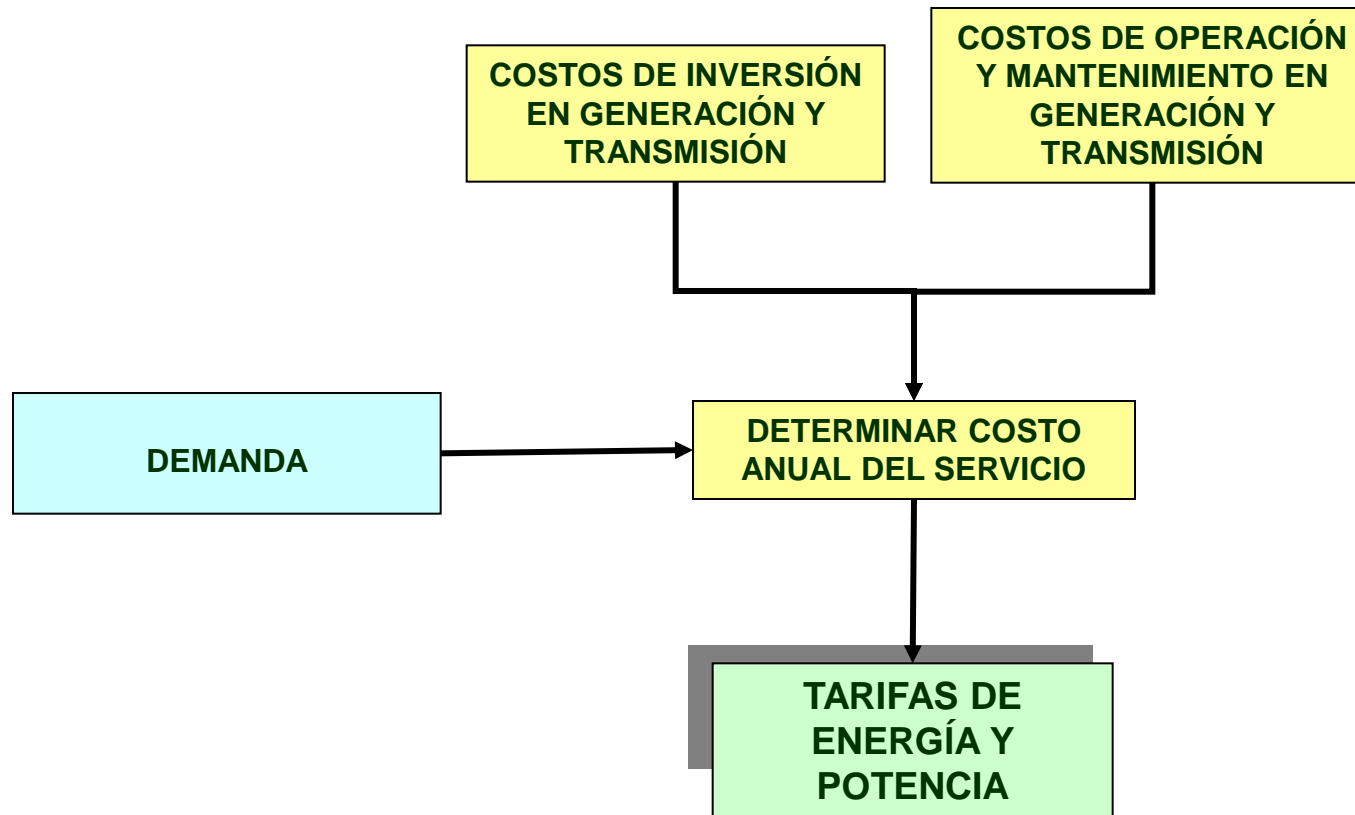


# Cálculo de Precios

- El Artículo 30° de la Ley N° 28832 dispone la creación del **Mecanismo de Compensación** para Sistemas Aislados, con la finalidad de compensar una parte del diferencial entre los Precios en Barra de los Sistemas Aislados y los Precios en Barra del SEIN.
- Se han **actualizado los precios** de los Sistemas Aislados, considerando precios de combustibles y tipo de cambio al 31.01.2012.
- El Ministerio de Energía y Minas ha determinado, mediante Resolución Ministerial N° 083-2012, el **Monto Específico** para el Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, en el período entre el 01.05.2012 y el 30.04.2013, que corresponde a un valor de S/. 99 970 457.



