
Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe - Perú



Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organização Latino-Americana de Energia



Foreign Affairs, Trade and
Development Canada

Affaires étrangères, Commerce
et Développement Canada

Julio de 2013

Este informe fue elaborado durante la Gestión de:

Victorio Oxilia Dávalos

Secretario Ejecutivo de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)

Néstor Luna

Director de Estudios y Proyectos

ISBN: (colocar el número una vez inscrito)

2013

Autores: Equipo Consultores Sering Sac
José Koc
Luis Haro

Colaboración: Gabriel Salazar
Byron Chilingua
Daniel Orbe

Esta publicación fue posible gracias al apoyo de la Cooperación Canadiense, en el marco del Proyecto Energía Sostenible para América Latina y el Caribe 2012-2017, como parte del programa: Mejora en el Acceso a La Electricidad por la Red: “Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe”.

Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad del autor y las mismas no necesariamente refleja las opiniones ni la posición oficial de OLADE y los que apoyaron el proyecto.

Se permite la reproducción parcial o total de éste documento siempre y cuando no se alteren los contenidos, ni los créditos de autoría.

RESUMEN EJECUTIVO

1 MODELO DE MERCADO Y MARCO REGULATORIO VIGENTE DEL SECTOR ELÉCTRICO

1.1 Antecedentes

En 1955 se inicia el desarrollo de la regulación del sector eléctrico en el Perú con la Ley de Industria Eléctrica promulgada por presidente Manuel A. Odría estableciendo normas y criterios tarifarios fomentando la inversión privada nacional y extranjera mediante la rentabilidad, con ello se dio inicio a los sistemas eléctricos aislados a través de la construcción de centrales hidroeléctricas y térmicas. Durante el gobierno del Gral. Juan Velasco en 1972 se dio la Ley Normativa de electricidad siendo el marco legal para la creación de ELECTROPERU que conllevaría la nacionalización y estatización de las empresas privadas del servicio público de electricidad, ya que el estado asumiría un rol empresarial a nivel nacional siguiendo los lineamientos de la política económica mundial del capitalismo de estado. Con el gobierno de Fernando Belaunde en 1982 se consolida el rol del estado empresario a través de empresas regionales filiales con una gestión centralizada por la matriz ELECTROPERU. En 1990 entra la crisis económica con precios irreales además de la acción subversiva. Ya en 1992 con el gobierno de Alberto A. Fujimori se dio la Ley de Concesiones eléctricas con el decreto ley N° 25844, estableciendo la privatización del sistema empresarial estatal y activa participación de las empresas privadas, acorde a la política de libre mercado. Durante 1993 se aprobó el reglamento de la Ley de Concesiones eléctricas y comenzó el nuevo sistema de tarificación eléctrica. Luego de 20 años de establecido este marco regulatorio tomando como modelo regulatorio el Chileno de 1982 se reconocen tanto aspectos positivos como sus limitaciones, pero resaltando que con esto se pudo lograr un sistema eléctrico más eficiente de tarifas económicas y el aumento de la oferta de generación.

1.2 Marco Regulatorio, Estructura y Mecanismos

En los 20 años de vida de la actual Ley se han presentado diversas etapas que se describen:

- 1997 Ley 26876 ley antimonopolio y antioligopolio del sector eléctrico.
- 1998 Ley 26980 ley que cambio la potencia firme.

- 1999 Ley 27239 ley de adecuación del régimen de transmisión, las concesiones hidroeléctricas y de libre contratación.
- 2001 Ley 27435 ley de promoción de las concesiones hidroeléctricas.

En el 2006 se dio la Ley N° 28832 Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (LEDEG) que fue promulgada el 23 de julio

1.2.1 Estructura

- Ministerio de Energía y Minas (MINEM) a través del Dirección General de Electricidad (DGE)
- El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)
- El Comité de Operaciones Económica del Sistema (COES)
- El Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI)

1.2.2 Modalidad del Mercado Peruano

Los generadores se hallan obligados a operar en un pool y toda su energía solo lo pueden vender al Pool al costo marginal. A la vez los generadores para satisfacer a sus clientes deben obligatoriamente comprar al pool a costo marginal.

Modelo del Mercado Peruano

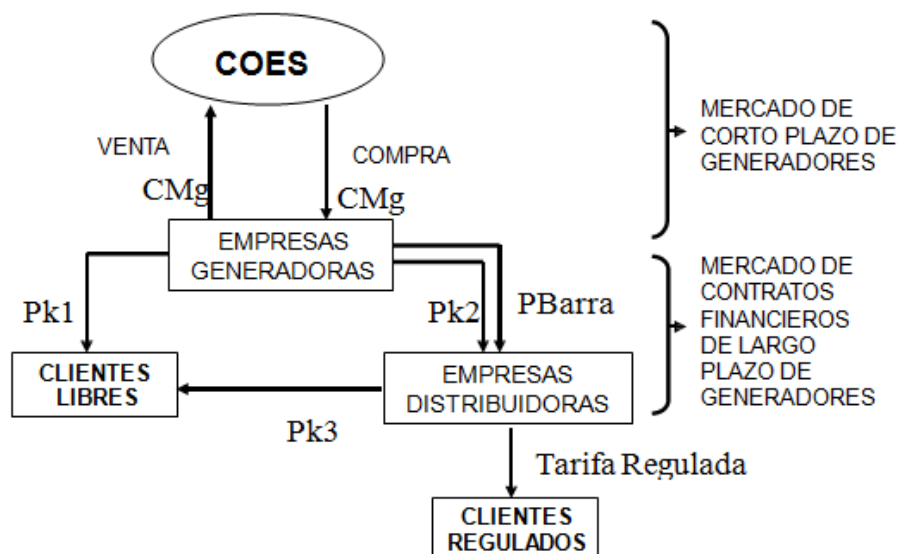


Fig.1 Esquema Modelo de Mercado

2 SISTEMA VIGENTE PARA DETERMINACIÓN DE COSTOS Y TARIFAS

2.1 Marco Legal

- a) **D.L. N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)**, promulgada en noviembre de 1992.
- b) **D.S. N° 009-93-EM - Reglamento de la LCE (RLCE)**, promulgada en febrero de 1993.
- c) **LEY N° 28832 – “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (LDEGE)”**, promulgada en Julio del 2006.
- d) **Resolución OSINERGMIN N° 1089-2001-OS/CD**, de julio del 2001.

2.2 Licitaciones de Compra de Energía

OSINERGMIN es responsable de aprobar las bases de licitación, modelos de contrato, términos y condiciones del proceso de licitación, fórmulas de actualización de precios firmes y supervisar su ejecución, además de cautelar que durante todo el proceso de la Licitación no se afecte la libre competencia o haya riesgo de abuso de posición de dominio de mercado entre empresas vinculadas.

Otra medida adoptada por el gobierno es la realización de subastas para contratar nueva capacidad de generación hidroeléctrica y de nueva fuentes de energía renovable (subastas recursos de energía renovable), lo que ha contribuido a dinamizar las inversiones en generación eléctrica desde el año 2008.

2.3 Costos y Tarifas en el Sub Sector Eléctrico

La forma como se estructuran los precios se muestra en la siguiente figura 5

Están sujetos a Regulación de Precios:

- La transferencia de potencia y energía entre generadores.
- Las tarifas y compensaciones a titulares de sistemas de transmisión y distribución.
- Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad (SPE) (clientes

regulados).
 Las tarifas de transmisión y distribución son reguladas por el OSINERGMIN

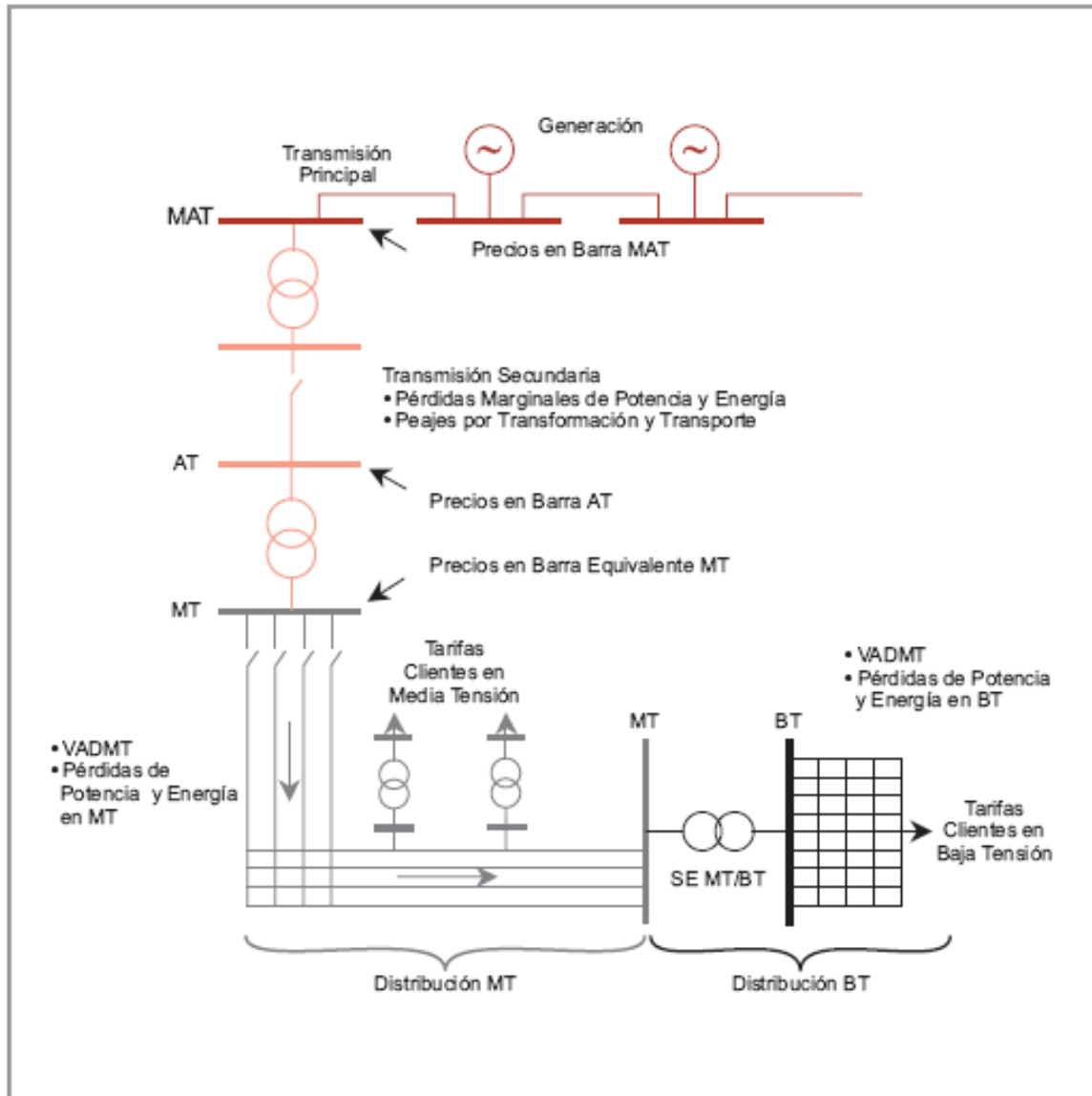


Fig.2 Estructura Tarifaria

2.3.1 Costos y Tarifas de Generación

- Para el Sistema Interconectado Nacional (SEIN), el COES propone los precios básicos de energía de generación a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del Organismo Supervisor de Inversiones en Energía y Minería (OSINERGMIN), que luego de un proceso de revisión los aprueba, estableciendo los denominados precios en barra.

- La simulación de la operación se efectúa empleando un programa de despacho de energía (programa Perseo), que simula un sistema unimodal o multimodal con representación de líneas de transmisión, desarrollado en base a un modelo en programación lineal.
- Los precios en barra deben situarse dentro de una banda de variación de no más del 10% del promedio de los precios resultantes de las licitaciones que efectúen las empresas distribuidoras, en cumplimiento de lo dispuesto por la ley N° 28832. De no ser así, el OSINERGMIN ajusta los precios en barra para situarlos en dichos límites.
- Las tarifas o precios a nivel generación en el SEIN, se diferencian en cada centro de carga (barra física) del Sistema Interconectado Nacional por el efecto de las pérdidas de transmisión.
- A las tarifas de generación se les agrega los cargos por peaje principal y garantizado, así como los cargos por peaje secundario y complementario, según correspondan.

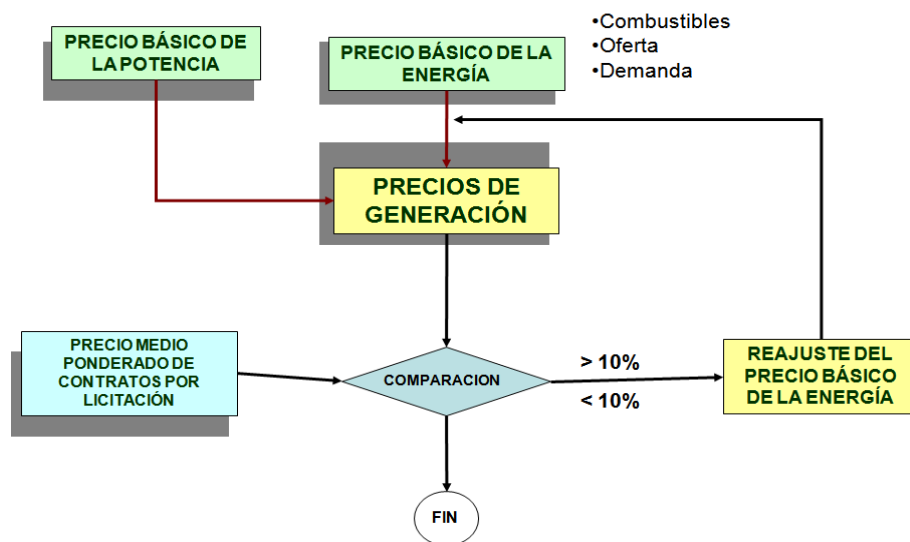


Fig.3 Determinación de los Precios en Barra

- Están previstos tres tipos de Licitaciones con el fin de que los distribuidores obtengan contratos con los generadores, que brindan flexibilidad al distribuidor para garantizar la cobertura de la demanda. En la tabla siguiente se presenta un resumen sobre los plazos de contratación previstos en la ley N° 28832.

Tabla 1 Tipos de Licitaciones

Tipo	Plazo Contractual	Convocatoria	Cantidad a Contratar	Objetivo
------	-------------------	--------------	----------------------	----------

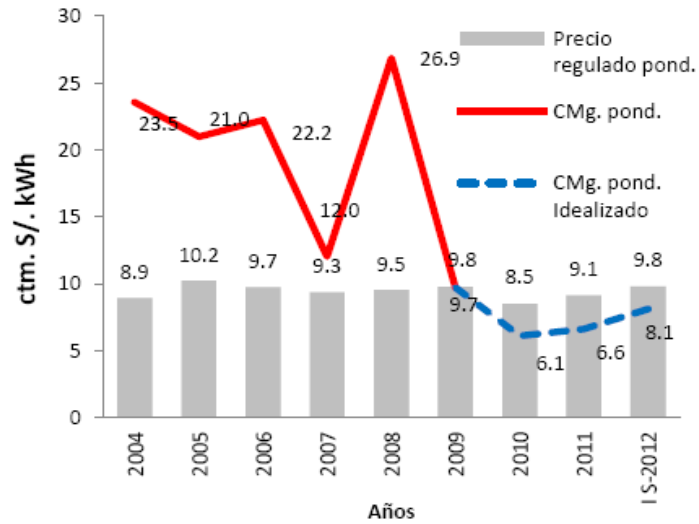
Larga Duración	Entre 5 y 10 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 100%	Contratar el grueso del crecimiento estimado
Mediana Duración	Hasta 5 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 25%	Contratar desajustes detectados respecto de lo estimado con antelación
Corta Duración	Lo define OSINERGMIN	Anticipada de menos de 3 años	Hasta 10%	Contratar pequeños desajustes no previstos respecto de lo estimado

En resumen la evolución del precio libre medio y el precio de licitación muestran una tendencia a crecer y el precio de barra a ser estable.



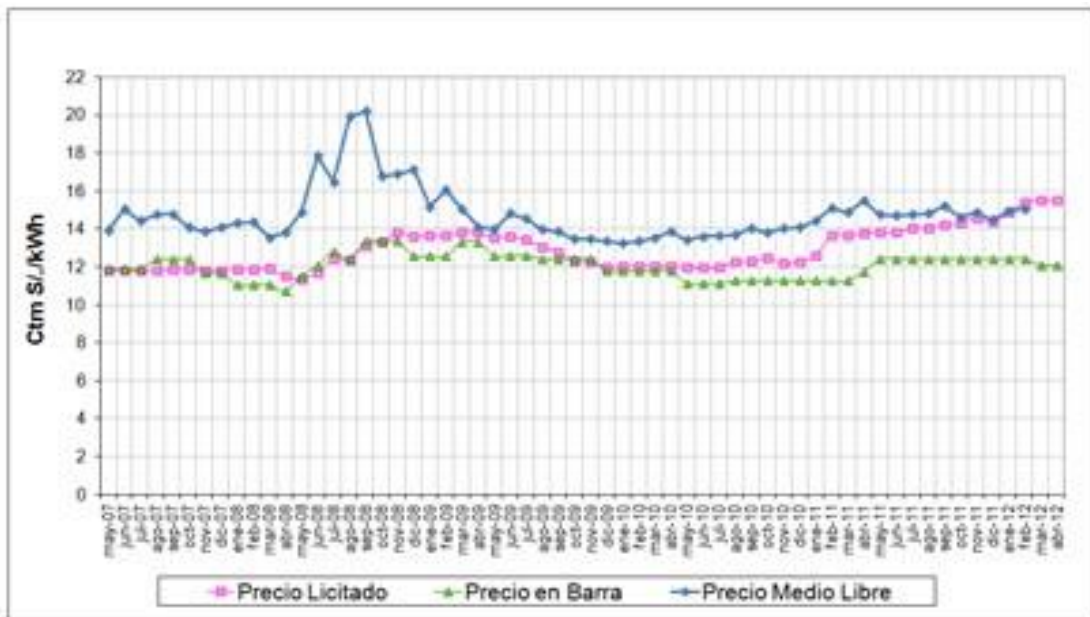
Fig.4 Costos de Operación (Millones S./.) 2002 – I Semestre 2012

Costo marginal y precios regulados de energía (Ctm. S/. por KWh), 2004 - I SEM 2012



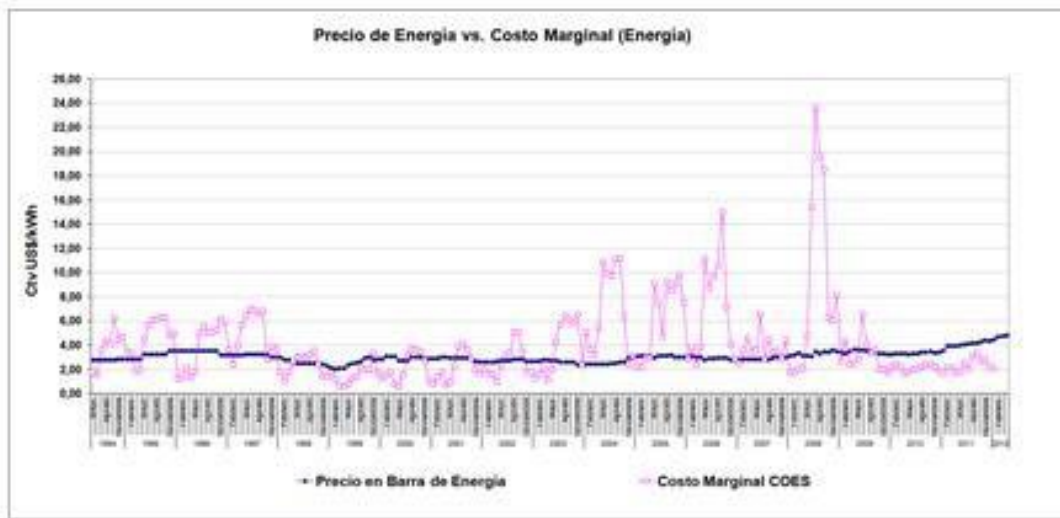
Fuente: GART-OSINERGMIN

Fig.5 Costo Marginal y Precios Regulados de Energía (Ctm. S/. por KWh), 2004 – I Semestre 2012



Fuente: OSINERGMIN – Julio 2012

Fig.6 Evolución de Tarifas de Generación



Fuente: OSINERGMIN – Julio 2012

Fig.7 Precios de Electricidad Estables

A fin de lograr alinear las diversas medidas regulatorias del sector en la generación de los últimos años, será necesario introducir políticas energéticas mayores que permitan realizar una planificación estratégica, debido a que el mercado por sí solo no puede lograr soluciones óptimas a nivel de generación. Un aspecto importante del mediano plazo es la coordinación del gas y la electricidad. En el largo plazo la definición de una política hidroeléctrica.