# Procedimiento de Cálculo de Precios en Barra (Sistemas Aislados)





# Fórmulas de Actualización



# Fórmulas de Actualización

- ¿Qué son?
  - Son expresiones matemáticas que permiten ajustar, en el tiempo, el valor de las tarifas debido a las variaciones de variables económicas (**precios de combustibles, IPM y tipo de cambio**). Sus factores indican el impacto de cada variable en el valor total de la tarifa.
- ¿Cuándo se aplican?
  - Se aplican cuando la variación conjunta de las variables económicas, conforme a la fórmula de actualización, **supere el 5%**



# Factores de Actualización de Energía (1 de 2)

## SEIN:

d	e	f	g	s	cb
0,1187	0,0000	0,0241	0,8555	---	0,0017

### Factor de Actualización del Precio de la Energía:

$$\text{FAPEM} = d * \text{FTC} + e * \text{FD2} + f * \text{FR6} + g * \text{FPGN} + s * \text{FPM} + \text{cb} * \text{FCB}$$

### Precio en Hora de Punta:

$$\text{PEMP1} = \text{PEMP0} * \text{FAPEM}$$

### Precio en Fuera de Hora de Punta:

$$\text{PEMF1} = \text{PEMF0} * \text{FAPEM}$$



# Factores de Actualización de Energía (2 de 2)

## SISTEMAS AISLADOS:

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb
Adinelsa	0,1606	---	---	---	0,8394	---
Chavimochic	0,1606	---	---	---	0,8394	---
Edelnor	0,1606	---	---	---	0,8394	---
Electro Oriente	0,0904	0,0512	0,7848	---	0,0736	---
Electro Sur Este	0,0118	0,9292	---	---	0,059	---
Electro Ucayali	0,1606	---	---	---	0,8394	---
Electrocentro	0,1606	---	---	---	0,8394	---
Electronorte	0,1507	0,0656	---	---	0,7837	---
Hidrandina	0,1599	0,005	---	---	0,8351	---
Seal	0,0801	0,5356	---	---	0,3843	---

### Precio en Hora de Punta:

$$PEMP1_{ef} = PEMPO_{ef} + PEMPO * (FAPEM-1)$$

### Precio en Fuera de Hora de Punta:

$$PEMF1_{ef} = PEMFO_{ef} + PEMFO * (FAPEM-1)$$



# Factores de Actualización de Potencia

## SEIN:

a	b
0,7612	0,2388

$$\begin{aligned} \text{PPM1} &= \text{PPM0} * \text{FAPPM} \\ \text{FAPPM} &= a * \text{FTC} + b * \text{FPM} \end{aligned}$$

## SISTEMAS AISLADOS:

En los Sistemas Aislados se utilizan los mismos Factores de Actualización del Precio de Energía (FAPEM) de la forma siguiente:

$$\text{PPM1}_{\text{ef}} = \text{PPM0}_{\text{ef}} + \text{PPM0} * (\text{FAPEM}-1)$$



# Factores de Actualización de Transmisión

	l	m	n	o	p
SPT de REP	1,0000	---	---	---	---
SPT de Eteselva	0,2815	0,2957	0,4149	0,0079	---
SPT de Antamina	0,5154	0,482	---	0,0026	---
SPT de San Gabán	0,5174	0,482	---	0,0006	---
SPT de Redesur	1,0000	---	---	---	---
SPT de Transmantaro	1,0000	---	---	---	---
SPT de ISA	1,0000	---	---	---	---
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CVOA-CMg	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CVOA-RSC	---	---	---	---	1,0000
Cargo por Prima	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por Generación Adicional	---	---	---	---	1,0000

$$\mathbf{PCSPT1 = PCSPT0 * FAPCSPT}$$

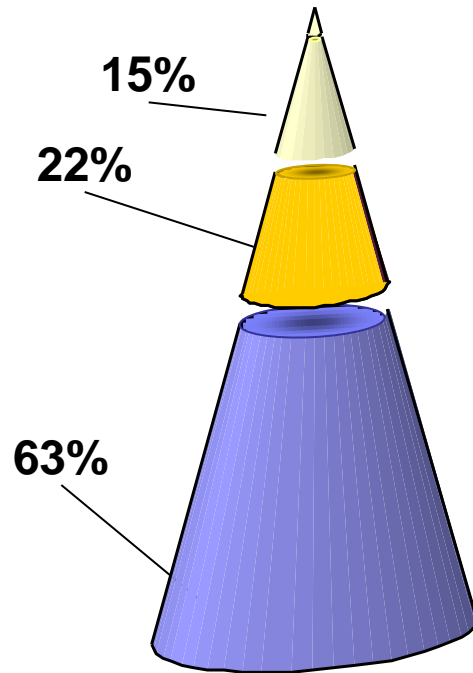
$$\mathbf{FAPCSPT = l * FTC + m * FPM + n * FPal + o * FPcu + p}$$



# Impacto de la Propuesta



# Composición del Precio en Barra



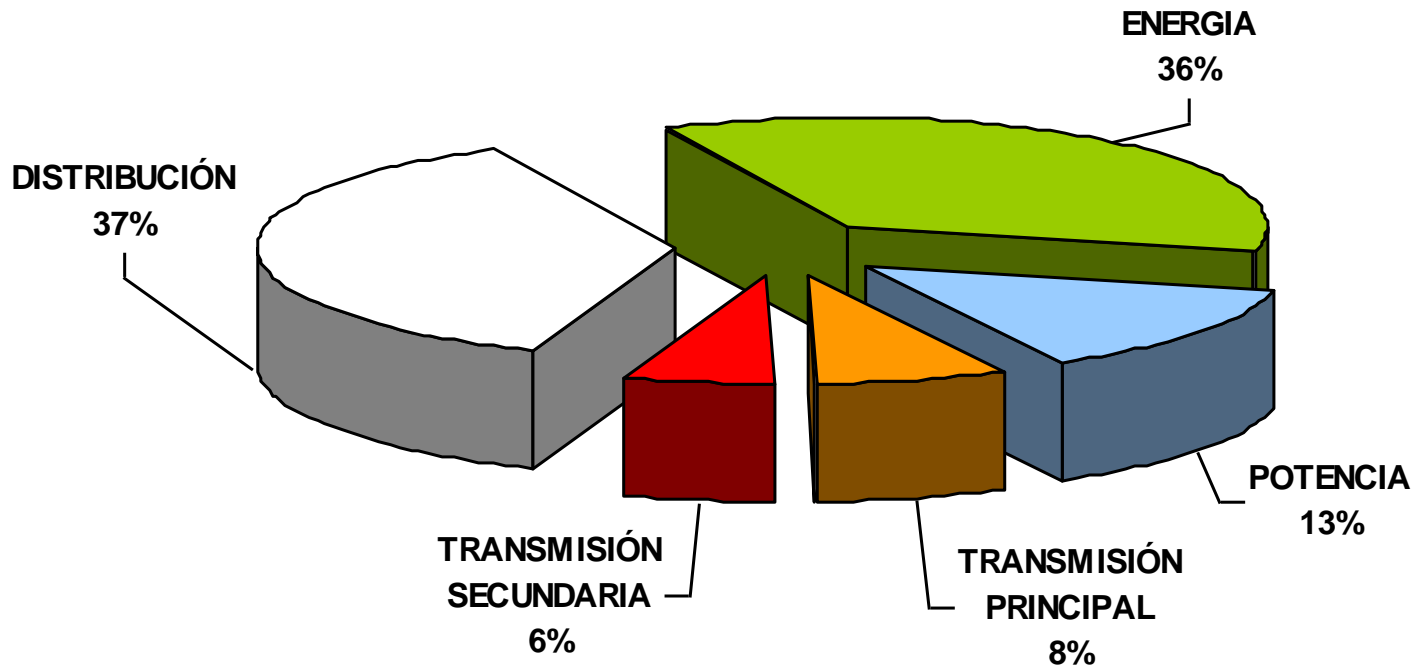
**Peaje de Transmisión**

**Precio de la Potencia**

**Precio de la Energía**



# Composición de la Tarifa a Usuario Final



Usuario BT5 - Consumo Mensual 125 kWh - LIMA NORTE