Un marco institucional más fuerte tanto a nivel regulatorio como empresarial del estado permitiría afrontar en mejor situación el crecimiento de la demanda y garantizar a los agentes reglas estables en el mercado eléctrico.

2.3.2 Costos y Tarifas de Transmisión

El mercado eléctrico peruano es diseñado bajo la concepción de un mercado centralizado a partir del cual se dan señales económicas para los distintos mercados locales. Para fines regulatorios los Sistemas de Transmisión se clasifican de la siguiente manera:

- **Sistema de Transmisión Principal (SPT)**
- **Sistema de Transmisión Garantizado (SGT)**
- **Sistema de Transmisión Secundario (SST)**
- **Sistema de Transmisión Complementario (SCT)**

Para la remuneración de los sistemas de transmisión se toman en cuenta los siguientes criterios:

1. Deben promover la operación eficiente de corto plazo del mercado eléctrico mayorista.
2. Deben señalar las necesidades de inversión en el sistema de transmisión.
3. Se debe compensar a los dueños de las instalaciones de transmisión existentes.

De acuerdo a lo dispuesto por la LCE los generadores conectados al Sistema Principal, abonarán mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el costo total de transmisión. El Costo Total de Transmisión comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado (SEA). El Costo Total se paga como un Peaje más un Ingreso Tarifario. Así se tiene:

Luego:

$$\text{Costo Total} = a\text{VNR} + \text{OyM} \quad \text{Costo Total} = \text{Peaje} + \text{IT} \quad (1)$$

$$\text{Peaje} = a\text{VNR} + \text{OyM} - \text{IT} \quad (2)$$

Dónde:

aVNR= Anualidad de la inversión
OyM= Costos anuales de operación y mantenimiento
IT= Ingreso tarifario

La Ley 28832 considera lo siguiente para las instalaciones de transmisión existentes:

- Base Tarifaria = Inversión + O&M.
- Inversión se recupera en 30 años.
- Se reconoce los valores actuales de las instalaciones de transmisión considerándose los contratos BOOT y RAG.

Conceptos de la Ley del 2006

Clasificación de los Sistemas Transmisión

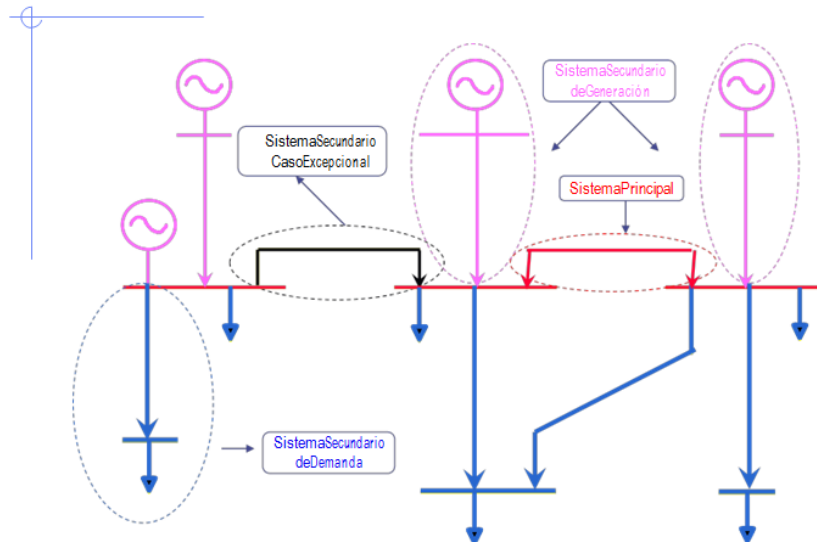


Fig.8 Sistema de Precios en el Perú



Fig.9 Mejoras Implementadas en la Ley 28832

Debido a la necesidad de contar con una expansión óptima de la transmisión, la ley del 2006 introdujo la planificación centralizada del COES introduciendo nuevos conceptos (SGT y SCT) que se diferencia por el proceso de licitación

Los problemas de la congestión de la transmisión causada por el retraso de los proyectos y la introducción por el Ministerio de Energía y minas de planes transitorios

de transmisión han llevado a que el sistema eléctrico se encuentre en situación de emergencia. Nuevamente es necesario afinar el marco legal de la transmisión para resolver los problemas actuales.

2.3.3 Costos y Tarifas de Distribución

Las tarifas de Distribución Eléctrica son establecidas por el OSINERGMIN en base a los costos de inversión y operación eficientes de empresas de Distribución Eléctrica Modelo, y comprenden los siguientes conceptos:

- Valor Agregado de Distribución (VAD)
- Los costos de conexión del servicio eléctrico
- Los costos de corte y reconexión del servicio

Los Sectores de Distribución Típicos (SDT) son las siguientes:

- Sector Típico 1: Urbano de alta densidad,
- Sector Típico 2: Urbano de media densidad
- Sector Típico 3: Urbano de baja densidad
- Sector Típico 4: Urbano rural.
- Sector Típico 5: Rural.
- Sector Especial (o STD6)

Los últimos años el OSINERGMIN habría definido sectores típicos para los Sistemas Eléctricos Rurales aislados (SER) y para los Sistemas Abastecidos con módulos Fotovoltaicos (SFV).

El índice de clasificación se determina según la siguiente fórmula:

$$I = 89.44 + 1.49 * I_1 + 1.96 * I_2 - 57.92 * I_3 \quad (3)$$

Dónde:

I_1 = longitud de redes aéreas de MT/demanda máxima (en Km/MW).

I_2 = longitud de redes de servicio público aéreas de BT/demanda máxima (en Km/MW).

I_3 = Usuarios/consumo de energía (en Km/MW).

Si $I \leq 145$, la concesión es clasificada como SDT 2.

Si $145 \leq I \leq 230$, la concesión es clasificada como SDT 3

Si $230 \leq I \leq 315$, la concesión es clasificada como SDT 4, urbano – rural.

Si $I > 315$, la concesión es clasificada como SDT 5, rural.

Rentabilidad de las Distribuidoras

La dispersión de las rentabilidades de las empresas, donde se encuentran empresas con alta rentabilidades y otras con muy bajas debido a una aplicación general de la regulación del VAD, debe obligar a sincerar estas realidades. Una propuesta sería comprobar las rentabilidades de cada empresa por separado para ajustarla a lo garantizado por el marco regulatorio.

Pérdidas de Distribución

En este rubro se han logrado grandes avances al disminuirse continuamente las perdidas físicas y comerciales desde 22% a 8%.

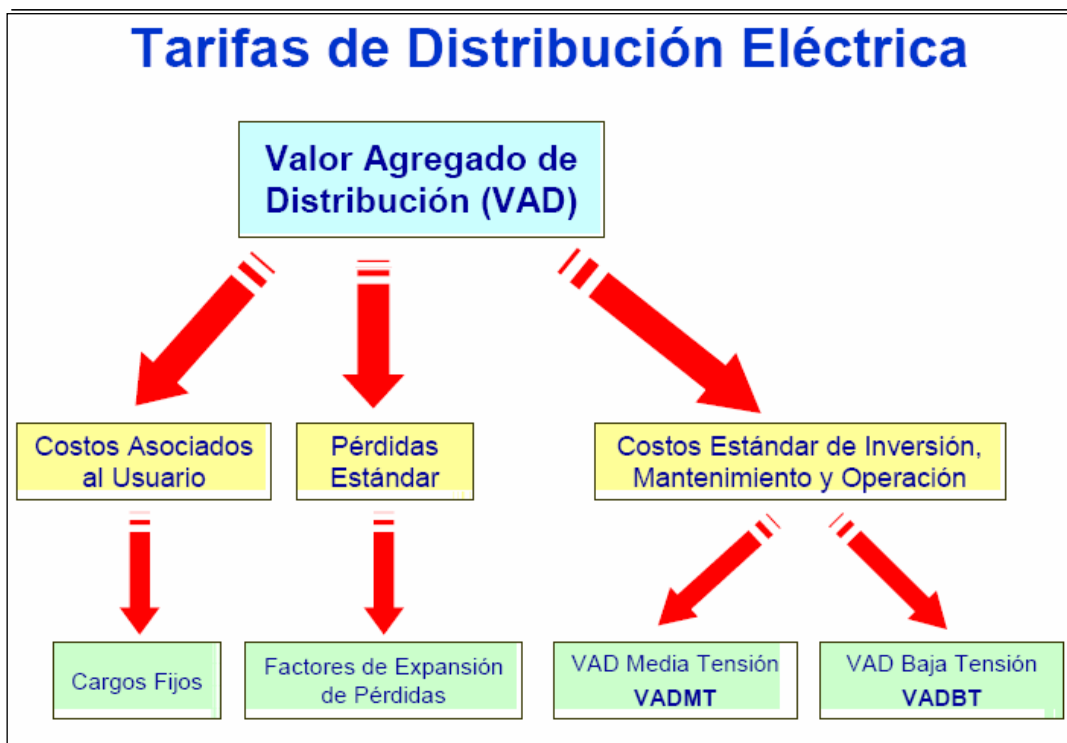


Fig.10 Tarifas de Distribución Eléctrica

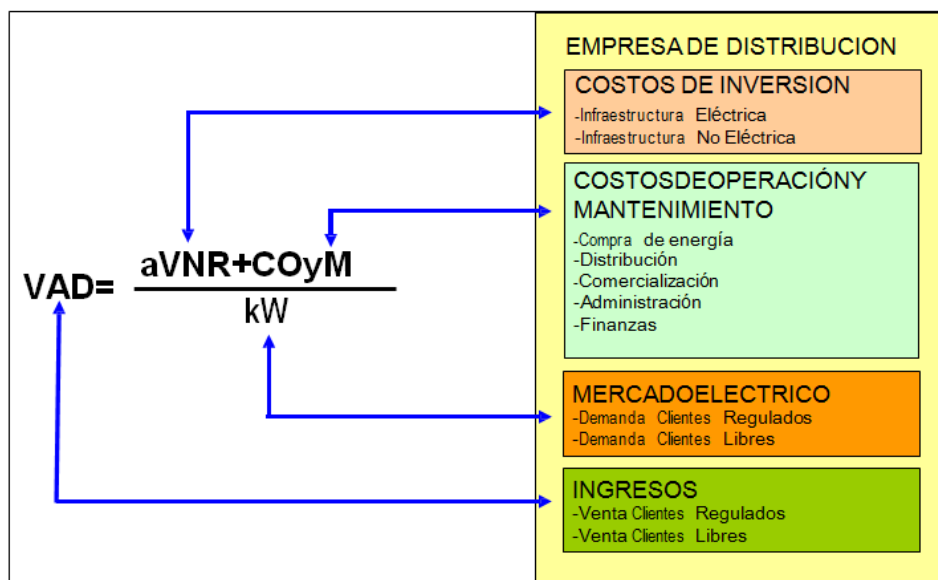


Fig.11 Tarifas de Distribución Eléctrica Valor Agregado de Distribución (VAD)

Sobre la distribución se resalta que ha sufrido menos cambios desde el 1993, tal que dichos cambios se orientan a mejorar la regulación en la determinación de sectores típicos para extender y hacer más accesible el servicio a poblaciones de menores ingresos, una notoria diferencia dentro de este sector es el manejar por parte de empresas privadas que manejan más del 40% de clientes debido a lo céntrico que es Lima y los nacionales que manejan fuera de Lima, dichas privadas realizan financiamiento de ampliación de sus instalaciones en tal sentido dichas privadas pueden llegar a negociar con el regulador cada 4 años, todo lo contrario es con el manejo estatal mencionando que es muchas veces cuestiones políticas regionales las que no permiten una gestión eficiente.

2.3.4 Costos y Tarifas en Sistemas Aislados

Para los sistemas aislados, se establecen tarifas de generación en base al costo medio de generación, aplicándose luego el mecanismo de compensación para sistemas aislados.

OSINERGMIN ha tipificado en dos grandes categorías:

- Mayores: aquellos con potencia máxima anual demandada superior a 3,000 kW, y
- Menores: aquellos con potencia máxima anual demandada de 3,000 kW inferior.

Luego se efectúa una tipificación de sistemas aislados en función de su fuente primaria de:

- ✓ **Típico A:** Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, e I siguientes.
- ✓ **Típico B:** Otros Sistemas Aislados distintos al Aislado Típico A, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, e I siguientes.
- ✓ **Típico E:** Sistema Aislado con generación termoeléctrica de Iquitos, perteneciente a la empresa Electro Oriente.
- ✓ **Típico F:** Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel del departamento de Madre de Dios, pertenecientes a la Empresa Electro Sur Este.
- ✓ **Típico I:** Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%,

pertencientes a la empresa Electro Oriente, no precisados en los Sistemas Típicos E y F.

La Ley 28832 establece un Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados su finalidad es compensar una parte del diferencial entre los Precios en Barra de Sistemas Aislados y los Precios en Barra del Sistema Interconectado Nacional - SEIN, mediante un subsidio cruzado desde los consumidores conectados a los sistemas interconectados a los consumidores de los sistemas aislados mediante el mecanismo de Compensación de Sistemas aislados, el costo de generación es parcialmente cubierto con hasta el 50% de los aportes de los usuarios atendidos desde el Sistema Interconectado.

El Monto Específico es determinado anualmente por el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial publicada antes del 01 de marzo de cada año, y es aplicado en el periodo comprendido entre el 1 de mayo del año de aprobación hasta el 30 de abril de año siguiente.

3 DIAGNOSTICO SOCIAL DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD

3.1 Datos Socio-Económicos del País

Tabla 2 Población de Perú al 30/06/2009 u Proyecciones al 2012 (Millones de Habitantes)

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Población	25,983	26,366	26,739	27,103	27,460	27,810	28,151	28,481	28,807	29,132	29,461	29,797	30,136
Tasa de Crecimiento Medio (%)	1,54	1,47	1,41	1,36	1,32	1,28	1,23	1,17	1,14	1,13	1,13	1,14	1,13

Fuente: INEI Perú: Estimaciones y Proyecciones de Población Total, por Años Calendario y Edades Simples, 1950 – 2050 Boletín Especial N° 17 Setiembre 2009

Tabla 3 Producto Bruto Interno 2003-2011 (Millones de Nuevos Soles de 1994)

Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PBI	132,545	139,141	148,640	160,145	174,407	191,505	193,155	210,143	224,669
Variación Porcentual Real		5%	6,8%	7,7%	8,9%	9,8%	0,9%	8,8%	6,9%*

Fuente: INEI y BCRP <http://www.bcrp.gov.pe/estadisticas/cuadros-anuales-historicos.html>

Tabla 4 PBI per Cápita 2000-2009 (Valores a Precios Constantes Nuevos Soles de 1994)

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
PBI per Cápita	4,659	4,601	4,765	4,890	5,067	5,345	5,689	6,123	6,644	6,630

Fuente: INEI - Dirección Nacional de Cuentas Nacionales

Tabla 5 Evolución de los Indicadores Socioeconómico Del Perú 1980 - 2010

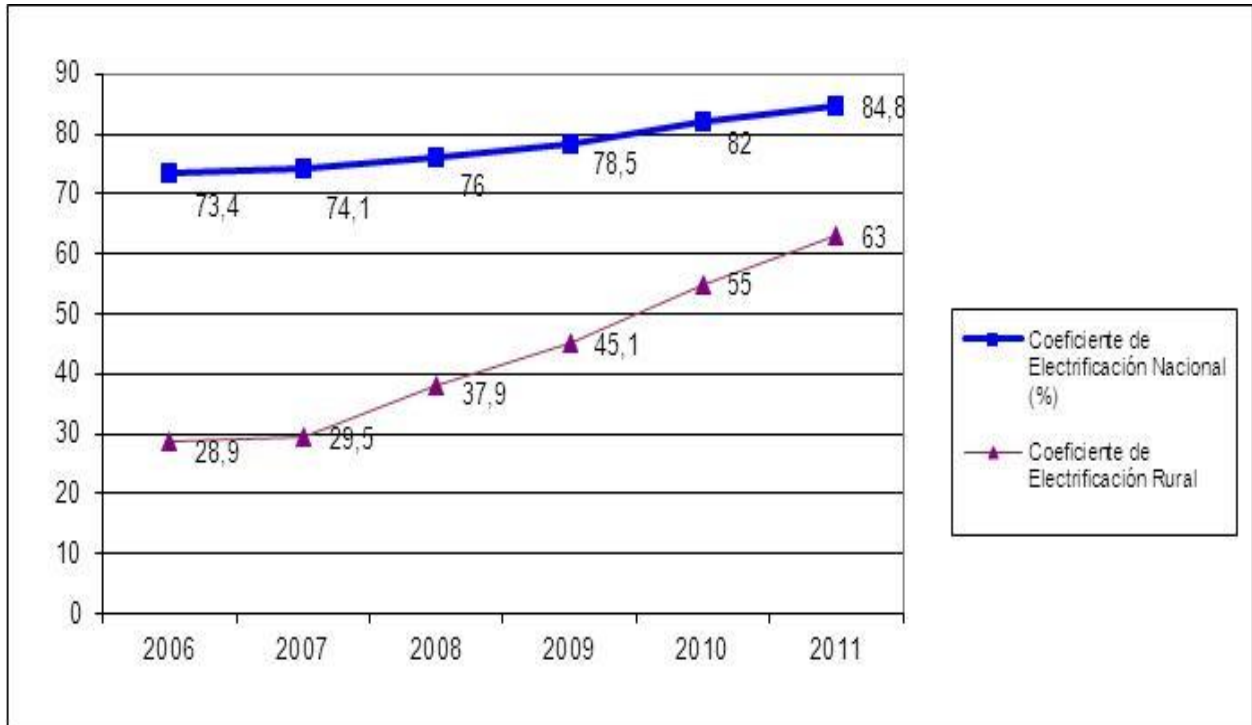
Periodo		1980-89	1990-99	2000-2005	2006-2010
PBI Real	var. %promedio año	0%	3%	4%	7%
Precios al Consumidor	var. %promedio año	194%	112%	2%	3%
PIB per cápita	US\$/habitante	1,387	1,946	2,375	4,209
Desempleo	promedio periodo	7%	8%	9%	8%
Ind. Desarrollo Humano¹	promedio periodo	0,687	0,737	0,759	0,805

¹ El Índice de Desarrollo Humano (IDH), permite mide los logros de un país en términos de esperanza de vida, nivel educativo e ingresos reales. El IDH abarca una variedad de aspectos sociales, económicos y políticos que tienen impacto en la calidad de la vida humana y es calculado por Naciones Unidas.

Fuente: FMI, Banco Mundial, MEF, BCRP, INEI – NUMES 2012

A pesar del avance de la economía peruana en la última década, el país muestra un porcentaje significativo de pobreza que ha sido estimada en 27,8% el 2011. La diferencia de la pobreza entre las urbana y rural se estimó en 38,1% para el año 2011.

3.2 Situación del Servicio Eléctrico Rural en el País



Fuente: Dirección General de Electrificación Rural Abril 2012

Fig.12 Evolución del Coeficiente de Electrificación

Para posibilitar el acceso al servicio eléctrico de las poblaciones más pobres del país se han desarrollado diversos programas de electrificación y de subsidios al consumo. En el siguiente cuadro se muestra los avances en electrificación rural en el periodo 2006 – 2012, en que se ejecutaron 1510 obras de electrificación, beneficiando a un total de 3 495 511 pobladores, con una inversión de 2 504,131 millones de soles

Actualmente se desarrolla un Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), las metas del PNER son las siguientes:

- Lograr que en los próximos 10 años cerca de 7 millones de habitantes cuenten con acceso a los servicios públicos de electricidad.
- Impulsar el desarrollo rural de las zonas más alejadas, con mayor predominación de proyectos a base de infraestructura que utiliza energías renovables.
- Ubicar al país en ámbito latinoamericano en el primer tercio de países con el más alto índice de cobertura eléctrica.