## Precio en Barra prepublicado (SEIN)

TARIFAS	Unidades	Propuesta
Precio Promedio de la Energía (*)	ctm S./kWh	11,13
Precio de la Potencia	S./kW-mes	16,26
Peaje por Conexión (**)	S./kW-mes	11,02
Precio Promedio Total	ctm S./kWh	17,53

(\*) El precio promedio de energía resulta de considerar una participación en Horas Punta de 24,35%

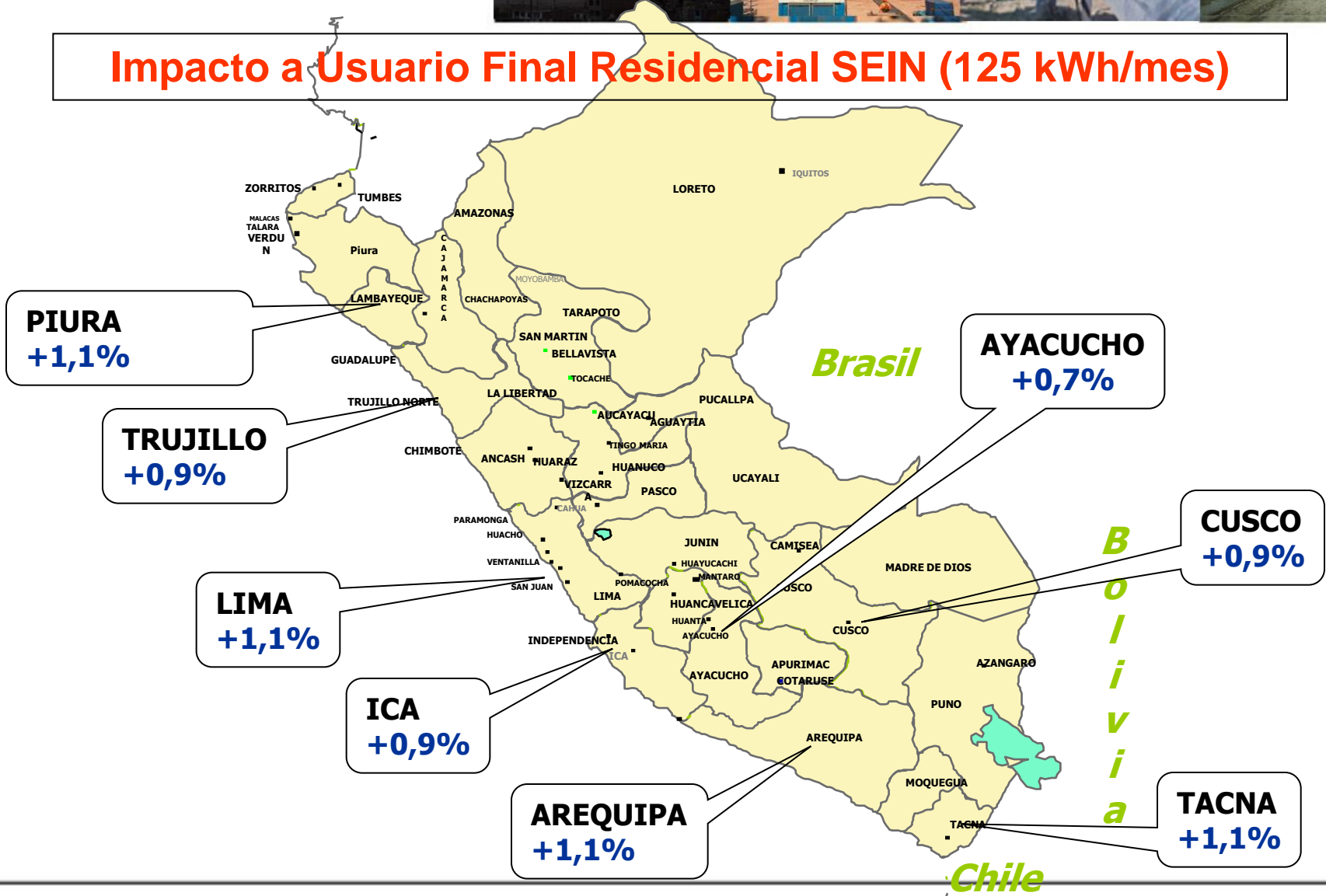
(\*\*) Incluye los cargos adicionales por DL 1041, DL-1002, DU 037-2008 y DU 049-2008

Artículo 29° de la Ley 28832: Los Usuarios Regulados pagarán el Precio a Nivel Generación, el cual será único salvo por efecto de las pérdidas y límites de transmisión eléctricas.

El Precio a Nivel Generación será el promedio ponderado de: (i) Promedio entre Precio en Barra y precios de contratos bilateralmente pactados; y (ii) Precios de contratos producto de licitaciones.




## Impacto a Usuario Final Residencial SEIN (125 kWh/mes)





# Transparencia en la Información



OSINERGMIN -GART - Windows Internet Explorer  
http://www2.osinerg.gob.pe/gart.htm

**Osinergmin**  
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Regulación Tarifaria | Procedimientos Regulatorios

**Procedimiento de Fijación de Precios en Barra Periodo Mayo 2012 - Abril 2013**

- Cronograma del proceso de Fijación de Precios en Barra
- Presentación del Estudio Técnico Económico
  - Subcomité de Generadores del COES
  - Subcomité de Transmisores del COES
- Audiencia Pública para la Presentación y Sustento de la Propuesta Tarifaria
  - Convocatoria a Audiencia Pública
  - Programa de la Audiencia
  - Apertura de la Audiencia Pública
  - Presentación del Subcomité de Generadores
  - Presentación del Subcomité de Transmisores
  - Acta de la Audiencia
- Observaciones al Estudio Técnico y Económico del Subcomité de Generadores y Subcomité de Transmisores del COES
  - Subcomité de Generadores del COES
  - Subcomité de Transmisores del COES
- Absolución a las Observaciones del Estudio Técnico Económico.
  - Subcomité de Generadores del COES
  - Subcomité de Transmisores del COES
- Prepublicación del Proyecto que fija las Tarifas en Barra y la Relación de la Información que la sustenta.
- Audiencia Pública para la Exposición y Sustento de Criterios, Metodología y Modelos Económicos(Osinergmin).
  - Convocatoria a Audiencia Pública
  - Programa de la Audiencia
- Opiniones y Sugerencias respecto a la Prepublicación (Interesados).
- Resolución de Precios en Barra
- Recursos de Reconsideración
- Audiencia Pública para Presentación de Recursos de Reconsideración (Interesados)
- Sugerencias y Observaciones sobre los Recursos de Reconsideración (Interesados Legitimados)

Sitios de confianza | Modo protegido: desactivado



Muchas Gracias



# Reporte de Inflación del mes de Diciembre 2011

**Cuadro 13**  
**ENCUESTA DE EXPECTATIVAS MACROECONÓMICAS**  
**CRECIMIENTO DEL PBI**  
(En porcentaje)

	Expectativas del:		
	RI Jun.11	RI Set.11	RI Dic.11*
<b>Sistema Financiero</b>			
2011	6,7	6,3	6,5
2012	6,2	5,8	5,5
2013	6,1	6,0	6,0
<b>Analistas Económicos</b>			
2011	6,6	6,1	6,8
2012	6,3	5,6	5,4
2013	6,5	5,9	5,5
<b>Empresas No Financieras</b>			
2011	6,5	6,0	6,5
2012	6,5	6,0	6,0
2013	6,5	6,0	6,0

\* Encuesta realizada durante la segunda quincena de noviembre.