En el siguiente cuadro se muestra la estimación del coeficiente de electrificación rural prevista para los próximos años.

Tabla 6 Proyección del Coeficiente de Electrificación Rural (%) (2011 - 2021)

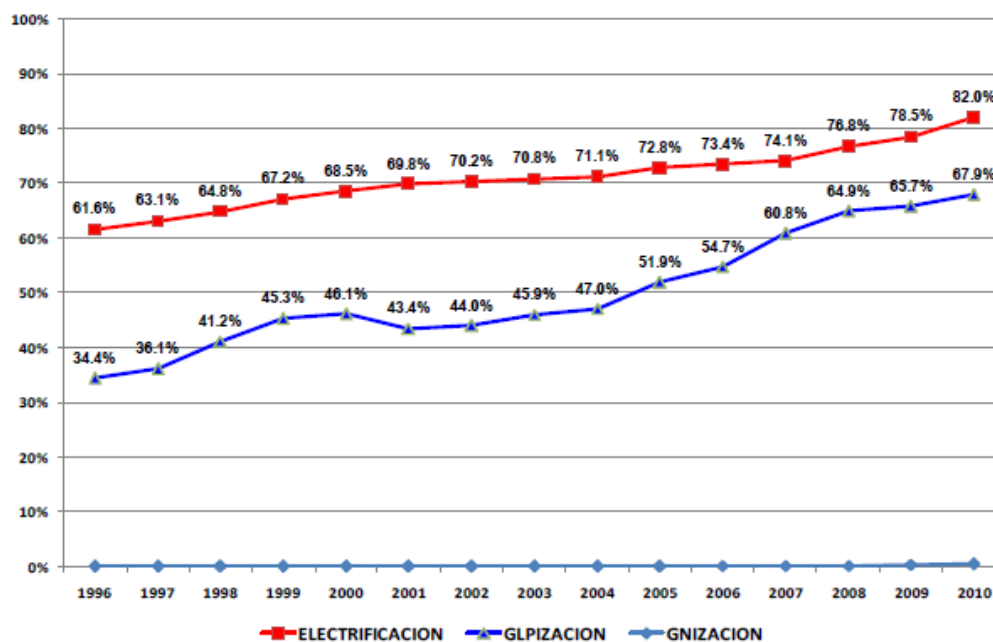
Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Coeficiente de Electrificación Rural (%)	63,0	69,0	74,0	79,0	82,0	85,0	87,0	89,0	91,0	93,0	95,0

Fuente: Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) 2012 – 2021 DGER

La inversión prevista para el PNER, en el periodo 2012-2021, asciende a 5 872,7 millones de soles, estimándose beneficiar a un total de 6 565 820 pobladores rurales.

3.3 El Acceso Universal a la Energía

A pesar que la electricidad tiene en el país cerca de 150 años, su grado de penetración es sólo del 85%, siendo menor en los sectores rurales del país (63%), mientras que en los últimos 15 años el GLP ha ascendido en los mismos términos comparativos del 37% al 64%, sin que haya habido programas de ampliación de frontera de GLP, como si ha existido para la electricidad (a partir del año 2012 el gobierno ha establecido un programa de subsidios al consumo de GLP denominado Fondo de Inclusión Social Energético – FISE); el consumo de GLP habría crecido debido a su accesibilidad y disponibilidad de dicho energético.



Fuente: Acceso Universal a la Energía en el Perú - Reto y Realidad Julio Salvador Jácome

Fig.13 Coeficiente de Electrificación, Glpización y Gnízación

4 ACCESO AL SERVICIO ELÉCTRICO - SUBSIDIOS AL CONSUMO ELÉCTRICO

Para posibilitar el acceso a los servicios eléctricos, por parte de los clientes de menores ingresos y de las poblaciones rurales, además de los programas de electrificación rural, se han establecido mecanismos de subsidios, como:

- El Mecanismo de Compensación por Generación Aislada.
- El fondo de compensación social eléctrica

4.1 Mecanismo de Compensación por Generación Aislada

Las tarifas de generación en los sistemas aislados resultan mayores, que los correspondientes al SEIN. Para compensar parcialmente esta diferencia de tarifas y favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los usuarios regulados atendidos por los sistemas aislados, la ley N° 28832 establece un mecanismo de compensación para sistemas aislados.

Su finalidad es compensar una parte del diferencial entre los precios de generación entre los sistemas aislados y los precios del SEIN, reduciendo los costos del servicio eléctrico en dichos sistemas mediante un subsidio cruzado, desde los consumidores conectados a los sistemas interconectados a los consumidores de los sistemas aislados.

4.2 Fondo de Compensación Social Eléctrica (Fose)

En agosto del año 2001, mediante Ley N° 27510, se creó el esquema de subsidios al consumo residencial del servicio eléctrico Fondo Social de Compensación Eléctrica (FOSE).

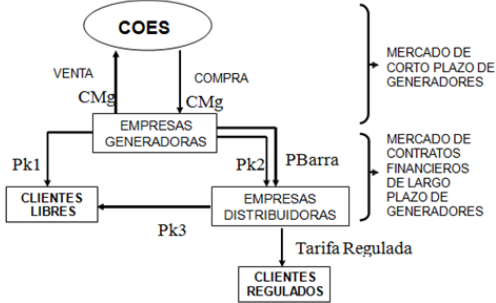
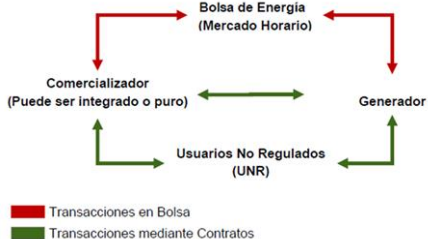
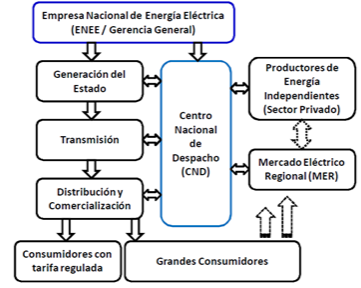
El FOSE consiste en un sistema de subsidios cruzados, basado en el cobro de un sobrecargo en las tarifas de los consumos mensuales mayores de 100 kWh, que luego es repartido en los consumos menores de 100kWh.

Al mes de octubre del 2011 los usuarios beneficiados con el FOSE son alrededor de 3.1 millones y representa el 58% del total de usuarios que cuentan con servicio eléctrico, es decir una ayuda social para alrededor de 15.7 millones de peruanos. En este sentido, un mecanismo como el FOSE se puede considerar conceptualmente

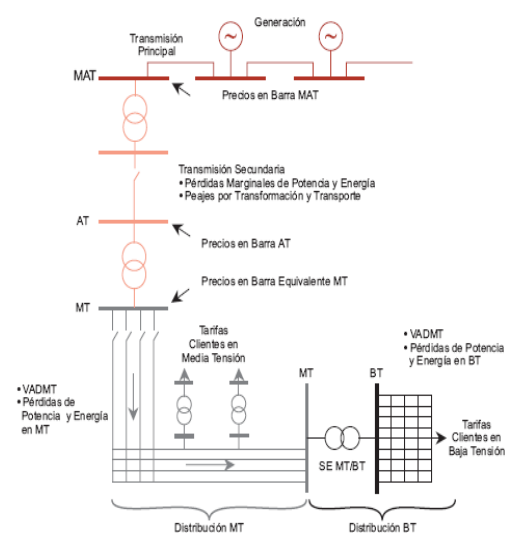
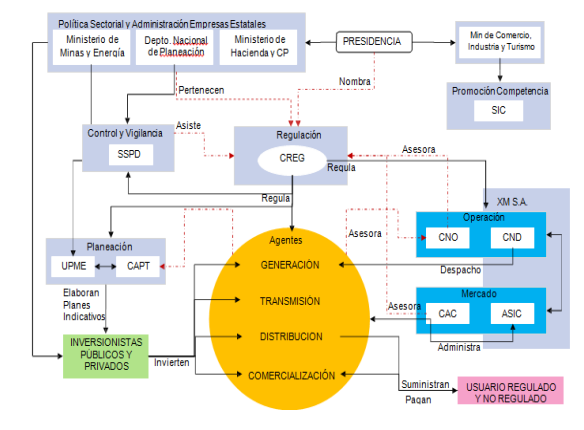
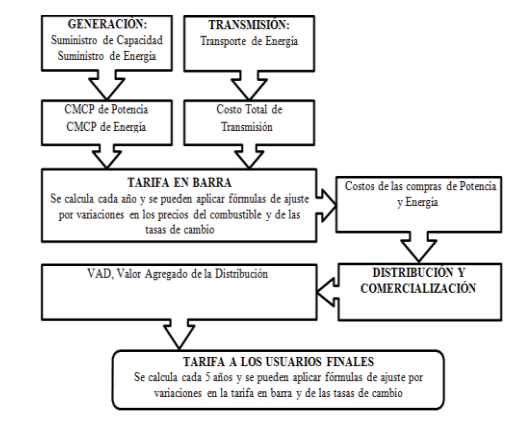
como más equitativo ya que tiene un mayor impacto en los usuarios de menor consumo y no beneficia de forma indiscriminada a todos los consumidores.

5 CUADROS COMPARATIVO CON OTROS MODELOS

5.1 Cuadro Modelo de Mercado

PERÚ	COLOMBIA	HONDURAS
<p>La modalidad elegida para el mercado peruano tiene las características siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pool mandatorio centralizado • Basado en ofertas de Costo Marginal de operación • Competencia en Generadores y Distribuidores por los clientes libre (para venta a clientes libres) • El "Libre acceso" a las redes de Transmisión y Distribución. • Negocio en Generación: Venta al mercado Spot + Venta a Clientes • Negocio en Transmisión: Reconocimiento del costo en inversión y de la operación y el mantenimiento. <p>Un esquema que muestra el modelo es el siguiente:</p> <p style="text-align: center;">Modelo del Mercado Peruano</p>  <p style="text-align: center;">Figura N° 2.1: Modelo del Mercado Peruano</p>	<p>De acuerdo con la Resolución CREG 024 de 1995, el Mercado Mayorista es el conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos.</p> <p>Los agentes que pueden establecer contratos son los generadores, los comercializadores y los usuarios no regulados (UNR), como se indica en la Figura 18. No obstante, en el mercado mayorista el responsable frente a la bolsa siempre será un generador o un comercializador, puesto que los usuarios no pueden comprar directamente en la bolsa.</p> <p style="text-align: center;">Figura N° 2.2 : Agentes Participantes en Mercado Mayorista de Energía Colombiano</p>  <p style="text-align: center;">Figura N° 2.3: Organización del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) de Honduras</p> 	<p>La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), es el mayor agente del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) básicamente de propiedad estatal, con atribuciones establecidas en parte en su Ley constitutiva.</p> <p>Una de las características más distintivas del Modelo de Mercado Eléctrico Nacional es su integración vertical, en la cual la ENEE en representación del estado de Honduras ejerce control sobre las actividades de generación, transmisión, centro de despacho, distribución y comercialización a través del Centro Nacional de Despacho y a la vez administra el mercado.</p> <p>El tipo de transacción que se efectúa en el MEN es puramente física, es decir compra y venta de energía y potencia eléctrica en las condiciones establecidas en cada contrato, para lo cual la ENEE es el comprador único de la energía eléctrica generada por los productores locales o importada por las interconexiones internacionales existentes con los sistemas de las repúblicas de El Salvador, Guatemala, y Nicaragua.</p>

5.2 Cuadro Esquema Tarifario

Perú	Colombia	Honduras
<p>Las tarifas y precios al cliente final se estructuran como la suma de los precios a nivel de generación, los cargos por el servicio de transmisión y las tarifas por distribución (o Valor Agregado de Distribución). Los precios de venta a los clientes consideran los cargos hasta los puntos de suministro, que puede ser en muy alta, alta, media o baja tensión.</p> <p>La forma como se estructuran los precios se muestra en el esquema siguiente:</p> 	<p>Los comercializadores son aquellos agentes que compran y venden energía, básicamente los comercializadores prestan un servicio de intermediación, entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen electricidad. Legalmente el comercializador es el prestador del servicio.</p> <p>Por otra parte las Leyes 142 (numeral 73.13) y 143 de 1994 (Artículo 10), facultan a la CREG para determinar los límites entre usuarios regulados y no regulados. Siendo los usuarios no regulados aquellos que pueden negociar libremente sus tarifas con los comercializadores. Debido a la separación de mercados entre usuarios regulados y no regulados, las empresas comercializadoras pueden comercializar energía con destino al mercado regulado; pueden comercializar energía en el mercado no regulado; o pueden optar por ofrecer el servicio de intermediación en ambos mercados.</p> 	<p>El precio regulado para ventas a las empresas distribuidoras que establece la Ley, designado como "Tarifa en Barra", es un precio al que las empresas distribuidoras pueden comprar sus necesidades de capacidad y energía. La tarifa en barra engloba los costos de la generación y de la transmisión; y la Ley indica que la deben calcular anualmente "las empresas generadoras" y proponerla a la Comisión Nacional de Energía para su aprobación. No es claro como las empresas generadoras procederán para realizar este cálculo, el cual requiere un conocimiento completo del sistema eléctrico. La única suposición razonable es que tendrían que haberlo hecho a través del Operador del Sistema.</p> <p>Las distribuidoras suman a sus costos de compra de capacidad y energía sus propios costos de distribución y de comercialización, conjunto que la Ley denomina "Valor Agregado de Distribución" para obtener las tarifas al usuario final.</p> 

PERÚ: MODELO DEL MERCADO, REGULACIÓN ECONÓMICA Y TARIFA DEL SECTOR ELÉCTRICO

OLADE

INFORME N° 01 • Esquema de Trabajo • Levantamiento y Estudio de Modelos de Mercado y Marco Regulatorio • Examinación y Análisis del Sistema para la Determinación de Costos y Tarifas Vigentes.

SERING SAC, Lima 02 de Julio de 2013

OLADE

TITULO

Perú: Modelo del Mercado, Regulación Económica y Tarifa del Sector Eléctrico

Primer Informe

Lima 13 de Diciembre de 2012

SERING SAC

ÍNDICE

1	MODELO DE MERCADO Y MARCO REGULATORIO VIGENTE DEL SECTOR ELÉCTRICO .	4
1.1	Antecedentes.....	4
1.1.1	Desarrollo del Sector Eléctrico 1950-1992	4
1.1.2	Lineamientos de Política Eléctrica	6
1.2	Marco Regulatorio, Estructura y Mecanismos.....	8
1.2.1	Evolución	8
1.2.2	Marco legal.....	9
1.2.3	Estructura	4
1.2.4	Mecanismos.....	11
1.3	Mercado Mayorista.....	12
1.3.1	COES	12
1.3.2	Modalidad del Mercado Peruano	4
1.3.3	INTEGRANTES.....	13
1.3.4	PROCEDIMIENTOS.....	14
1.4	Transacciones entre agentes y comerciales.....	14
1.4.1	Mercado de corto plazo	14
1.4.2	Compensaciones al Sistema Principal de Transmisión.	15
1.4.3	Mercado de Contratos Financieros de largo plazo de los Generadores con Clientes libres y Clientes Regulados.	18
1.5	Planificación, Expansión, Ingreso de nuevos proyectos	19
1.6	Sumario del Análisis del Modelo de Mercado.....	21
2	SISTEMA VIGENTE PARA DETERMINACIÓN DE COSTOS Y TARIFAS	5
2.1	Marco Legal	5
2.2	Licitaciones De Compra De Energía	5
2.3	Costos Y Tarifas En El Sub Sector Eléctrico	5
2.3.1	Costos y Tarifas de Generación	6
2.3.2	Costos y Tarifas de Transmisión.....	11
2.3.3	Costos y Tarifas de Distribución.....	13
2.3.4	Costos y Tarifas en Sistemas Aislados	15

1 MODELO DE MERCADO Y MARCO REGULATORIO VIGENTE DEL SECTOR ELÉCTRICO

1.1 Antecedentes

1.1.1 Desarrollo del Sector Eléctrico 1950-1992

El desarrollo formal de la regulación del sector eléctrico en el Perú se inicia en el año 1955 con la ley de la industria eléctrica. Anteriormente rigió un marco disperso dependiendo de las municipalidades los servicios públicos de electricidad que eran mayormente de concesión local.

El 8 de setiembre de 1955 durante el régimen del presidente Manuel A. Odría se promulgo la ley de la industria eléctrica mediante el decreto ley N° 12378 con el propósito de establecer normas para regular las relaciones entre productores y usuarios del servicio público de electricidad, garantizar derechos y expectativas de ambos y facilitar el impulso del desarrollo del servicio público. Su principal característica fue estimular la inversión privada nacional y extranjera, garantizando su recuperación y una atractiva rentabilidad para el mismo. Para este fin se creó un régimen de concesiones, permisos y licencia de servicio público de electricidad, se estableció criterios normativos para fijar las obligaciones de las empresas eléctricas y de los usuarios, así como procedimientos para fijar tarifas eléctricas que ofrecieran una rentabilidad suficiente para retribuir el capital invertido.

La ley también creo la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE). Como resultado de la ley, se hicieron inversiones privadas importantes en los sistemas eléctricos aislados construyéndose centrales hidroeléctricas y térmicas y el sector privado realizo inversiones y obtuvo concesiones en las ciudades mayores del país cuya demanda de energía y su tasa de crecimiento asegurara la rentabilidad del capital invertido.

Segundo Periodo (Ley 12378 de la Industria Eléctrica promulgada el 8 de julio de 1955)

- Ordenó la situación anterior, al regular el modelo de participación empresarial privada
- La industria eléctrica es de utilidad pública
- Estableció la figura jurídica de la Concesión de Servicio Público de Electricidad
- Impulso el suministro eléctrico al imponer al concesionario la obligación de aumentar su capacidad de generación en 10% al año
- Estableció normas para determinar las tarifas y creo la Comisión Nacional de Tarifas
- Las reglas promovía la inversión del capital extranjero

El 5 de setiembre de 1972 el régimen de facto militar del presidente Juan Velasco promulgo la ley normativa de electricidad mediante el decreto ley N° 19521 y el 12 de setiembre de 1972 se creó ELECTROPERU mediante el decreto ley N°19522. El nuevo marco establecía los lineamientos de una nueva política de desarrollo de la electricidad en el país basada en la creación de ELECTROPERU así como en la nacionalización y estatización de las empresas privadas que prestaban servicio público de electricidad. A ELECTROPERU se le encargo la gestión empresarial del estado en el sector electricidad y se constituyó fusionando todas las entidades estatales que prestaban servicio público de electricidad, dándole la responsabilidad a nivel nacional y encargándole la construcción de las centrales mayores del país. A pesar de los aspectos positivos de centralizar los recursos del sector en una única empresa, luego de algunos años mostro las limitaciones del centralismo y su escasa eficiencia de gestión.

Tercer Periodo (Decreto Ley 19521 Normativo de la Electricidad del 5 de setiembre

- Debido al desarrollo centralizado , se introdujo el modelo empresarial estatista del Gobierno Militar.
- El Estado se reservaba las actividades de generación, transmisión, transformación, distribución y comercialización de la energía eléctrica
- Se creaba Electroperú como la empresa pública encargada de ejecutar las actividades del servicio público.
- Los bienes de dominio público pertenecían al Estado.
- Transformo las concesiones privadas en zonas de responsabilidad dadas a empresas estatales asociadas
- El MEM se responsabilizó por la fijación de las tarifas.

Bajo el régimen del presidente Fernando Belaunde en mayo de 1982 se promulga la Ley General de Electricidad (LGE) N° 23406 que tomo como base las anteriores leyes, así se volvió a crear la Comisión de Tarifas Eléctricas y ELECTROPERU se convirtió en una empresa matriz del sistema empresarial del estado y creándose las empresas eléctricas regionales filiales. El sistema establecido fue de gestión centralizada con el monopolio en el planeamiento, construcción y operación de la generación, transmisión, distribución y electrificación rural. La crisis económica de la década, la política de precios irreales, así como la acción de la subversión dejaron al sector eléctrico a comienzos de 1990 en una situación de crisis generalizada.

La necesidad de un cambio se hacía necesaria debido a que el sistema anterior no era sostenible ni transparente con una gran crisis financiera de las empresas. Las inversiones en el sector eran mínimas y no iba al ritmo del crecimiento de la demanda. Se debe agregar el manejo político de la tarifas y de la gestión empresarial, así como el clima de inseguridad del país creada por la violencia subversiva.

Cuarto Período (Ley 23406 General de Electricidad del 28 de mayo de 1982)

- Debido a la crisis financiera del sector, se planteó un nuevo marco jurídico descentralizado.
- Mantuvo en poder del Estado la prestación del servicio público de electricidad
- Creo las empresas regionales como filiales de Electroperú
- Creo el fondo de compensación de generación para cubrir las diferencias de costos de generación entre empresas regionales
- Se creo la C.T.E. para regular las tarifas y los aportes al fondo de compensación
- Se estableció el Plan Maestro para planificar la expansión del servicio eléctrico

En 1992 en el régimen de facto del presidente Alberto Fujimori se promulgo la Ley de Concesiones Eléctricas el 6 de noviembre el decreto ley 25844, estableciéndose un régimen para la participación activa de la empresas privadas y la privatización del sistema empresarial estatal. Esta ley con pocos cambios fundamentales se halla vigente a la fecha. Es necesario señalar que la reforma del sector eléctrico fue parte de un programa mayor de estabilización macroeconómica y de reforma estructural implementado por el gobierno peruano con apoyo de los organismos multilaterales y que fue consagrado en la nueva constitución del país de 1993.

Lineamientos de la Reforma de 1992

Estrategia:

- El gobierno promulgará las leyes que reflejen la nueva política del sector
- Buscar reglas claras para asegurar competencia
- Reemplazar gasto / inversión público por inversión privada
- Reforma Empresarial: separando y combinando las partes de las empresas existentes en empresas de generación, transmisión y distribución que luego van a privatizarse.
- Se fijaron metas de completar el proceso de privatización en 4 años.

1.1.2 Lineamientos de Política Eléctrica

La reforma establecida en 1992 tiene como fundamento los siguientes lineamientos:

- Separar los roles del gobierno en las áreas de normatividad, regulación y área empresarial.
- Permitir al máximo el rol de las fuerzas del mercado.
- Establecer la regulación de precios que reflejen los costos económicos.
- Privatizar las empresas estatales y promover la inversión privada en

nuevas instalaciones

- Reformar la estructura corporativa de las empresas estatales mientras estas se privaticen.

Bajo la nueva estructura regulatoria se tendrá el siguiente régimen:

- La generación de electricidad deberá ser descentralizada y desregulada y sujeta a las fuerzas del mercado mediante la competencia.
- La transmisión proveerá acceso abierto a los generadores y compradores de electricidad bajo un mismo régimen común de transporte y un adecuado esquema de peajes regulados.
- La distribución continuara como un monopolio natural con derechos y obligaciones de los suministradores y consumidores incluyendo la calidad del servicio.
- La regulación de precios se basara en los costos marginales como sustituto a las fuerzas del mercado.

Pasos para la Implementación

Junto con la nueva Ley de Concesiones Eléctricas, la Comisión de Tarifas Eléctricas realizo el estudio “Programa de Garantía Tarifaria” con apoyo de SYNEX Ingenieros Consultores de Chile. El estudio comprendió:

- Despacho Económico de Carga y costos generación.
- Costos de transmisión y precios de barra.
- Valores Agregados de distribución para áreas típicas y determinación de tarifas para clientes de distribución.

La agenda de acción comprendía el periodo 1992 a 1995 iniciándose con el establecimiento del marco regulatorio y culminándose con la transferencia total al sector privado de las empresas estatales fraccionadas. Esta meta de privatización aún se halla inconclusa por oposición de las poblaciones en las regiones.

A comienzo de la década de los 90, existían dos modelos de mercado vigentes en el mundo, el modelo chileno de 1982 y el modelo ingles de 1989. El sistema peruano tomo el modelo de Chile adaptándolo a las condiciones del país.

En 1993 se aprobó el reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y comenzó el nuevo sistema de tarificación económica de la electricidad.

1.2 Marco Regulatorio, Estructura y Mecanismos

1.2.1 Evolución

El marco regulatorio actual tuvo su inicio con la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) el 6 de noviembre de 1992 y cuyo reglamento fue aprobado 25 de febrero de 1993 mediante el decreto supremo 009-93-EM.

En los 20 años de vida de la actual Ley se han presentado diversas etapas que se describen:

En una primera etapa de adaptación al cambio regulatorio y su ajuste no se mostró problemas mayores.

Los principales cambios a la Ley han sido:

- 1997 Ley 26876 ley antimonopolio y antioligopolio del sector eléctrico.
- 1998 Ley 26980 ley que cambio la potencia firme.
- 1999 Ley 27239 ley de adecuación del régimen de transmisión, las concesiones hidroeléctricas y de libre contratación.
- 2001 Ley 27435 ley de promoción de las concesiones hidroeléctricas.

En el 2006 se dio la Ley N° 28832 Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (LEDEG) que fue promulgada el 23 de julio. Esta ley introdujo cambios importantes en los aspectos siguientes:

- Licitaciones de suministro a precio firme. Reestructuración del Operador COES. Nueva regulación de la transmisión.
- Participación distribuidores y grandes usuarios libres en el mercado de corto plazo.
- Compensaciones a sistemas aislados. Modificaciones a la LCE.

En los últimos años con el crecimiento alto de la demanda y la falta de oferta se han introducidos cambios temporales mediante decretos legislativos y decretos de urgencia debido a la problemas de copamiento del gasoducto de Camisea y la congestión en la transmisión por atraso de los proyectos de transmisión.

Estos cambios han sido:

- Cambios estructurales
- Decreto legislativo N° 1002.- Introduce las fuentes renovables en el sector.
- Decreto legislativo N° 1041.- Modifica el despacho por restricción del suministro de gas natural.

- Normas de emergencia por coyuntura
- Decreto de urgencia N° 035-2006.- Asignación de retiros sin respaldo contractual.
- Decreto de urgencia N° 046-2007.- Congestión de la transmisión.
- Decreto de urgencia N° 037-2008.- Restricciones temporales de generación y compra de energía de plantas de emergencia.
- Decreto de urgencia N° 049-2008.- Costos marginales idealizados y retiros sin contratos.

1.2.2 Marco Legal

La LCE está organizada en los títulos siguientes: Disposiciones generales.

Este título se señala que la ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistemas de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en la ley.

Comisión de Tarifas Eléctricas.

Se establece que la Comisión de Tarifas Eléctricas (hoy OSINERGMIN) es un organismo técnico descentralizado del Sector Energía y Minas (hoy del Ministerio de la Presidencia del Consejo de Ministros) con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, responsable de fijar tarifas de energía eléctrica de acuerdo a criterios establecidos en la ley.

Concesiones y Autorizaciones.

Se establece las regulaciones de las concesiones y autorización.

Comité de Operación Económica del Sistema.

Se crea un organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES) conformado por los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión que se encuentran interconectados. La finalidad del COES es coordinar la operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento eléctrico y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Sistema de Precios de Electricidad

Se establece las normas para fijar:

- Precios máximos de generador a distribuidor de servicio público
- Precios máximos de transmisión

- Precios máximos de distribución.
- Prestación de servicio público de electricidad,

Se regula el suministro a los consumidores de las redes de distribución.

- Fiscalización
- Garantías y medidas de promoción a la inversión
- Uso de bienes públicos y de terceros.
- Disposiciones complementarias, transitorias y final.

La ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación tiene los capítulos siguientes:

- Primero: Disposiciones generales.
- Segundo: Contratos, licitaciones e Incentivos para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica.
- Tercero: El mercado de corto plazo
- Cuarto: Comité de Operación Económica del Sistema (COES)
- Quinto: Adecuación del marco legal de la transmisión.
- Sexto: Formación de precios a nivel de generación.
- Séptimo: Mecanismo de compensación y licitaciones para los sistemas aislados.
- Octavo: Disposiciones complementarias.

1.2.3 Estructura

La estructura del sector está compuesto por:

Ministerio de Energía y Minas (MINEM) a través del Dirección General de Electricidad (DGE) tiene las funciones siguientes:

- Encargado de establecer la política sectorial y promulgar las normas correspondientes.
- Otorga las concesiones y permisos.
- Elabora el Plan Indicativo de Expansión de Generación y Transmisión.
- Aprueba los procedimientos para la operación del Sistema Interconectado Nacional.

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) tiene las funciones siguientes:

- Vela por el cumplimiento de la LCE.
- Fiscaliza las obligaciones de los concesionarios establecidas en la ley y su reglamento.

- Fija las tarifas de generación, transmisión de electricidad a través de su Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART). Este organismo anteriormente fue la Comisión de Tarifas Eléctricas.
- Fiscaliza la adecuada prestación del servicio público.
- Fiscaliza el cumplimiento de las funciones del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) Supervisa la calidad y el suministro de energía.

El Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI) tiene por finalidad:

- Promover la competencia en el sector.
- Vela por el cumplimiento de la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del sector eléctrico,

Los agentes:

- Los generadores son los productores de electricidad encargados de comercializar su energía a clientes libres y regulados.
- Los transmisores son los encargados del transporte de la electricidad por el cual cobran un peaje.
- Los distribuidores son los encargados de las labores de distribución en tensiones menores a 30 kV tanto a clientes libres como regulados.

El Comité de Operaciones Económica del Sistema (COES) es el organismo conformado por los generadores, transmisores, distribuidores y clientes libres encargado de la operación técnica del sistema las valorizaciones de las transacciones en el mercado de corto plazo (spot).

1.2.4 Mecanismos

Los mecanismos que actúan en el sector son:

- COES como administrador del mercado de corto plazo entre generadores.
- GART de OSINERGMIN como encargado de fijar las tarifas reguladas.
- INDECOPI como organismo encargado de proteger la libre competencia,

1.3 Mercado Mayorista

1.3.1 COES

El COES en su etapa inicial estaba compuesta fundamentalmente por los generadores y transmisores con muy pocas regulación y fue considerado como un club exclusivo de generadores.

En su etapa actual el COES según lo establece la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (LDEG), tiene por finalidad la coordinación de la operación de corto, mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) a mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, la planificación de la transmisión del SEIN y la administración del mercado de corto plazo.

Se puede definir que el COES es el operador del sistema eléctrico y también el operador del mercado de corto plazo.

El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de derecho público. Está conformado por todos los agentes del SEIN y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes

Los órganos de gobierno del COES son: La asamblea, el directorio y la dirección ejecutiva.

1.3.2 Modalidad del Mercado Peruano

La modalidad elegida para el mercado peruano tiene las características siguientes:

- Pool mandatorio centralizado.
- Basado en ofertas de costo marginal de operación.
- Competencia en generadores y distribuidores por los clientes libre (para venta a clientes libres).
- El “libre acceso” a las redes de transmisión y distribución.
- Negocio en generación: Venta al Mercado Spot + venta a clientes
- Negocio en transmisión: Reconocimiento del costo en inversión y de la operación y el mantenimiento.

El siguiente esquema muestra el modelo del mercado peruano:

Modelo del Mercado Peruano

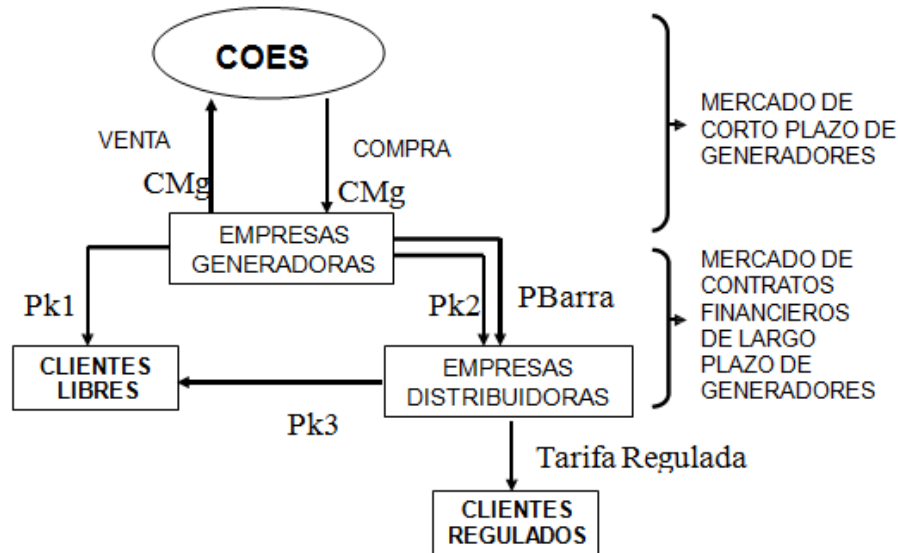


Fig.14 Esquema Modelo de Mercado

Una primera observación del mercado eléctrico peruano es que corresponde a un diseño propio establecido en la LCE y su reglamento.

Este diseño establece dos mercados para los generadores: uno el mercado de corto plazo donde se transa a costo marginal y otro mercado de contratos financieros de largo plazo de los generadores de suministro con los clientes.

Los generadores se hallan obligados a operar en un pool y toda su energía solo lo pueden vender al Pool al costo marginal. A la vez los generadores para satisfacer a sus clientes deben obligatoriamente comprar al pool a costo marginal.

El diseño del mercado peruano se puede considerar que es una bolsa donde todos los generadores le venden su energía a esta bolsa y todos los generadores compran a la bolsa para satisfacer a sus clientes. Para permitir la competencia y la libertad de contratación por los clientes es claro que se requiere que no exista relación directa, indirecta o derivada entre generadores (como se puede deducir de la LCE y su reglamento), ya que al existir estas relaciones impediría la libertad de elegir a su proveedor que tiene los clientes en cualquier parte de la red.

1.3.3 Integrantes

El COES está compuesto por integrantes obligatorios e integrantes voluntarios. Los integrantes registrados son los integrantes obligatorios así como

los integrantes voluntarios que hayan optado por registrarse en el COES.

Los integrantes obligatorios del COES son todos los agentes del SEIN que cumplen las siguientes condiciones, según corresponda:

- a) Los generadores cuya potencia instalada sea mayor o igual a 50 MW.
- b) Los transmisores que operen sistemas de transmisión que pertenezcan al Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) o al Sistema Principal de Transmisión (SPT), con un nivel de tensión no menor de 138 kV y cuya longitud total de líneas de transmisión no sea menor de 50 kilómetros, de acuerdo con los derechos otorgados.
- c) Los Distribuidores cuya máxima demanda coincidente anual de sus sistemas de distribución interconectados al SEIN, sea mayor o igual a 50 MW.
- d) Los usuarios libres cuya máxima demanda contratada en el SEIN sea mayor o igual a 10 MW.

1.3.4 Procedimientos

El COES, a través de la dirección ejecutiva, debe elaborar las propuestas de procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del mercado de corto plazo. Las propuestas de estos procedimientos serán presentados a OSINERGMIN para su aprobación.

1.4 Transacciones Entre Agentes y Comerciales

1.4.1 Mercado de Corto Plazo

Las funciones del COES en las valorizaciones de las transacciones son las siguientes:

- Valorización por transferencias de energía:
 - Por diferencia entre entregas y retiros /a costos marginales
 - Período de cálculo: mensual.
- Valorización de las transferencias de potencia
- Valorización por transferencias de energía reactiva.
- Valorización de compensación por servicios complementarios.
- Compensaciones al Sistema Principal de Transmisión

En el siguiente diagrama se muestra las relaciones entre el COES y los generadores para las transacciones:

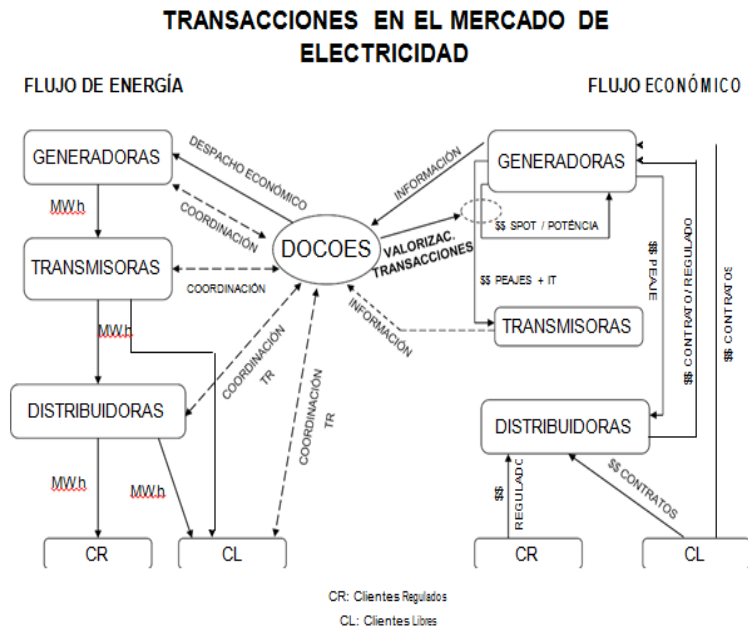


Fig.15 Transacciones en el Mercado de Electricidad

Las valorizaciones que realiza el COES son:

Valorización de las transferencias de potencia:

- Por diferencia entre ingresos (por potencia firme y por potencia despachada) y egresos (por compra de potencia para sus clientes).
- Período de cálculo: mensual, a precio regulado. valorización por transferencias de energía:
 - Por diferencia entre entregas y retiros a costos marginales
 - Período de cálculo: mensual.

Valorización por transferencias de energía reactiva y valorización de compensación por servicios complementarios.

- Por regulación de frecuencia,
- por regulación de tensión,
- por operación a mínima carga y
- reconocimiento de costos por baja eficiencia.

1.4.2 Compensaciones al Sistema Principal de Transmisión.

Asignación mensual del costo total de transmisión a los generadores mediante el peaje e ingreso tarifario.

Un esquema que explica la transferencia de energía que realiza el COES para una empresa excedentaria en generación y otra con déficit de generación con respecto a sus contratos es el siguiente:

TRANSFERENCIA DE ENERGÍA

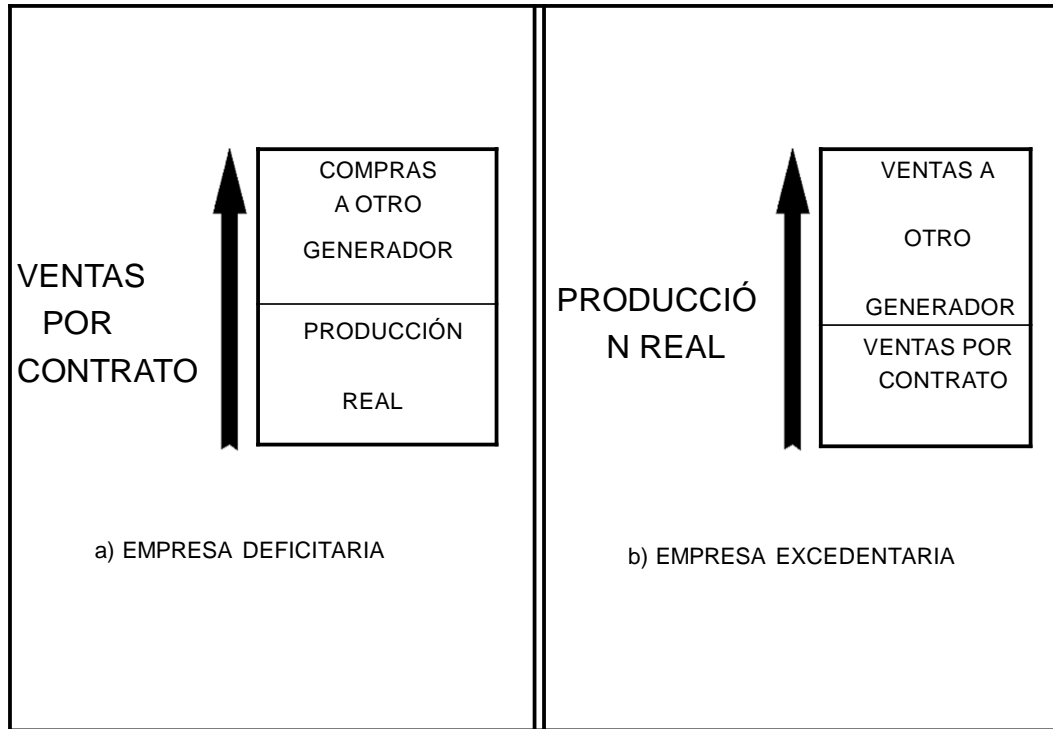


Fig.16 Transferencia de Energía

Es claro entonces que quien da la orden de despachar las centrales es el COES, de manera de lograr la operación de mínimo costo. Esto causa que cuando exista descalce entre la producción real de un generador y los contratos con sus clientes, el COES debe realizar las valorizaciones de estas transferencias de energía. Para lograr las valorizaciones de las transferencias de energía en el COES se requiere que existan las inyecciones y retiros de todos los generadores.