# Programa de Obras de Generación

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Mar. 2012	C.H. Huancahuasi I (8 MW)
Abr. 2012	C.H. Huancahuasi II (8 MW)
May. 2012	C.H. Nueva Imperial (3,9 MW)
May. 2012	C.T. Emergencia de Mollendo (60 MW)
Jun. 2012	C.T. Emergencia de Piura (80 MW)
Jun. 2012	C.T. Tablazo de SDE Piura (30 MW)
Jul. 2012	Central Eólica Talara (30 MW)
Jul. 2012	Central Eólica Cupisnique (80 MW)
Jul. 2012	Central Solar Panamericana (20 MW)
Jul. 2012	Central Solar Majes (20 MW)
Jul. 2012	Central Solar Repartición (20 MW)
Jul. 2012	Central Solar Tacna (20 MW)
Set. 2012	Conversión a ciclo combinado de C.T. Kallpa (854 MW)
Oct. 2012	C.H. Shima (5 MW)
Dic. 2012	Central Eólica Marcona (32 MW)
Dic. 2012	C.H. Yanapampa (4,1 MW)

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Ene. 2013	C.H. Chancay (19,2 MW)
Ene. 2013	C.H. Manta (20 MW)
Ene. 2013	C.H. Angel I, II, III (60 MW)
Ene. 2013	C.H. Pizarra (18 MW)
Feb. 2013	C.H. Huanza (90 MW)
Mar. 2013	C.T. Fenix CC (521 MW)
Jul. 2013	C.T Reserva Fria de Talara -TG5 (183 MW)
Ago. 2013	Conversión a ciclo combinado de C.T. Chilca I (804 MW)
Set. 2013	C.T Reserva Fria de ILO (460 MW)
Oct. 2013	C.T. Santo Domingo de Olleros (197 MW)
Abr. 2014	C.T Reserva Fria de Planta Eten (200 MW)
Jun. 2014	C.H. Machupicchu, segunda etapa (101 MW)
Jul. 2014	CT La Gringa V (2 MW)
Oct. 2014	C.H. Quitaracsa (112 MW)
Dic. 2014	C.H. Runatullu (20 MW)

Notas :

C.H. : Central Hidroeléctrica.

C.T. : Central Termoeléctrica.





# Programa de Obras de Transmisión

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
ene-12	L.T. 220 kV Huallanca -Conococha doble circuito
feb-12	Repotenciación de la L.T. 220 kV Pomacocha-Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA
feb-12	Repotenciación de la L.T. 220 kV Pomacocha-Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA
abr-12	Repotenciación de la L.T. 220 kV T rujillo-Guadalupe-Chiclayo de 152 MVA a 180 MVA
abr-12	L.T. 220 kV T rujillo-Guadalupe-Chiclayo de 180 MVA (segundo circuito)
Set-2012	L.T. Zapallal -Chimbote -T rujillo 500 kV
Set-2012	L.T. Piura Oeste -T alara 220 kV (2) Segundo Circuito
Set-2012	L.T. Pomacocha Carhuamayo 220 kV
Set-2012	220/60/10 kV 100/100/30 MVA
Set-2012	kV 50/50/25 MVA. Incluye la conexión de la L.T. Zapallal-Paramonga nueva en la S.E. Huacho
oct-12	220/60/10 kV 50/50/25 MVA
oct-12	Resistencia de neutro en el transformador de la S.E. Chilca Nueva
dic-12	S.E. Industriales 220/60/10 kV – LDS
41334	Reactor en serie entre las SS.EE Chilca Nueva y Chilca REP
41365	L.T. 220 kV Tintaya - Socabaya doble circuito
ago-13	L.T. 500 kV Chilca - Marcona - Montalvo
oct-13	L.T. La Planicie - Industriales (Doble Terna) 220 kV
dic-13	L.T. 500 kV T rujillo-La Niña e instalaciones complementarias