Es importante dejar claro que el COES hace el balance del total del mercado, es decir suma las inyecciones y retiros en todas las barras. Lo que define con la valorización de los generadores aportantes que deben recibir el pago de los generadores excedentarios. Como se ha explicado anteriormente este cálculo se hace para cada hora y por lo tanto es variable de acuerdo al lugar y al tiempo.

Cuando se introduce la competencia en los sistemas eléctricos se hace necesario desde el punto económico introducir los puntos donde se realice las transacciones económicas de entrega y retiro de electricidad.

Conforme lo establece el artículo N° 105 del reglamento del LCE, el COES calculara para cada hora el costo marginal de corto plazo del sistema en las barras de las subestaciones en que se produzca entrega o retiros.

El artículo N° 107 del reglamento del LCE, indica que el COES debe valorizar las transferencias de energía entre generadores por la operación económica siguiendo lo siguiente:

- Se efectuara la medición y/o los cálculos para determinar las entregas y retiros de cada generador.
- La energía entregada y retirada por cada generador será valorizada multiplicándola por el costo marginal correspondiente.
- Para cada generador se sumarán algebraicamente todas las entregas y retiros valorizados ocurridos en el sistema durante el mes.
- La entregas se consideraran con signo positivo y los retiros con signo negativos.
- El valor resultante, sea positivo o negativos, constituirá el saldo neto mensual acreedor o deudor de cada generador.

Así tenemos que la LCE denomina “barra”:

Barra: Es aquel punto de sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica.

La aplicación del artículo 107 del reglamento de la LCE requiere de definiciones conceptuales adicionales para realizar el proceso de valorización de las transferencias de energía. Estas definiciones se hallan en el procedimiento N° 10 del COES.

- Entrega: Aporte de energía de una central generadora o de una instalación de transmisión a una barra de transferencia.
- Retiro: Energía que es comercializada y /o consumo físico en una barra o la que es tomada por un titular del sistema de transmisión principal desde una barra de transferencia hacia una instalación de transmisión.
- Barra de Transferencia: Es toda barra del Sistema Principal de Transmisión y además de aquella barra del Sistema Secundario de Transmisión en donde existen entrega(s) y/o retiro(o) de dos o más generadores integrantes.

Otro aspecto importante es que las transferencias que realiza el COES se deben hacer en la tensión más alta de la instalación (art 114 del reglamento). Es una realidad que tanto las entregas y retiros no se dan en esta tensión mayor, razón que obliga a los generadores involucrados a acordar factores de pérdidas para llevarlo a la tensión superior de la barra.

1.4.3 Mercado de Contratos Financieros de Largo plazo de los Generadores con Clientes libres y Clientes Regulados.

1.4.3.1 Clientes Libres

De acuerdo al marco regulatorio se establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia. En el caso de los grandes consumidores de más de 2.5 MW se considera que tienen la capacidad de negociar libremente con sus proveedores siendo el precio un acuerdo de partes.

Al amparo del artículo N° 1354 del código civil y artículo N° 62 de la constitución política, el contenido de los contratos de venta libre de electricidad son negociados y definidos libremente entre las partes, con la sola limitación de la normatividad legal aplicable, lo que significa que es de exclusiva incumbencia de las partes, esto es de la suministradora (generadora o distribuidora) y del usuario libre, la definición de los términos y condiciones del contrato de venta libre, tales como punto de suministro, tensión de suministro, potencias contratadas, excesos de consumo de potencia y energía, precios de venta, plazo de pago, intereses y mora en casos de incumplimiento de pago de las facturas, solución de controversias, etc.

El punto de compra o suministro es la barra física de suministro eléctrico definida en el contrato, donde la electricidad objeto del mismo es transferida del Suministrador al Cliente, y por tanto define el límite de responsabilidad del Suministrador.

1.4.3.2 Clientes Regulados

Las empresas de distribución con clientes regulados pactan con los generadores con contratos con precios fijados por OSINERGMIN.

1.5 Planificación, Expansión, Ingreso de Nuevos Proyectos

La planificación del sector eléctrico mediante la formulación del Plan Maestro de electricidad por parte de ELECTROPERU fue establecido en la ley general de electricidad N° 23406 de 1982. Durante 10 años se elaboraron planes del sector que no logro su concreción en nuevos proyectos debido a las limitaciones para invertir del sistema empresarial del estado para enfrentar el crecimiento de la demanda.

Con el nuevo marco regulatorio establecido en 1992 mediante el Decreto Ley N° 25844 y su reglamento se dispuso que el MINEM elaboraría un Plan Referencial de Electricidad (PRE). Este plan sería de carácter indicativo, ya que la decisión de inversión quedaba en manos de los agentes del mercado. Los objetivos de plan referencial de generación y transmisión es brindar información prospectiva a los actuales y nuevos agentes del sector para tomar decisiones de inversión. El plan presenta una visión del desarrollo para un periodo de 10 años y un largo plazo prospectivo de 20 años.

El marco legal considera el negocio de generación como un negocio de competencia y por lo tanto los agentes por cuenta propia decidirían la necesidad de nuevos proyectos y la tecnología más adecuada a sus intereses. En el caso de la transmisión la necesidad de nuevas instalaciones se consideraba que deberían los generadores interesados negociar con los transmisores la implementación de nuevos proyectos.

En los primeros años de la vigencia de la LCE se consideró que la ampliación de la generación y transmisión se realizaría mediante las empresas estatales con apoyo de la banca multilateral con el fin de lograr un proceso armonioso de implementación de la ley.

Una segunda etapa a partir de 1995 el gobierno inicio un proceso de transferencia de las empresas estatales al sector privado con compromisos de ampliación de la generación que podía ser generación térmica o hidráulica. Simultáneamente se dio el ingreso de nuevos agentes en la generación que aportaron nuevas instalaciones.

A partir del año 2001 con la ejecución del proyecto gasífero de Camisea del Lote 88 para operar en el 2004 se dio preferencia al desarrollo de nuevos proyectos de generación térmica que aprovechara mediante ciclos simples y ciclos combinados el gas para fines eléctricos. El precio preferencial del gas de Camisea en boca de pozo (aproximadamente 1 US\$/MM BTU) al cual se agregaba el transporte a la costa (1 US\$/MM BTU) hizo que el desarrollo de la generación se concentrara en Lima (Chilca). A la fecha el copamiento del gasoducto actual y el retraso de las ampliaciones han llevado a una situación de contar con plantas de generación instaladas que no cuentan con suministro de gas. Desde el 2008 se viene promocionando el desarrollo de nuevos proyectos hidroeléctricos y térmicos

de reserva a través de licitaciones que lleva a cabo PROINVERSION por encargo del MINEM. La crisis de rompimiento de la cadena de pagos en el 2004 al existir distribuidoras y clientes libres que retiraban energía sin contrato aunada a una sequía, obligo a establecer cambios en el marco regulatorio. Con la ley de aseguramiento de la generación eficiente se estableció licitaciones de suministro de generación a precio firme a fin de permitir el desarrollo de nuevos proyectos de plantas de generación.

En el caso de la transmisión el marco regulatorio establecido en la Ley de Concesiones fue insuficiente para garantizar el oportuno desarrollo de la red de transmisión. El gobierno a partir de 1998 estableció un sistema de expansión a través de proyectos BOOT y luego en el año 2003 traslado al sector privado las redes de transmisión con administración estatal, el cual permitía realizar ampliaciones menores con adenda al contrato de operación. Con la Ley de Aseguramiento de la generación Eficiente del 2006 se modificó la regulación de la transmisión y se estableció la elaboración de un Plan de Transmisión elaborado por el COES y aprobado por el MINEM. El plan es de carácter vinculante. El MINEM directamente o a través de PROINVERSION realizara el proceso de licitación de los proyectos priorizados de nuevas líneas. Los proyectos de transmisión que se ejecuten fuera del plan serán asumidos por los titulares.

A la fecha se haya por concluir un segundo Plan de Transmisión y se han realizado licitado diversos proyectos a través de PROINVERSION.

Como era de esperarse un aspecto que preocupa es la oportunidad de la expansión de la generación y la transmisión. Se considera que con ajustes el planeamiento de la transmisión y un proceso de licitación más rápido ayudaría a mejorar la implementación de los proyectos de transmisión. En cuanto a la generación la experiencia muestra que el crecimiento de la demanda no va acompañado en forma oportuna con la expansión de la generación y que sería necesaria una planificación que asegure una estrategia energética del país con proyectos ubicación cercana y la tecnología para atender en forma óptima la demanda.

En cuanto a la distribución su planificación se halla en el dominio interno de las empresas de distribución. En el caso de las empresas privadas instaladas en Lima tienen la capacidad de gestionar tarifas que le permite la expansión en su área de concesión y la fortaleza financiera para lograr créditos dela banca. El caso de las empresas distribuidoras que continúan en manos estatales muestra una gran debilidad para lograr el apoyo financiera de su matriz FONAFE para realizar nuevas inversiones.

1.6 Sumario del Análisis del Modelo de Mercado

Luego de 20 años del marco regulatorio actual se puede reconocer sus aspectos positivos así como sus limitaciones.

Dado el estado de crisis generalizada del sector eléctrico en 1990, el nuevo marco logro hacer más eficiente el sistema eléctrico, lograr tarifas económicas y aumentar la oferta de generación.

Es evidente que tomar como referencia para el Perú el modelo regulatorio pionero de Chile de 1982 fue positivo, dado la experiencia limitada en ese momento del modelo inglés. Hoy día se reconoce que fue el primer país en liberalizar su sector eléctrico al reestructurarlo, introducir reformas de competencia y realizar privatizaciones pero no logro un verdadero mercado mayorista para la electricidad y por muchos años las empresas lograron mantener una integración vertical.

1996

En 1996 la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) reviso la estructura, regulación y operación del sector eléctrico con apoyo de la consultora Putnam, Hayes y Bartlett Inc. (PHB) con la finalidad de identificar deficiencias que puedan impedir la competencia y la posibilidad para atraer el capital privado. Las principales conclusiones fueron:

El modelo aplicado a la reforma del sector eléctrico del Perú tiene bases sólidas pero requiere modificaciones para las condiciones del país.

La falta de inversión en el sector es parcialmente debido a factores que mejoraran en el tiempo y la experiencia si los problemas son adecuadamente enfocados.

Algunos aspectos de la estructura, regulación y operación del sector eléctrico pueden crear riesgos y barreras a la inversión, particularmente a los extranjeros considerando nuevas plantas.

Las recomendaciones fueron:

- Hacer la estructura más competitiva y abierta a las inversiones externos. Hacer el proceso regulatorio más independiente y responsable.
- Hacer las transacciones y arreglos contractuales más eficientes, flexibles y competitivos.

1999

A fines del años 90's ya era evidente los problemas con el pago de la potencia y la regulación de la transmisión y se realizaron modificaciones parciales.

2004

La crisis desatada en el 2004 al romperse la cadena de pagos debido al retiro de clientes sin contrato en el COES y a una sequía mostro la necesidad de introducir cambios mayores.

Los principales problemas detectados fueron:

- Incertidumbre en las inversiones de generación

Los mercados eléctricos suelen enfrentar problemas para asegurar la suficiente capacidad de generación (adecuada y confiable).

En la LCE se establece la libre entrada en generación y se espera que las señales de precios den los incentivos apropiados, sin embargo el crecimiento de la oferta no se puede asegurar.

- Falta de contratos entre generadores y distribuidores

Desde el 2002, los generadores venían mostrando reticencia a firmar contratos a precio regulado.

El precio regulado fijado administrativamente no contaba con predictibilidad y estabilidad que requerían.

El año 2004, por primera vez desde la reforma del sector se produce retiros sin contrato para mercado regulado.

Se hacen ajustes al marco regulatorio: se reduce de 48 a 24 meses el periodo de proyección para el cálculo de costos marginales, se agrega corrección de 24 meses hacia atrás, se incluye la demanda y ofertas y extranjeras.

Solución parcial a la crisis, pero sigue siendo una tarifa fijada administrativamente que no basta.

- Tarifas complejas e impredecible de la transmisión

La LCE y las normas obligan a revisar constantemente los elementos que sirven para fijar las tarifas, generando incertidumbre sobre la recuperación de costos.

Dado que sólo se reconoce la capacidad necesaria para un horizonte de tiempo, las nuevas inversiones pueden afectar aquellas ya realizadas al reconocer menor capacidad necesaria, generando incertidumbre, dada su condición de costos hundidos.

Se distingue entre instalaciones que conforman el sistema principal y los sistemas secundarios (e.g. necesarios sólo para una de las redes de distribución), con consecuencias sobre quienes asumen el costo de las redes y su posible recuperación

- Inversión insuficiente e inadecuada en la transmisión

El gobierno ha aplicado medidas ad-hoc para ampliaciones (contratos BOOT) y para la operación y mantenimiento de la red (RAG), sobreponiéndolos al marco regulatorio de la transmisión.

No se estaban efectuando las inversiones en transmisión en la forma y magnitud esperada

Existe un incremento paulatino de la congestión, lo que genera ineficiencias en el despacho como diagnóstico y propuesta el MINEM preparo un libro blanco, cuyas principales propuestas se concretizaron en la ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (LEDEG) del 23 de julio de 2006.

Los principales cambios fueron en:

- Licitaciones de suministro a precio firme.
- Reestructuración del operador.
- Nueva regulación de la transmisión.
- Participación distribuidores y grandes usuarios libres en el mercado de corto plazo.
- Compensaciones a sistemas aislados.

2006

El incremento de la demanda debido al crecimiento económico del país en los últimos 10 años aunado al retraso de las inversiones en suministro de gas de Camisea, de la generación y transmisión de los últimos años ha llevado a situaciones de emergencia desde el año 2008. El sistema eléctrico ha sido impactado por la congestión de transmisión y las limitaciones del transporte de gas natural desde Camisea.

Aunque las modificaciones del año 2006 fortaleció el marco regulatorio, las medidas de emergencia de corte coyuntural han vulnerado la eficiencia del sistema.

Las principales han sido:

- Decreto legislativo N° 1041
- Despacho de gas natural (bajo congestión) para centrales térmicas del SEIN
- Decreto de urgencia N° 035-2006
- Asignación de los retiros del SEIN sin respaldo contractual.
- Decreto de urgencia N° 046-2007
- En congestión de transmisión se utilizara costos marginales idealizados.
- Decreto de urgencia N° 037-2008
- Restricciones temporales de generación y adquisición de energía térmica de plantas de emergencia.
- Decreto de urgencia N° 049-2008
- Costos marginales idealizados y retiros del SEIN sin respaldo contractual.

Los problemas mayores que se perciben son:

- Marco regulatorio debilitado por los cambios coyunturales en las reglas de juego.
- Falta de una planificación concordada entre el desarrollo del gas y la electricidad.
- Reserva insuficiente para asegurar la continuidad del servicio.
- Decisiones no eficientes en la prioridad de los proyectos del de Plan de Transmisión.
- Retiro sin contrato de clientes libres y distribuidoras.
- Sistema de licitaciones adecuado a los proveedores pero inadecuado para garantizar la demanda.

En resumen es necesario volver alinear todos los cambios del marco regulatorio para un desarrollo adecuado del sector eléctrico.

2 SISTEMA VIGENTE PARA DETERMINACIÓN DE COSTOS Y TARIFAS

2.1 Marco Legal

Los principales dispositivos legales que regulan las actividades en el sub-sector eléctrico peruano son los siguientes:

- e) **D.L. N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)**, promulgada en noviembre de 1992, constituye la norma principal del subsector eléctrico y establece los principios, políticas, derechos, obligaciones y condiciones, entre otros aspectos, para participar en las actividades eléctricas del país.
- f) La LCE promueve la participación privada en el desarrollo de las actividades eléctricas bajo un sistema de concesiones y autorizaciones para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución, y establece un mercado regulado (comprendido por clientes con máxima demanda anual menor de 200 kW) y un mercado libre (clientes con máxima demanda anual mayor o igual a 2,500 kW; los clientes con demanda máxima anual entre 200 kW y 2,500 kW pueden optar por contratar su suministro bajo el régimen del mercado libre o del mercado regulado, sujeto a ciertas condiciones de permanencia)¹
- g) **D.S. N° 009-93-EM - Reglamento de la LCE (RLCE)**, promulgada en febrero de 1993, establece los procedimientos para participar en las actividades eléctricas y cálculo de tarifas para el mercado regulado, entre otros aspectos.
- h) c. **LEY N° 28832 – “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (LDEGE)”**, promulgada en Julio del 2006; modifica algunos artículos de la LCE, establece un sistema de licitaciones para la contratación del suministro eléctrico destinado al servicio público de electricidad, y un mecanismo de compensación para sistemas aislados destinado a favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los usuarios regulados atendidos por sistemas aislados.

a. ¹ Límites de mercado establecidos por la ley N° 28832 y establecidos en el DS N° 022-2009-EM, “Reglamento de usuarios libres de electricidad”, promulgado el 15 de abril del 2009.

También modifica los límites de máxima demanda, para contratar bajo el régimen del mercado libre o del mercado regulado y dispone la formulación de un Plan de Transmisión, el mismo que comprende proyectos de transmisión vinculantes (de realización obligatoria), mediante un sistema de licitaciones.

- i) **Resolución OSINERGMIN N° 1089-2001-OS/CD**, de julio del 2001, establece el “procedimiento para la aplicación de los cargos por transmisión y distribución a clientes libres”.

La LCE define la siguiente estructura para el desarrollo de las actividades eléctricas:

- **Generación:** comprende todas las actividades relacionadas con la producción de energía eléctrica; se desarrolla en un marco de libre mercado y competencia.
- **Transmisión:** involucra todas las actividades relacionadas con el servicio de transporte de la energía desde los centros de producción a los centros de consumo. Constituye una actividad regulada y de libre acceso.

De acuerdo a la tensión de operación las instalaciones de transmisión se clasifican de la siguiente manera:

- Instalaciones en muy alta tensión (MAT): tensiones mayores a 100 kV),
- Instalaciones en alta tensión (AT): tensiones entre 30 kV y 100kV (también conocida como sub transmisión);
- Instalaciones de transformación de muy alta a alta tensión (MAT/AT) y de
- Instalaciones de transformación de alta a media tensión (AT/MT; la media tensión – MT, corresponde a la tensión de distribución entre 10kV y 30 kV, también llamada distribución primaria).

SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

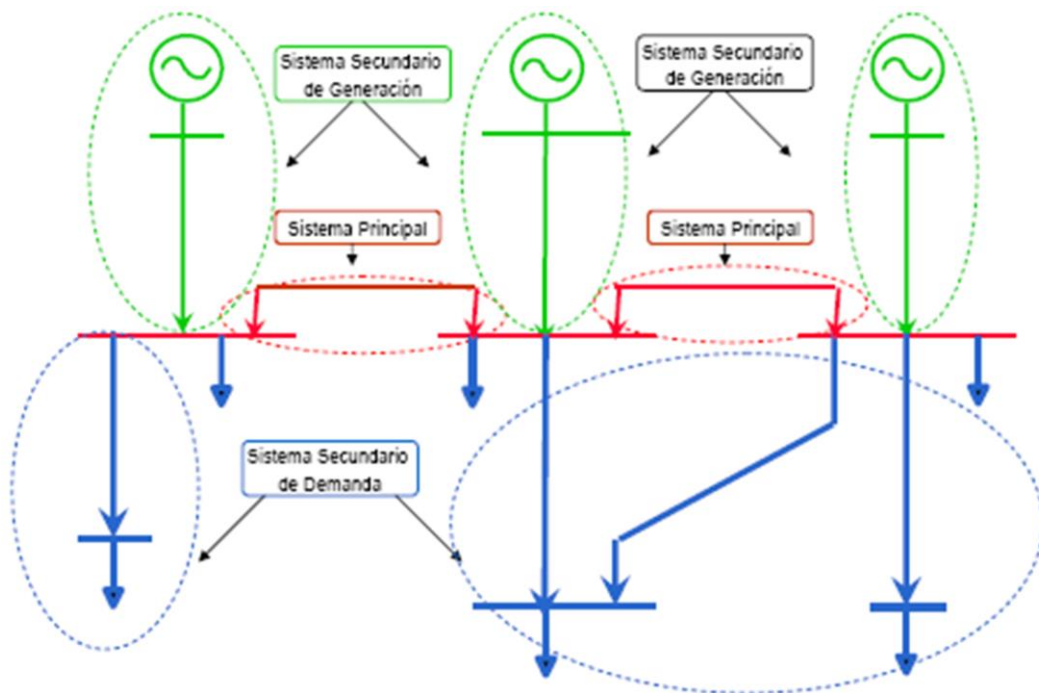


Fig.17 Sistema de Transmisión

- **Distribución y Comercialización:** involucra las actividades relacionadas con el suministro de energía a los consumidores finales de carácter masivo. Comprende las instalaciones de distribución en media (MT, entre 10 kV y 30 kV) y baja tensión (BT, menor de 10 kV) para la atención del mercado de servicio público de electricidad; esta actividad es regulada.

2.2 Licitaciones de Compra de Energía

Entre el año 2000 y el año 2010 la oferta de generación en el SEIN creció en 56.3%, mientras que la demanda de potencia y energía crecieron 72.5% y 82.9% respectivamente, manteniéndose aparentemente en promedio, una situación de equilibrio entre la oferta y la demanda; sin embargo, en los primeros años del periodo 2000 – 2010 no se registraron inversiones significativas, por lo que en el periodo 2000 – 2006, mientras la demanda creció en más de 36 %, la oferta solo creció en 16%, reduciéndose gradualmente el margen de reserva del SEIN.

Por otro lado, hasta el 2006 no se amplió ni renovó el sistema de transmisión produciéndose situaciones de congestión en la red de transmisión, lo que aunado al incremento de los precios de combustible ocasiono que los costos marginales se elevaran considerablemente, especialmente en el periodo 2004 al

2008, en que los costos marginales, en el estiaje, fueron más del doble de los precios en barra regulados.

Esta situación, coincidió con el fin de los contratos de suministro de varias empresas de distribución y de clientes libres, así como con la puesta en operación de proyectos mineros, lo cual presiono sobre la limitada oferta de generación. Los costos marginales se elevaron lo mismo que las tarifas para el mercado regulado. Los generadores aprovecharon de esta situación para negarse a firmar contrato con las empresas de distribución y ofrecer contratos a precio marginal a los clientes libres que vieron elevarse considerablemente sus costos de suministro eléctrico.

La problemática mencionada obligo al gobierno a adoptar medidas para solucionar la situación, permitiendo que las empresas distribuidoras pudieran seguir tomando la energía del sistema sin contrato y a costo regulado. Entre estas medidas se promulgo la ley N° 28832 – LDEGE, la misma que introduce el mecanismo de licitaciones para los contratos de suministro a los Distribuidores y en las cuales pueden participar también los clientes libres.

El mecanismo de licitaciones busca propiciar el ingreso de nuevos inversionistas en el mercado de generación Peruano reduciendo el riesgo de discrecionalidad en la regulación de los precios para los generadores. El mecanismo de licitaciones, al establecer plazos de hasta 10 años, permiten una mejor programación de la oferta, además, el hecho de que las licitaciones se puedan efectuar con anticipación permite que participen en ellas no sólo las generadoras existentes, sino también eventuales entrantes.

La ley N° 29832 modifico también el mecanismo para fijar los precios regulados, respetándose los precios resultantes de las licitaciones, lo que reduce el riesgo regulatorio inherente a la fijación tarifaria, lo que ha permitido el reemplazo de las centrales obsoletas por otras más eficientes. Pese a que los primeros años de la década pasada no se registraron inversiones en generación muy significativas, hoy se maneja una serie de proyectos La puesta en servicio de nuevas plantas no es inmediata ya que se requiere de dos a tres años, luego de tomada la decisión de inversión, para su construcción.

Las Licitaciones son convocadas por los Distribuidores con una anticipación de 3 años. De acuerdo a lo establecido por la Ley N° 28832 las ventas de electricidad de Generador a Distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan mediante contratos sin licitación, cuyos precios no podrán ser superiores a los Precios en Barra; o mediante los contratos resultantes de Licitaciones.

El OSINERGMIN es responsable de aprobar las bases de licitación, modelos de contrato, términos y condiciones del proceso de licitación, fórmulas de actualización de precios firmes y supervisar su ejecución, además de cautelar que durante todo el proceso de la Licitación no se afecte la libre competencia o haya riesgo de abuso de posición de dominio de mercado entre empresas vinculadas.”

En cada licitación el OSINERGMIN establece un precio máximo para la adjudicación de los contratos respectivos, el cual busca incentivar inversiones eficientes en generación, tomando en cuenta el plazo de suministro. Dicho precio máximo se hace público únicamente en caso de que no se obtuvieran ofertas suficientes para cubrir toda la demanda licitada a un precio inferior o igual al precio máximo. Las ofertas que se presentan en las licitaciones son por el precio de la energía, dado que el precio de la potencia corresponde al precio de la potencia de punta regulada por el OSINERGMIN.

Las licitaciones son de dos tipos:

- De largo plazo, entre 5 y 10 años para cubrir hasta el 100% de la demanda prevista, y hasta 5 años para cubrir hasta el 25% de la demanda prevista. Tiene como objetivo principal promover nuevas inversiones.
- De corto plazo, para cubrir hasta el 10% de la demanda prevista. Tiene como objetivo principal conocer la señal de los precios de corto plazo.

Para las licitaciones se siguen los siguientes lineamientos:

- Asegurar el suministro de los usuarios regulados: se prioriza la cobertura de demanda por sobre el precio. Si la oferta es escasa se reduce la demanda de los usuarios libres.
- Promover economías de escala en provisión de generación: se establecen fechas únicas para iniciar un proceso a fin de fomentar una demanda suficiente que justifique nueva generación.
- Promover ingreso de nuevos agentes con nuevos proyectos: se brinda oportunidad de que una nueva central ofrezca su energía y también se aplica un factor de descuento de 0,85 para las ofertas económicas de proyectos hidroeléctricos a fin de incentivar su desarrollo.
- Prevenir el ejercicio de poder de mercado y abuso de posición de dominio: las ofertas son anónimas, se establecen compromisos de confidencialidad y no colusión, se trata de contar con excedentes de oferta

respecto de la demanda a licitar.

- Se licita por una Potencia (fija y variable) con energía asociada y se incluye un modelo de contrato estándar. El ofertante establece los pesos en la fórmula de actualización de precios de modo que los adecúa a la canasta de insumos que se asocian con sus riesgos.
- Seguridad de suministro: las ofertas son hasta por Potencia Firme no contratada para la capacidad existente y hasta potencia firme para los proyectos nuevos.
- Aseguramiento de competencia: se identifica oferta comprometida: la demanda debe ser menor o igual al 80% de la oferta comprometida, sino se ajusta demanda a oferta comprometida. En caso de declararse desierta la licitación se realiza una nueva convocatoria sólo si la oferta rechazada es superior a la demanda residual en al menos 20%.
- Garantías: se requiere la presentación de cartas fianza de seriedad de oferta y de construcción de proyectos.

Las licitaciones de Largo Plazo efectuadas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 7 Licitaciones de Largo Plazo Efectuadas

Año	Licitación	Potencia Requerida (MW)			Potencia Adjudicada (MW)			Cubierto (%)
		Fija	Variable	Total	Fija	Variable	Total	
2009	ED-01-2009-LP : 2014-2021	1 011	202	1 213	1 011	202	1 213	100%
2009	ED-02-2009-LP : 2014-2023	552	110	662	552	110	662	100%
2009		542	108	650	542	108	650	100%
2009	ED-03-2009-LP : 2014-	465	93	558	465	93	558	100%
2010	LDS-01-2010-LP: 2023	558	112	670	558	112	670	100%
Totales		3 128	625	3 753	3 128	625	3 753	100%

* Se cubrió todo el requerimiento a través de dos convocatorias.

Fuente: OSINERGMIN

Algunas inversiones comprometidas mediante las licitaciones se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 8 Inversiones Comprometidas Mediante las Licitaciones

Proyecto	Tecnología	Inicio de operación	MW	Inversiones Estimadas (MM US\$)
Machu Picchu II	Hidroeléctrica	2013	102	170
Huanza	Hidroeléctrica	2013	90	120
Quitarcasa	Hidroeléctrica	2014	112	250
Kallpa IV	Conversión CC	2012	292	402
Termochilca	Ciclo combinado	2012	196	118
Chilca 1 (Enersur)	Conversión CC	2013	303	395
Fénix	Ciclo combinado	2013	596	656
Total			1 691	2 111

Fuente: MINEM

Otra medida adoptada por el gobierno es la realización de subastas para contratar nueva capacidad de generación hidroeléctrica y de nueva fuentes de energía renovable (subastas recursos de energía renovable), lo que ha contribuido a dinamizar las inversiones en generación eléctrica desde el año 2008, produciéndose gradualmente el reemplazo de las centrales obsoletas por otras más eficientes.

A la fecha se han efectuado dos subastas por energías renovables (las mismas que deberán realizarse con una periodicidad no menor a 2 años). En la siguiente tabla se muestran las inversiones comprometidas en nuevas fuentes como resultado de la primera subasta por energías renovables realizadas el 2009.

Tabla 9 Subasta por Energía Renovables - 2009

Proyecto	Tecnología	En operación	MW	Inversiones Estimadas (MM US\$)
Cupisnique	Eólica	2012	80	246
Talara	Eólica	2012	30	108
Marcona	Eólica	2012	32	96
Panamericana	Solar FV	2012	20	87
Majes	Solar FV	2012	20	75
Repartición	Solar FV	2012	20	75
Tacna	Solar FV	2012	20	85
Paramonga	Biomasa con R.A.	2010	23	9,3
Huaycoloro	Biomasa con R.U.	2011	4,4	9,2
17 centrales	Hidroeléctrica	2013	179,7	212,8
Total			429,1	1003,3

Fuente: MINEM

En la siguiente tabla se muestran las inversiones comprometidas en nuevas fuentes como resultado de la segunda subasta por energías renovables realizadas el 2011.

Tabla 10 Inversiones Comprometidas en Nuevas Fuentes - 2011

Proyecto	Tecnología	En operación	MW	Inversiones Estimadas
Tres Hermanas	Eólica	2014	90	270
Moquegua	Solar FV	2014	16	68
La Gringa V	Biomasa con R.U.	2014	2	4,2
7 centrales	Hidroeléctrica	2014	102	120,8
Total			210	461

El mecanismo de licitaciones ha propiciado un entorno de competencia para el desarrollo de la actividad de generación eléctrica en el Perú, presentando oportunidades para nuevos operadores interesados en ingresar en el mercado eléctrico de generación peruano.

El mecanismo de licitaciones de electricidad de largo plazo se ha consolidado como resultado de la aplicación sostenida de varios procesos, lo que ha permitido que éste se perfeccione sobre la base de la experiencia adquirida.

El abastecimiento de la demanda regulada está asegurado mediante contratos de largo plazo entre generadores y distribuidores, lo que brinda seguridad y sostenibilidad al sistema.

Las licitaciones para el suministro de electricidad de largo plazo han permitido la participación de tanto empresas generadoras existentes como nuevos entrantes, con ofertas a precios muy competitivos, así como la materialización de proyectos de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de ciclo combinado con gas natural.

2.3 Costos y Tarifas en el Sub Sector Eléctrico

Las tarifas y precios al cliente final se estructuran como la suma de los precios a nivel de generación, los cargos por el servicio de transmisión y las tarifas por distribución (o valor agregado de distribución). Los precios de venta a los clientes consideran los cargos hasta los puntos de suministro, que puede ser en muy alta, alta, media o baja tensión.

La forma como se estructuran los precios se muestra en la siguiente figura:

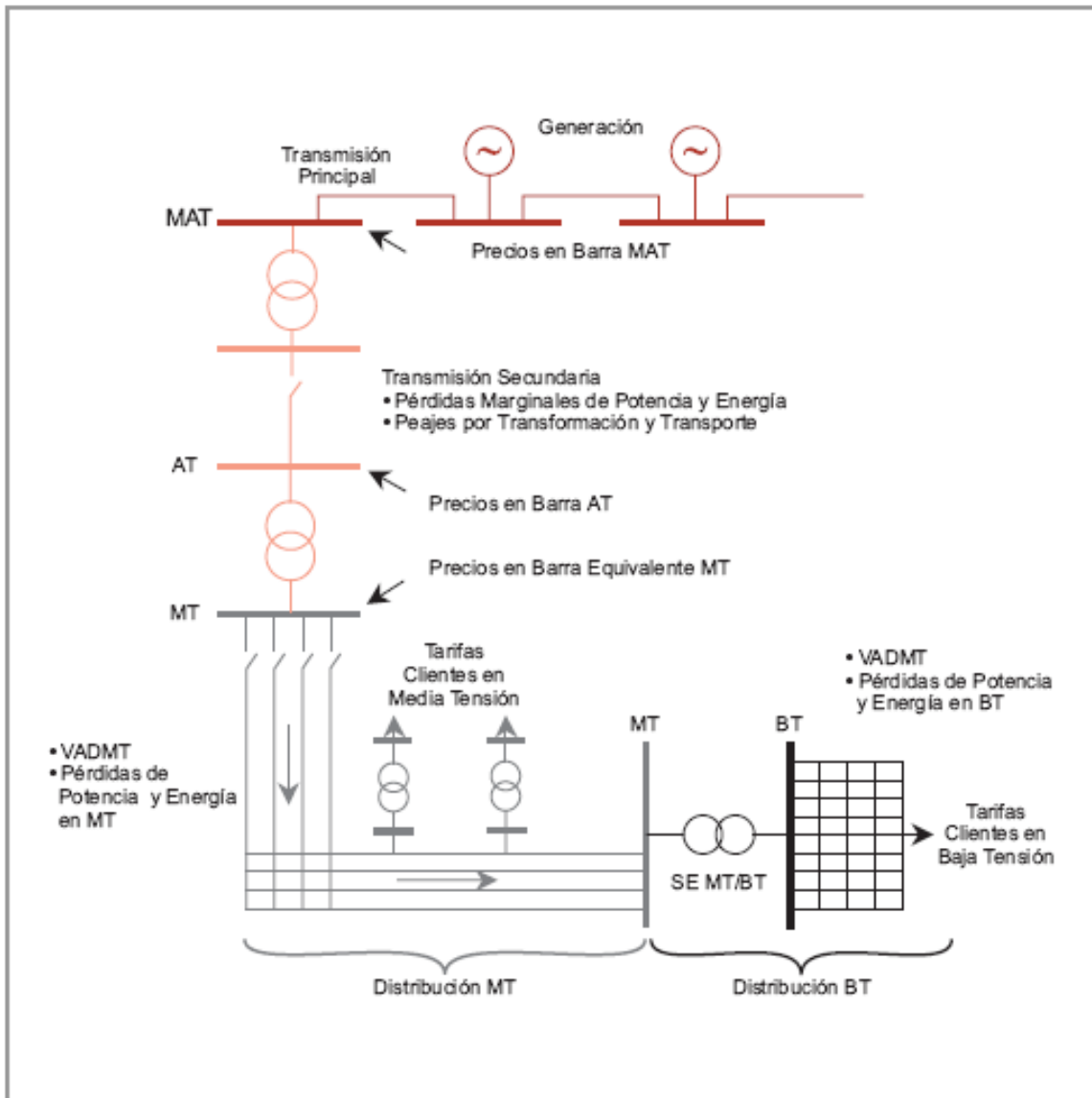


Fig.18 Estructura Tarifaria

La LCE, que norma las actividades eléctricas en el país, establece un sistema de precios regulados para el suministro a los clientes regulados (demanda máxima anual menor de 200 kW) y un sistema de precios libres para los clientes con máxima demanda anual mayor a 2 500 kW; los clientes con demanda máxima anual entre 200 kW y 2 500 kW pueden optar por el régimen de precios libres o precios regulados.

Están sujetos a Regulación de Precios:

- La transferencia de potencia y energía entre generadores.
- Las tarifas y compensaciones a titulares de sistemas de transmisión y distribución.

- Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad (SPE) (clientes regulados).

Las tarifas de transmisión y distribución son reguladas por el OSINERGMIN independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el SPE o para el mercado libre. Para éstos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

En las ventas de energía y potencia que no estén destinados al SPE, las facturas deberán considerar obligatoria y separadamente los precios acordados a nivel de la barra de la referencia de generación y los cargos de transmisión, distribución y comercialización.

2.3.1 Costos y Tarifas de Generación

La LCE, que norma las actividades eléctricas en el país, dispone que el precio de la generación sea resultado de competencia entre los generadores presentes en el mercado eléctrico, estableciendo un sistema de precios regulados para el suministro a los clientes regulados (demanda máxima anual menor de 200 kW) y un sistema de precios libres para los clientes con máxima demanda anual mayor a 2 500 kW; los clientes con demanda máxima anual entre 200 kW y 2 500 kW pueden optar por el régimen de precios libres o precios regulados.

La planificación y despacho de la generación eléctrica para atender la demanda eléctrica del SEIN es efectuada por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), que determina los costos marginales de generación, las transferencias de potencia y energía entre sus miembros, así como la valorización de dichas transferencias. La ley N° 28832 establece que el COES este conformado por representantes de las empresas de generación, transmisión y distribución, así como por los clientes libres, con igualdad de derechos y responsabilidades.

Para el Sistema Interconectado Nacional (SEIN), el COES propone los precios básicos de energía de generación a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del Organismo Supervisor de Inversiones en Energía y Minería (OSINERGMIN), que luego de un proceso de revisión los aprueba, estableciendo los denominados precios en barra, compuestos por el precio básico de energía y el precio básico de potencia (correspondiente este último al precio de la unidad de generación más económica para suministro de capacidad en horas de punta).

² Antes de la Ley N°28832, el COES estaba conformado por representantes de los generadores y transmisores presentes en el mercado, y contaba con la participación de representantes de las empresas distribuidoras, quienes no participaban de las decisiones del mismo.

Los precios básicos de energía de generación corresponden al promedio de los costos marginales esperados, obtenidos mediante la simulación de la operación del sistema de generación considerando la demanda y la oferta prevista para los siguientes 2 años, así como la demanda y oferta del año corriente. Los precios en Barra se establecen en mayo de cada año y se actualizan ante variaciones del índice de precios al por mayor, la tasa de cambio soles/dólares americanos (S./US\$), los precios de los combustibles para generación eléctrica (diesel 2, residual 5, gas natural, carbón) y los aranceles de importación.

La simulación de la operación se efectúa empleando un programa de despacho de energía (programa Perseo), que simula un sistema unimodal o multimodal con representación de líneas de transmisión, desarrollado en base a un modelo en programación lineal. El programa permite obtener los despachos de energía, así como los consumos de combustible y costos marginales para los diferentes bloques en que se divide la curva de duración de la carga (base, media y punta)

Los precios en barra deben situarse dentro de una banda de variación de no más del 10% del promedio de los precios resultantes de las licitaciones que efectúen las empresas distribuidoras, en cumplimiento de lo dispuesto por la ley N° 28832. De no ser así, el OSINERGMIN ajusta los precios en barra para situarlos en dichos límites.

De acuerdo a lo dispuesto por la Ley 28832, el precio de energía a nivel de generación³ en el Sistema Interconectado para la venta a las empresas distribuidoras, destinada a los clientes regulados, son establecidos por el OSINERGMIN, y corresponde al promedio ponderado entre el precio en barra y los precios de los contratos bilateralmente pactados⁴ por las distribuidoras para su mercado regulado, y los precios resultantes de las licitaciones más un incentivo por licitación anticipada⁵. El precio de la potencia es establecido por el OSINERGMIN.

³ Hasta antes de la Ley 28832, los precios regulados a nivel generación eran determinados solo a partir de los costos marginales calculados mediante la simulación de la operación eficiente del sistema de generación, considerando la demanda y oferta del año anterior a la fijación tarifaria y las proyecciones de demanda y oferta comprometida para los siguientes dos años. Lo que correspondía a los Precios en Barra

⁴ Las empresas distribuidoras están permitidas de firmar contratos de suministro con empresas generadoras, pactando como máximo el precio de barra.

⁵ En las licitaciones solo se concursa el precio de la energía; el precio de la potencia es establecido por el OSINERGMIN y corresponde al precio de la unidad de generación más económica para suministro de capacidad en horas de punta. Los precios de energía se sujetan a las actualizaciones establecidas en las bases de Licitación de los suministros.

Los clientes libres pactan libremente sus precios con sus suministradores, los cuales pueden ser empresas distribuidoras o empresas generadoras.

Las tarifas o precios a nivel generación en el SEIN, se diferencian en cada centro de carga (barra física) del Sistema Interconectado Nacional por el efecto de las pérdidas de transmisión.

A las tarifas de generación se les agregan los cargos por peaje principal y garantizado, así como los cargos por peaje secundario y complementario, según correspondan.

2.3.2 Costos y Tarifas de Transmisión

El mercado eléctrico peruano es diseñado bajo la concepción de un mercado centralizado a partir del cual se dan señales económicas para los distintos mercados locales, conectados mediante los sistemas de transmisión. En este sentido, para fines regulatorios los Sistemas de Transmisión se clasifican de la siguiente manera:

- **Sistema de Transmisión Principal (SPT):** constituye el núcleo del sistema de transmisión que conforma un mercado central, que permite a todos los agentes comercializar la energía eléctrica, siendo una de sus características principales el tener flujo bidireccional. Anteriormente era definido, por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), a solicitud de la ex CTE (Comisión de Tarifas Eléctricas, que luego devino en la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del OSINERGMIN) que establecía los costos de inversión y de operación y mantenimiento a reconocer para regular los cargos por el servicio de transmisión (el sistema a remunerar) sobre la base de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA) (que no correspondía necesariamente al sistema real existente).

- **Sistema de Transmisión Garantizado (SGT):** la Ley N° 28832 modificó la manera de establecer y remunerar el SPT encargando al COES la elaboración, cada cuatro años, de un Plan de Transmisión, para definir las instalaciones necesarias para asegurar el servicio de transmisión, las mismas que tendrían carácter vinculante. El estado (a través de PROINVERSIÓN) se encarga de efectuar licitaciones para la construcción de las instalaciones contenidas en el Plan de Transmisión, considerándose los costos de inversión y de Operación y Mantenimiento (O&M), resultantes de las licitaciones involucradas, para establecer los cargos regulados por el servicio de transmisión con dichas instalaciones.
- **Sistema de Transmisión Secundario (SST):** son aquellas instalaciones de transmisión que permiten a los agentes acceder al SPT o al SGT para comprar o vender la energía producida en el sistema eléctrico (son los medios de transporte que permiten trasladar la producción de energía eléctrica hacia los mercados eléctricos locales). Entre sus características principales se tiene que es posible establecer dirección predominante del flujo mayor al 90%, así como establecer responsabilidades específicas, y pueden ser atribuibles a la generación, a la demanda o a ambas.

Estas instalaciones pueden ser instalaciones que sirven exclusivamente a los generadores, instalaciones que sirven exclusivamente a la demanda, o instalaciones definidas como casos excepcionales.

- **Sistema de Transmisión Complementario (SCT):** fue establecido también mediante la Ley N° 28832 y corresponde a las instalaciones de transmisión para permitir a los agentes conectarse con el SPT o el SGT. Cada cuatro años el OSINERGMIN establece un Plan de Inversiones en Transmisión para cada área de demanda en que se divide al país, estableciendo los cargos por su utilización, los cuales son asumidos por los agentes beneficiados con el servicio (los generadores, en caso dichas instalaciones les permita trasladar su producción hasta el SPT o el SGT, y las empresas distribuidoras y clientes libres, en caso dichas instalaciones les permita trasladar el suministro desde el SPT o el SGT hasta sus lugares de consumo; en este caso los cargos son incluidos en las tarifas reguladas para los clientes regulados). Para la correspondiente regulación se consideran los costos de inversión y de O&M establecidos por el OSINERGMIN.

Para la remuneración de los sistemas de transmisión se toman en cuenta los siguientes criterios:

1. Deben promover la operación eficiente de corto plazo del mercado eléctrico mayorista.
2. Deben señalar ventajas de localización para las inversiones en generación y en demanda.
3. Deben señalar las necesidades de inversión en el sistema de transmisión.
4. Se debe compensar a los dueños de las instalaciones de transmisión existentes.
5. Su determinación debe ser simple y transparente.
6. Debe ser políticamente implementable.
7. Se considera que la señal económica más eficiente para valorizar el transporte es la diferencia de precios nodales (LMP) entre dos puntos de la red; sin embargo, debido a las economías de escala, los ingresos generados por los LMP son insuficientes para recuperar los costos de la red, por lo que se hace necesario incorporar un cargo complementario (peaje) para minimizar la distorsión de la señal económica eficiente. Por otro lado, una adecuada planificación debe reconocer las señales eficientes que incorporen los problemas de congestión. Para que el mercado funcione es necesario que existan derechos de transmisión y costos reducidos de transacción.
8. Los cargos tarifarios por el uso de la transmisión deben ser fijos y no modificarse en el tiempo excepto bajo condiciones excepcionales. Esto otorga predictibilidad tanto a usuarios como a transmisores.
9. La red debe remunerarse sobre la base de las prácticas prudentes en la industria y no ser modificados sobre la base de configuraciones que varían en el tiempo y poner en riesgo excesivo las inversiones.

De acuerdo a lo dispuesto por la LCE los generadores conectados al Sistema Principal, abonarán mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el costo total de transmisión. El Costo Total de Transmisión comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado (SEA).

La anualidad de la inversión del SPT es calculada considerando el valor nuevo de reemplazo, su vida útil y la tasa de actualización correspondiente fijada en la LCE (12%).

Para el SST se considera el costo medio de dicho SEA, el mismo que corresponde al sistema eléctrico en el cual existe un equilibrio entre la oferta y demanda. Dicho costo medio corresponde a los costos de inversión (Costo Medio de Inversión) más los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM), en condiciones de eficiencia.

El Costo Total se paga como un Peaje más un Ingreso Tarifario. Así se tiene:

Luego:

$$\text{Costo Total} = a\text{VNR} + \text{OyM} \quad \text{Costo Total} = \text{Peaje} + \text{IT} \quad (1)$$

$$\text{Peaje} = a\text{VNR} + \text{OyM} - \text{IT} \quad (2)$$

Dónde:

aVNR= Anualidad de la inversión

OyM= Costos anuales de operación y mantenimiento

IT= Ingreso tarifario

El ingreso tarifario es calculado como la diferencia de la valorización de la potencia y energía que ingresa a un sistema de transmisión y potencia y energía que sale del mismo sistema. La diferencia se produce porque los precios entre la entrada y la salida del sistema de transmisión difieren por las pérdidas marginales (igual a dos veces las pérdidas medias), mientras que los flujos de potencia y energía difieren por las pérdidas medias.

En forma independiente de lo establecido en la LCE y el RLCE, el estado peruano suscribió contratos con rango de Ley, con empresas de transmisión otorgándoles en concesión sistemas de transmisión. Estos contratos son de dos tipos.

- Contratos BOOT.
- Contratos tipo remuneración anual garantizada.

En merito a estos contratos las tarifas para estas instalaciones tienen un trato diferente.

El titular del SPT tiene la garantía de recuperar montos fijos anuales, mientras que la recuperación de la inversión del titular del SST depende de la demanda esperada de largo plazo, por lo que hay más incentivos para invertir en instalaciones del SPT.

Los criterios para la definición del SPT no consideran aspectos relacionados con el beneficio económico que dichas instalaciones proporcionan a sus usuarios.

La ley N° 28832 permite reducir las incertidumbres respecto a la recuperación de la inversión en las instalaciones de transmisión e incentivar su desarrollo: La ley N° 28832 dispone la formulación de un plan de transmisión de carácter vinculante elaborado por un operador independiente (COES) y aprobado por el MINEM. El proceso de licitación de nuevas líneas conducido por el Ministerio.

Los sistemas de transmisión ejecutados fuera del plan serán asumidos por titulares o mientras no se consideren necesarios para el sistema eléctrico. El uso de las instalaciones por parte de terceros está sujeto a cargos definidos por OSINERG.

La Ley 28832 considera lo siguiente para las instalaciones de transmisión existentes:

- Base Tarifaria = Inversión + O&M.
- Inversión se recupera en 30 años.
- Se reconoce los valores actuales de las instalaciones de transmisión considerándose los contratos BOOT y RAG.

Para las instalaciones de transmisión nueva se considera lo siguiente:

- Tiene que formar parte del Plan de Transmisión.
- Base Tarifaria es igual para todos los sistemas de transmisión, considerándose una anualidad de Inversión a 20 años más los costos de O&M. La inversión es determinada en función a procesos de licitación o a costos eficientes definidos por OSINERG (para los SCT no licitados).
- El pago de la instalación es sobre la base del beneficio económico positivo, según se agrega la nueva inversión.
- Luego de determinado el beneficio entre Generadores y Demanda, se reparte el pago de acuerdo al método actual (tipo SPT en caso de la demanda y tipo SST de generación para la fracción de generación).

2.3.3 Costos y Tarifas de Distribución

Las tarifas de Distribución Eléctrica son establecidas por el OSINERGMIN en base a los costos de inversión y operación eficientes de empresas de Distribución Eléctrica Modelo, y comprenden los siguientes conceptos:

- Valor Agregado de Distribución (VAD), que considera:
 - Los costos de operación, gestión, mantenimiento e inversión de la empresa modelo, diferenciando los respectivos costos en Media y en Baja Tensión.
 - Las pérdidas estándar, que consideran las pérdidas técnicas del sistema de distribución eficiente y un porcentaje de pérdidas no técnicas,
 - Los cargos fijos, que corresponden a costos asociados al usuario independientes del consumo y que representan los costos directos en que incurre la empresa de distribución para realizar la toma de lectura de los medidores que registran el consumo de los clientes, el procesamiento, emisión y distribución de las facturas, así como la

respectiva cobranza del servicio.

- Los costos de conexión del servicio eléctrico, que comprenden:
 - el Presupuesto de las obras de conexión, y
 - los cargos de reposición y mantenimiento de medidores⁶
- Los costos de corte y reconexión del servicio, que incluyen:
 - los costos de corte de servicio por deficiencia de pago,
 - los costos de reconexión del servicio,
 - los costos de retiro del medidor y de la acometida,
 - los costos de reinstalación del medidor.

Para establecer el VAD, el mismo que constituye la base de las tarifas de distribución, el MINEM, a propuesta del OSINERGMIN, clasifica las áreas de distribución en sectores típicos, seleccionando las empresas de Distribución en cuyas concesiones se efectuaran los estudios para determinar el correspondiente VAD de los sectores típicos.

Los Sectores de Distribución Típicos (SDT) caracterizan los sistemas eléctricos de distribución en función del mercado (magnitud de demanda) y de la infraestructura eléctrica. Los SDT son las siguientes:

- Sector Típico 1: Urbano de alta densidad, característico de las concesiones de la ciudad de Lima.
- Sector Típico 2: Urbano de media densidad, característico de capitales departamentales y provinciales.
- Sector Típico 3: Urbano de baja densidad, característico de ciudades del interior del país.
- Sector Típico 4: Urbano rural, característico de distritos y poblaciones menores del interior del país.
- Sector Típico 5: Rural, característico de poblaciones rurales.
- Sector Especial (o STD6): corresponde a la concesión de los valles de Ica y Villacuri, caracterizado por consumos agroindustriales principalmente en media tensión.

⁶ El equipo de acometida, incluyendo el medidor, son propiedad de los clientes, estando la empresa en la obligación de mantener y reponer el medidor al fin de su vida útil, para lo cual el cliente paga un cargo mensual regulado.

- Los últimos años el OSINERGMIN habría definido sectores típicos para los Sistemas Eléctricos Rurales aislados (SER) y para los Sistemas Abastecidos con módulos Fotovoltaicos (SFV).

Para la identificación de las concesiones correspondientes a los SDT 1 a 5, el OSINERG determina índices de calificación en función de la relación entre las longitudes de redes aéreas de MT y BT respecto a sus correspondientes demandas máximas de potencia (km/MW en MT y BT) y entre el número de usuarios en relación con su consumo de energía (usuarios/kWh). El índice de clasificación se determina según la siguiente fórmula:

$$I = 89.44 + 1.49 * I_1 + 1.96 * I_2 - 57.92 * I_3 \quad (3)$$

Dónde:

I_1 = longitud de redes aéreas de MT/demanda máxima (en Km/MW).

I_2 = longitud de redes de servicio público aéreas de BT/demanda máxima (en Km/MW).

I_3 = Usuarios/consumo de energía (en Km/MW).

Si $I \leq 145$, la concesión es clasificada como SDT 2.

Si $145 \leq I \leq 230$, la concesión es clasificada como SDT 3

Si $230 \leq I \leq 315$, la concesión es clasificada como SDT 4, urbano – rural.

Si $I > 315$, la concesión es clasificada como SDT 5, rural.

Las concesiones de Lima metropolitana se clasifican como sectores de distribución típicos 1

Para los clientes finales del servicio público (regulados) se establece diversas opciones de contratación, a elección de los clientes, y que dependen del sistema de medición. Así se tiene las siguientes tarifas para MT y BT en la siguiente tabla:

Tabla 11 Opciones Tarifarias para MT Y BT

OPCIONES TARIFARIAS EN MT Y BT			
Opción Tarifaria	Mediciones de Energía	Mediciones de Potencia	Comentarios
MT2	En HP y en HFP	En HP y en HFP	2 mediciones de energía y 2 de potencia
MT3	En HP y en HFP	En HP o en HFP	2 mediciones de energía y 1 de potencia
MT4	En HP o en HFP	En HP o en HFP	1 mediciones de energía y 1 de potencia
BT2	En HP y en HFP	En HP y en HFP	2 mediciones de energía y 2 de potencia
BT3	En HP y en HFP	En HP o en HFP	2 mediciones de energía y 1 de potencia
BT4	En HP o en HFP	En HP o en HFP	1 medición de energía y 1 de potencia
BT5A	En HP o en HFP		1 medición de energía en HP o en HFP
BT5B	Sin distinguir		1 medición de energía

En BT existen otras opciones para: Alumbrado Público y para contratación solo de potencia

2.3.4 Costos y Tarifas en Sistemas Aislados

Para los sistemas aislados, se establecen tarifas de generación en base al costo medio de generación, aplicándose luego el mecanismo de compensación para sistemas aislados⁷.

El criterio general considera el costo medio de generación en los sistemas aislados, diferenciando el tipo de fuente de generación predominante (de origen hidráulico o térmico) y la ubicación del área servida, dado que las localidades ubicadas en zona de delva gozan de exoneraciones de impuestos (combustibles), los que deben ser compensados a las empresas de distribución que adquieren sus suministros fuera de dichas áreas.

Dada la diversidad de Sistemas Aislados y su gran número, que dificulta un tratamiento individual, OSINERGMIN ha tipificado las características de estos sistemas con un enfoque sistemático a fin de simplificar la tarea de la fijación tarifaria.

⁷ Sistema de subsidio cruzado mediante el cual se incrementa la tarifa en el Sistema Interconectado para reducir el precio en los sistemas aislados.

Así, inicialmente los sistemas se discriminan en dos grandes categorías:

- Mayores: aquellos con potencia máxima anual demandada superior a 3,000 kW, y
- Menores: aquellos con potencia máxima anual demandada de 3,000 kW inferior.

Luego se efectúa una tipificación de sistemas aislados en función de su fuente primaria de abastecimiento y otros criterios⁸, determinando las cinco (5) categorías siguientes:

- ✓ **Típico A:** Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, e I siguientes.
- ✓ **Típico B:** Otros Sistemas Aislados distintos al Aislado Típico A, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, e I siguientes.
- ✓ **Típico E:** Sistema Aislado con generación termoeléctrica de Iquitos, perteneciente a la empresa Electro Oriente.
- ✓ **Típico F:** Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel del departamento de Madre de Dios, pertenecientes a la Empresa Electro Sur Este.
- ✓ **Típico I:** Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, pertenecientes a la empresa Electro Oriente, no precisados en los Sistemas Típicos E y F.

Por otro lado, los sistemas aislados se clasifican en: sistemas aislados mayores, como Iquitos, Pucallpa, Tarapoto y Puerto Maldonado, que usualmente contaban con grupos Diesel que utilizan petróleo residual como combustible, con excepción de Puerto Maldonado; y Sistemas Aislados menores con potencias mayores a 50 KW y menores a 3,000 KW, cuyos sistemas cuentan con unidades que utilizan como combustible el petróleo Diesel.

Adicionalmente, a estas categorías en generación, se han definido también cinco (5) módulos característicos que permiten tratar el sistema en forma sistemática, para fines tarifarios de distribución, en función del tipo de demanda abastecida.

⁸ Para fines regulatorios, los sistemas aislados menores se subdividen en predominantemente termoeléctricos (Típico A) e hidroeléctricos (Típico B), estableciendo un subconjunto en los termoeléctricos por su ubicación en Selva (Típicos I y F), para tomar en cuenta la diferencia en los costos de combustible y tributación.

Estos módulos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 12 Modulo Caracterización Geográfica y Densidad de Carga

Módulo	Caracterización geográfica y densidad de carga
Sector Típico 1	Urbano de Alta Densidad
Sector Típico 2	Urbano de Media Densidad
Sector Típico 3	Urbano de Baja Densidad
Sector Típico 4	Urbano Rural
Sector Típico 5	Rural

Bajo este enfoque de clasificación, OSINERGMIN reconoce actualmente 41 sistemas aislados activos, cuya caracterización, en función de las categorías y los módulos anteriores, resulta ser la siguiente tabla:

Tabla 13 Sistemas Aislados Activos

Nivel de demanda	Fuente primaria	N° total	Aislado Típico (Generación)				
			A	B	E	F	I
Mayores	Hídrico	1		1			
	Térmico	1			1		
Menores	Hídrico	28		28			
	Térmico	11	4			2	5
Totales		41	4	29	1	2	5

En la actualidad, sólo se tiene a Iquitos como sistema aislado mayor, dado que los sistemas aislados de Pucallpa, San Martín, Jaén-Bagua y Puerto Maldonado fueron interconectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Asimismo, muchos sistemas aislados menores fueron interconectados al SEIN, sin embargo aún se cuenta con 41 sistemas aislados, entre hidráulicos y térmicos, operados por empresas concesionarias de electricidad. No se incluye a sistemas aislados operados por municipalidades.

Con relación a los sistemas aislados atendidos por centrales hidroeléctricas, se requiere determinar los costos de operación y mantenimiento de las pequeñas centrales hidráulicas y establecer el procedimiento de cálculo más apropiado de los costos fijos y variables correspondientes.

Los distribuidores de sistemas aislados también pueden convocar Licitaciones. Las tarifas de generación en los sistemas aislados resultan entre dos y cinco veces mayores, que los correspondientes al SEIN.