# Precio de Combustibles Líquidos

## PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

( Precios de referencia ponderados)

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		S/. / Gln	US\$ / Gln	US\$ / Barril	US\$ / Ton	
Callao	Diesel N° 2	<b>8,86</b>	3,29	138,28	1013,7	3,248
	Residual N° 6	<b>6,90</b>	2,56	107,69	709,9	3,612
	Residual N° 500	<b>6,80</b>	2,53	106,13	687,6	3,675
Mollendo	Diesel N° 2	<b>8,97</b>	3,33	140,00	1026,3	3,248
	Residual N° 500	<b>6,87</b>	2,55	107,22	694,7	3,675
Ilo	Diesel N° 2	<b>8,97</b>	3,33	140,00	1026,3	3,248
	Residual N° 6	<b>6,99</b>	2,60	109,10	719,1	3,612

## PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

( Precio de Lista - Petroperú)

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		S/. / Gln	US\$ / Gln	US\$ / Barril	US\$ / Ton	
Callao	Diesel N° 2	<b>8,82</b>	3,28	137,66	1009,1	3,248
	Residual N° 6	<b>7,18</b>	2,67	112,06	738,7	3,612
	Residual N° 500	<b>7,07</b>	2,63	110,35	714,9	3,675
Mollendo	Diesel N° 2	<b>8,94</b>	3,32	139,53	1022,8	3,248
	Residual N° 500	<b>7,15</b>	2,66	111,52	722,5	3,675
Ilo	Diesel N° 2	<b>8,93</b>	3,32	139,38	1021,7	3,248
	Residual N° 6	<b>7,27</b>	2,70	113,39	747,4	3,612





# Precio de Gas Natural

DESCRIPCION	UNIDAD	Ventanilla	Santa Rosa 1	Santa Rosa 2	Chilca I	Kallpa	Pisco	Independencia	Las Flores
Precio Boca de pozo	US\$/MMBTU	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Factor A: Por Cantidad Diaria Contractual (1)		0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	0,9700	0,9990	1,0000
Factor B: Por Take or Pay (2)		0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	1,0000
Factor por descuento promocional (3)		<b>0,9500</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>	<b>1,0000</b>
Precio Boca de Pozo	US\$/MMBTU	0,8664	0,9120	0,9120	0,9120	0,9120	0,9215	0,9491	1,0000
Factor de Actualización (Ene-2012) (4)		<b>1,7319</b>	<b>1,7319</b>	<b>1,7319</b>	<b>1,7319</b>	<b>1,7319</b>	<b>1,7319</b>	<b>1,7319</b>	<b>1,7319</b>
Precio Boca de Pozo actualizado (contrato Generador - Productor)	US\$/MMBTU	<b>1,5005</b>	<b>1,5795</b>	<b>1,5795</b>	<b>1,5795</b>	<b>1,5795</b>	<b>1,5959</b>	<b>1,6437</b>	<b>1,7319</b>
Precio Boca de Pozo actualizado (contrato Estado - Productor) - 2012	US\$/MMBTU	<b>1,7531</b>	<b>1,7531</b>	<b>1,7531</b>	<b>1,7531</b>	<b>1,7531</b>	<b>1,7531</b>	<b>1,7531</b>	<b>1,7531</b>
<b>Precio Boca de Pozo actualizado</b>	<b>US\$/MMBTU</b>	<b>1,5005</b>	<b>1,5795</b>	<b>1,5795</b>	<b>1,5795</b>	<b>1,5795</b>	<b>1,5959</b>	<b>1,6437</b>	<b>1,7319</b>
<b>Precio Base Red Principal de Transporte ( OSINERG )</b>	<b>US\$/millar m<sup>3</sup></b>	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384
Factor por adelanto del GRP		0,93029	0,93029	0,93029	0,93029	0,93029	0,93029	0,93029	0,93029
Factor de ajuste al transporte (PPla / PPlo)		<b>1,2063</b>	<b>1,2063</b>	<b>1,2063</b>	<b>1,2063</b>	<b>1,2063</b>	<b>1,2063</b>	<b>1,2063</b>	<b>1,2063</b>
PPlo (Ene-2003)		149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8
PPla (Ene-2012)		180,7	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7
Precio Red Principal de Transporte ( OSINERG )	US\$/millar m <sup>3</sup>	35,2797	35,2797	35,2797	35,2797	35,2797	35,2797	35,2797	35,2797
Factor de conversión	PC/m <sup>3</sup>	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1,08650	1,07690	1,07694	1,08034	1,08099	1,07636	1,08002	1,07894
Factor de descuento (solo para tarifas)		0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000
<b>Precio Transporte</b>	<b>US\$/MMBTU</b>	<b>0,8275</b>	<b>0,8349</b>	<b>0,8349</b>	<b>0,8322</b>	<b>0,8317</b>	<b>0,8353</b>	<b>0,8325</b>	<b>0,8333</b>
<b>Precio Base Red Principal de Distribución ( OSINERG )</b>	<b>US\$/millar m<sup>3</sup></b>	5,1755	5,1755	5,1755					5,1755
Factor por adelanto del GRP		0,92685	0,92685	0,92685					0,92685
Factor de ajuste al transporte (PPla / PPlo)		<b>1,2063</b>	<b>1,2063</b>	<b>1,2063</b>					<b>1,2063</b>
PPlo (Ene-2003)		149,8	149,8	149,8					149,8
PPla (Ene-2012)		180,7	180,7	180,7					180,7
Precio Red Principal de Distribución (OSINERG)	US\$/millar m <sup>3</sup>	5,7864	5,7864	5,7864					5,7864
Factor de conversión	PC/m <sup>3</sup>	35,31467	35,31467	35,31467					35,31467
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1,08650	1,07690	1,07694					1,07894
Factor de descuento (solo para tarifas)		0,9000	0,9000	0,9000					0,9000
<b>Precio Distribución</b>	<b>US\$/MMBTU</b>	<b>0,1357</b>	<b>0,1369</b>	<b>0,1369</b>	<b>0,0000</b>	<b>0,0000</b>	<b>0,0000</b>	<b>0,0000</b>	<b>0,1367</b>
<b>PRECIO TOTAL (Boca de pozo + Transmisión + Distribución )</b>		<b>2,4637</b>	<b>2,5513</b>	<b>2,5513</b>	<b>2,4117</b>	<b>2,4112</b>	<b>2,4312</b>	<b>2,4762</b>	<b>2,7019</b>

(1), (2), (3), (4) datos declarados por Pluspetrol mediante correo electronico del 30.01.2012

(5) los poderes calorificos superiores corresponde a los informados por el Subcomite de Generadores del COES-SINAC.





# VNR, COyM y Liquidación

Empresa	VNR (miles US\$)	COyM (miles US\$)	LIQUIDACIÓN (miles US\$/año)
REP	113 578	4 027	
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	697	20	
ANTAMINA	656	21	
ETESELVA	19 545	660	
REDESUR	90 177	2 562	-449
TRANSMANTARO	319 197	8 128	-1 660
ISA	66 088	1 982	-368
<b>TOTAL</b>	<b>609 940</b>	<b>17 402</b>	





# Disminución del Peaje por Conexión

Año	Total (Miles US\$)	IT (Miles US\$)	Peaje (Miles US\$)	MD (1) (MW)	Costo Unitario (US\$/kW-año)
2011	91 536	675	90 861	4 849,6	18,74
2012	91 569	1 310	90 259	5 106,4	17,68



**Incremento en  
Ingreso Tarifarios  
origina una ligera  
disminución**



**Incremento de  
Demanda origina  
una reducción**

(1) A nivel de barras de demanda



Para fines de comparación, se incluyó para el año 2011, el addendum N° 08 de Transmantaro. Reforzamiento de la línea Mantaro – Socabaya que ingresó en julio 2011.