Para compensar parcialmente esta diferencia de tarifas y favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los usuarios regulados atendidos por los sistemas aislados, la Ley 28832 establece un Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados.

El Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados está orientado a favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los Usuarios Regulados atendidos por Sistemas Aislados. Su finalidad es compensar una parte del diferencial entre los Precios en Barra de Sistemas Aislados y los Precios en Barra del Sistema Interconectado Nacional - SEIN, reduciendo los costos del servicio eléctrico en dichos sistemas mediante un subsidio cruzado desde los consumidores conectados a los sistemas interconectados a los consumidores de los sistemas aislados.

Mediante el mecanismo de Compensación de Sistemas aislados, el costo de generación es parcialmente cubierto con hasta el 50% de los aportes de los usuarios atendidos desde el Sistema Interconectado, para los sistemas rurales (2/100 de la unidad impositiva tributaria – UIT – por MWh facturado).

El Monto Específico es determinado anualmente por el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial publicada antes del 01 de marzo de cada año, y es aplicado en el periodo comprendido entre el 1 de mayo del año de aprobación hasta el 30 de abril de año siguiente.

Para la determinación de la compensación, antes del 1 de febrero de cada año, el OSINERG propone al Ministerio el Monto Específico, basado en la facturación efectuada a los Usuarios del SEIN correspondiente al año calendario anterior. La propuesta tiene como límite el cincuenta por ciento (50%) del aporte anual de los usuarios de electricidad, mencionado anteriormente. La propuesta, debidamente sustentada, comprende el Monto Específico y su asignación a cada Empresa Receptora, según el procedimiento siguiente:

- a) OSINERG fija anualmente el Precio en Barra de Sistemas Aislados para cada Empresa Receptora;
- b) Para cada Empresa Receptora, se calcula el producto del Precio en Barra de
- c) Sistemas Aislados por la potencia y energía proyectadas medidas en barra para el siguiente periodo tarifario de cada uno de sus Sistemas Aislados;
- d) Para cada Empresa Receptora, se calcula el producto del Precio de Referencia del SEIN por la potencia y energía proyectadas medidas en barra para el siguiente periodo tarifario de cada uno de sus Sistemas Aislados;
- e) Para cada Empresa Receptora se calcula la diferencia entre el monto calculado en b) y el monto calculado en c);
- f) Con los montos obtenidos en d) y teniendo como límite el monto específico,

se determinan los factores de distribución para calcular las compensaciones anuales a asignar a cada una de las empresas receptoras, según la siguiente expresión:

$$CA_i = (D_i / \sum_{i=1} D_i) * ME \quad (4)$$

Dónde:

CA_i es la Compensación Anual para la empresa i

D_i es el monto calculado según d) para la empresa i

ME es el Monto Específico

- g) Los precios en barra efectivos que aplicará cada empresa receptora a sus usuarios regulados, será determinado descontando de los precios en barra fijados según (a), la compensación anual determinada según (e).
- h) La compensación anual es transferida mensualmente por las empresas aportantes a las empresas receptoras.
- i) Empresa aportante es el generador y/o distribuidor conectado al SEIN, que recauda los aportes los aportes de los usuarios atendidos desde el Sistema Interconectado.
- j) Empresa receptora es el distribuidor que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en sistemas aislados.

PERÚ: MODELO DEL MERCADO, REGULACIÓN ECONÓMICA Y TARIFA DEL SECTOR ELÉCTRICO

OLADE

INFORME N° 02

- Análisis De Costos De Las Etapas De Generación, Transmisión Y Distribución

SERING SAC, Lima 02 de Julio de 2013

OLADE

TÍTULO

Perú: Modelo del Mercado, Regulación Económica y Tarifa del Sector Eléctrico

Segundo Informe

Lima 11 de Enero de 2013

SERING SAC

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	¡Error! Marcador no definido.
2	COSTOS DE GENERACIÓN	¡Error! Marcador no definido.
2.1	Funcionamiento Y Resultado	¡Error! Marcador no definido.
2.1.1	Funcionamiento De Los Mercados Existentes.....	¡Error! Marcador no definido.
2.1.2	Mercado libre.....	¡Error! Marcador no definido.
2.1.3	Mercado regulado.....	¡Error! Marcador no definido.
2.2	Resultados Del Mercado	¡Error! Marcador no definido.
2.2.1	PRECIOS Y TARIFAS DE GENERACION	¡Error! Marcador no definido.
2.2.2	PRECIOS DE LICITACIONES	¡Error! Marcador no definido.
2.2.3	PRECIOS DE RENOVABLES.....	¡Error! Marcador no definido.
2.2.4	PRECIOS PROINVERSION.....	¡Error! Marcador no definido.
2.3	Análisis	¡Error! Marcador no definido.
2.3.1	DEMANDA Y OFERTA	¡Error! Marcador no definido.
2.3.2	FUENTES DE ENERGIA PARA GENERACIÓN	¡Error! Marcador no definido.
2.3.3	PROYECTO DE GAS DE CAMISEA.....	¡Error! Marcador no definido.
2.3.4	DISMINUCIÓN DE LA RESERVA	¡Error! Marcador no definido.
2.3.5	RETIROS SIN CONTRATO	¡Error! Marcador no definido.
2.3.6	CAMBIO DEL MARCO LEGAL 2006.....	¡Error! Marcador no definido.
2.4	Sumario	¡Error! Marcador no definido.
3	COSTOS DE TRANSMISIÓN	¡Error! Marcador no definido.
3.1	Funcionamiento Y Resultados Funcionamiento	¡Error! Marcador no definido.
3.2	Resultados	¡Error! Marcador no definido.
3.3	Análisis.....	¡Error! Marcador no definido.
3.4	Sumario	¡Error! Marcador no definido.
4	COSTOS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	¡Error! Marcador no definido.
4.1	Descripción Y Resultados	¡Error! Marcador no definido.
4.2	Resultados	¡Error! Marcador no definido.
4.3	Análisis Distribuidoras De Lima	¡Error! Marcador no definido.
5	INFLUENCIA USUARIO FINAL	¡Error! Marcador no definido.
5.1	Influencia De Los Costos En La Tarifa A Usuario Final	¡Error! Marcador no definido.

1 INTRODUCCIÓN

El presente documento desarrolla el análisis de los costos de las etapas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y su influencia en las tarifas aplicadas al consumidor final. Para este fin se ha desarrollado en las partes siguientes:

- Costos de generación
- Costos de transmisión
- Costos de distribución
- Influencia en las tarifas

El informe corresponde a la segunda entrega y se enmarca en el contrato de prestación de servicios de consultoría que viene desarrollando SERING S.A.C para OLADE (CPSC 087/2012 CIDA10/2012) firmado el 10 de octubre del 2012

2 COSTOS DE GENERACIÓN

El desarrollo de este subcapítulo se ha dividido en funcionamiento del mercado de generación y sus resultados, el análisis de los costos de generación y el sumario de conclusiones.

2.1 Funcionamiento y Resultado

2.1.1 Funcionamiento de los Mercados Existentes

El mercado peruano de generación tiene las características siguientes:

- Pool Mandatorio Centralizado.
- Basado en ofertas de Costo Marginal de operación
- Competencia en generadores y distribuidores por los clientes libre (para venta a clientes libres)
- El “libre acceso” a las redes de transmisión y distribución.
- Negocio en generación: venta al mercado Spot + venta a clientes.

El mercado de generación eléctrico peruano fue establecido en la LCE de 1992 (25884) y su reglamento de 1993. La Ley para el Desarrollo Eficiente de la Generación (LDEG) del 2006 (28832) introdujo modificaciones que se hallan

vigentes a la fecha.

Este diseño establece dos mercados para los generadores: uno el mercado de corto plazo donde se transa a costo marginal y otro mercado de contratos financieros de largo plazo de los generadores de suministro con los clientes libres y regulados.

Los generadores se hallan obligados a operar en un pool y toda su energía solo lo puede vender al pool al costo marginal. A la vez los generadores para satisfacer a sus clientes deben obligatoriamente comprar al pool a costo marginal.

La LDEG establece que ningún generador puede contratar con los usuarios libres y distribuidores más potencia y energía firme que las propias y las que tenga contratadas con terceros. La energía firme es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica, y la que resulta de la indisponibilidad programada y fortuita, para las unidades de generación térmica. La potencia firme se determina con criterios semejantes.

2.1.2 Mercado Libre

Los usuarios con demandas mayores a 200 kW y menos a 2 500 kW pueden elegir entre ser usuarios libres o regulados. Los suministros de electricidad con demandas mayores a 2 500 kW son clientes libres, para los que la Ley establece un Régimen de Libertad de Precios en contratos pactados con los generadores. A su vez, de acuerdo con la ley N° 28832, aquellos clientes libres o agrupación de clientes libres cuya potencia contratada total sea igual o superior a 10 MW, son denominados grandes usuarios.

La Ley 28832 prevé la participación en el mercado spot de corto plazo de los grandes usuarios libres, sin embargo no existe la reglamentación respectiva.

El Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE) estableció que las tarifas y compensaciones que los clientes libres deben pagar por el uso de los sistemas de transmisión y distribución, son precios regulados por el OSINERGMIN.

2.1.3 Mercado Regulado

Los distribuidores para satisfacer la demanda de sus clientes regulados deben adquirir su energía basada en la tarifa fijada en forma anual por el Regulador OSINERGMIN. Esta tarifa llamada Precio a Nivel de Generación (PNG) es formada por dos componentes: uno basado en un procedimiento administrativo y

otra basada en licitaciones.

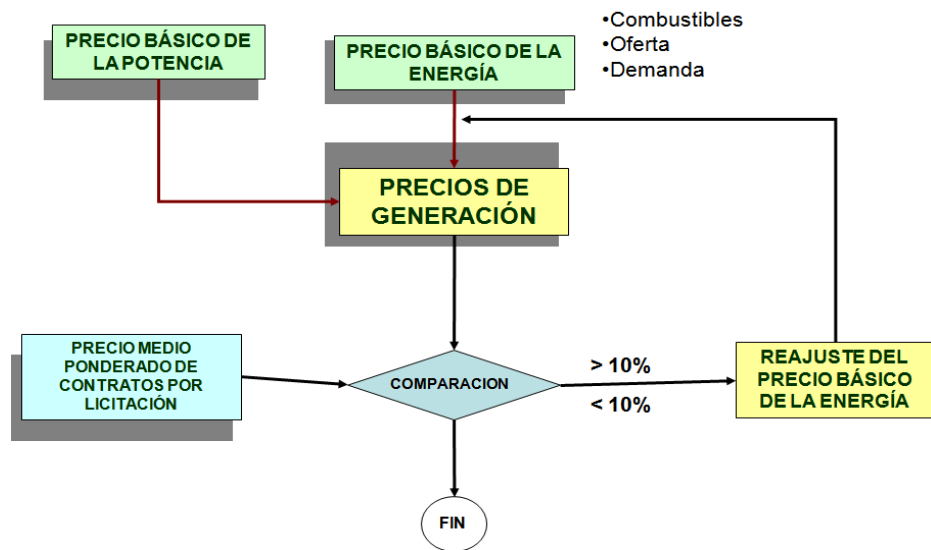


Fig.19 Determinación de los Precios en Barra

La Ley N° 28832 de 2006, establece que las ventas de los generadores a los distribuidores, destinadas al servicio público de electricidad, se efectúan mediante:

- a) Contratos sin licitación: cuyos precios no pueden ser superiores a los precios de barra a que se refiere el artículo 47° de la LCE (precios regulados).

El cálculo de las tarifas de generación eléctrica se realiza de la siguiente manera:

- I. Utilizar la oferta y demanda de los últimos 12 meses
- II. Proyectar la oferta y demanda para los próximos 24 meses
- III. Determinar la tarifa de energía a partir del equilibrio de oferta y demanda
- IV. Determinar la tarifa de potencia como el costo de inversión en una turbina a gas

El modelo PERSEO es utilizado en la actualidad para el cálculo de los precios en barra de la energía, frente a la integración de las redes de transmisión interconectadas en el SINAC. En este sentido, ha sido orientado a resolver el problema del planeamiento de la operación de mediano plazo; es decir, busca un plan óptimo que minimice el costo total de operación en bases mensuales. El modelo se concibió bajo las características de multiembalse, multinodo y multiescenario.

Asociado al plan óptimo de operación se obtienen los costos marginales en cada barra del sistema, los que finalmente se utilizan en la formación de la estructura de precios.

- b) Contratos resultantes de licitaciones: contratos derivados de licitaciones convocadas por los distribuidores las cuales se realizan de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 28832.

Las empresas concesionarias de distribución están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro meses como mínimo.

Están previstos tres tipos de Licitaciones con el fin de que los distribuidores obtengan contratos con los generadores, que brindan flexibilidad al distribuidor para garantizar la cobertura de la demanda. En la tabla siguiente se presenta un resumen sobre los plazos de contratación previstos en la ley N° 28832.

Tabla 14 Tipos de Licitaciones

Tipo	Plazo Contractual	Convocatoria	Cantidad a Contratar	Objetivo
Larga Duración	Entre 5 y 10 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 100%	Contratar el grueso del crecimiento estimado
Mediana Duración	Hasta 5 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 25%	Contratar desajustes detectados respecto de lo estimado con antelación
Corta Duración	Lo define OSINERGMIN	Anticipada de menos de 3 años	Hasta 10%	Contratar pequeños desajustes no previstos respecto de lo estimado

Los precios de compra y venta en los contratos producto de licitaciones no pueden ser superiores a un precio máximo de reserva fijado por el regulador, el OSINERGMIN, el cual debe ser suficiente para incentivar inversiones eficientes en generación. El precio máximo es fijado y mantenido en reserva por OSINERGMIN para cada proceso de licitación. Dicho valor se hace público únicamente si la Licitación no cubre la totalidad de la demanda subastada por haberse ofrecido precios superiores al precio máximo.

2.2 Resultados del Mercado

Para visualizar los resultados del Mercado de generación se han recopilados Cuadros y gráficos estadísticos de OSINERGMIN de los últimos 10 años.

De estos resultados se puede señalar lo siguiente:

Existe un fuerte crecimiento de la demanda eléctrica explicada por un crecimiento del PBI de 6.75% en los últimos 10 años. Es de destacarse el

crecimiento de la demanda del mercado libre se explica por las fuertes inversiones en el sector minero.

La producción de energía se halla realizada por 40 empresas generadoras, de las cuales 35% es estatal y 65% es privada. El crecimiento del 2001 al 2011 ha sido de 91%. La energía producida ha sido mayormente hidráulica y en base al gas de Camisea. Desde el 2004 se viene incrementando la participación de la generación en base al gas natural de Camisea, así se tiene que en el 2011 la hidráulica representó un 58% y la térmica en base al gas de Camisea 38%.

La potencia efectiva del SEIN ha crecido para el periodo 2001 al 2011 al 3.5%. Para el 2012 se tiene una potencia efectiva de 6 520 MW, de los cuales de los cuales es hidráulica el 48 % y el 52% es térmica.

La máxima demanda para el periodo 2001 al 2011 ha crecido a una tasa del 6%, La máxima demanda de diciembre del 2012 de 5 291 MW es superior en 6.6% a diciembre del 2011.

De la relación del crecimiento de la demanda con respecto a la potencia firmes, se muestra que el margen de reserva viene disminuyendo año a año haciendo más vulnerable el SEIN a eventuales contingencias o sequías. Las proyecciones realizadas por el COES muestran una reserva de menos del 10%.

Al primer semestre del 2012 se tiene 269 clientes libres y 5.6 millones de clientes regulados. La ventas en el 2011 fueron de 31 775 GWh, de los cuales el 44% correspondió al mercado libre y 56% al mercado regulado. La facturación al 2011 alcanzó la cifra de 7 858 millones de soles. Es relevante el gran porcentaje de consumo minero en los clientes libres.

Tabla 15 Producto Bruto Interno 2003-2011 (Millones de Nuevos Soles De 1994)

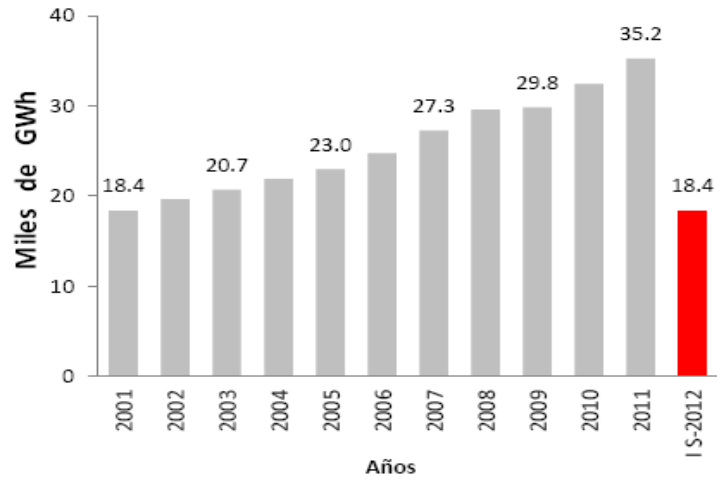
Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PBI	132,545	139,141	148,640	160,145	174,407	191,505	193,155	210,143	224,669
Variación Porcentual Real		5%	6.8%	7.7%	8.9%	9.8%	0.9%	8.8%	6.9%*

* Proyección

Fuente: INEI y BCR

<http://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/cuadros-anales- historicos.html>

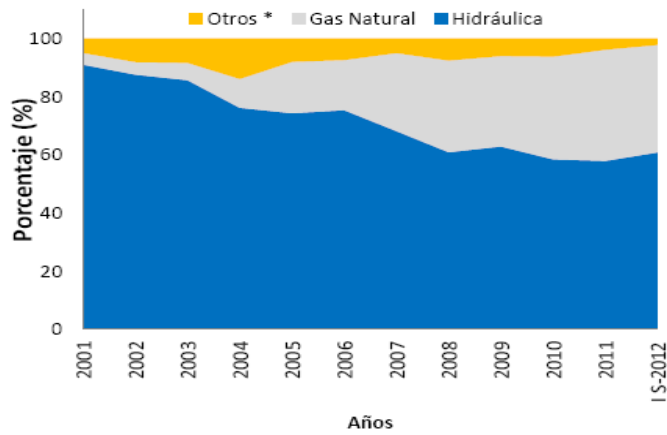
**Producción anual (Miles de GWh)
2001 - I SEM 2012**



Fuente: GART – OSINERGMIN

Fig.20 Producción Anual (Miles De Gwh)

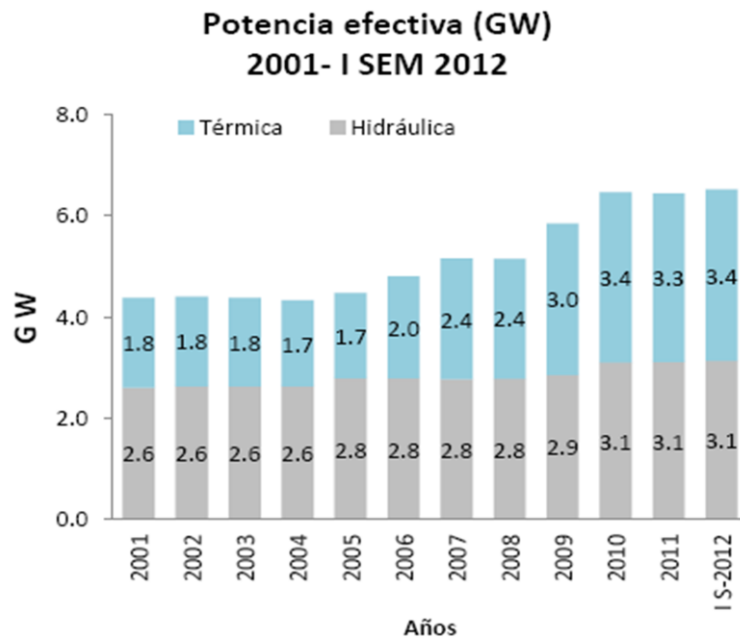
**Producción por tipo de tecnología (%)
2001 - I SEM 2012**



* Se incluye la generación en base a diesel, residual, carbón y renovables

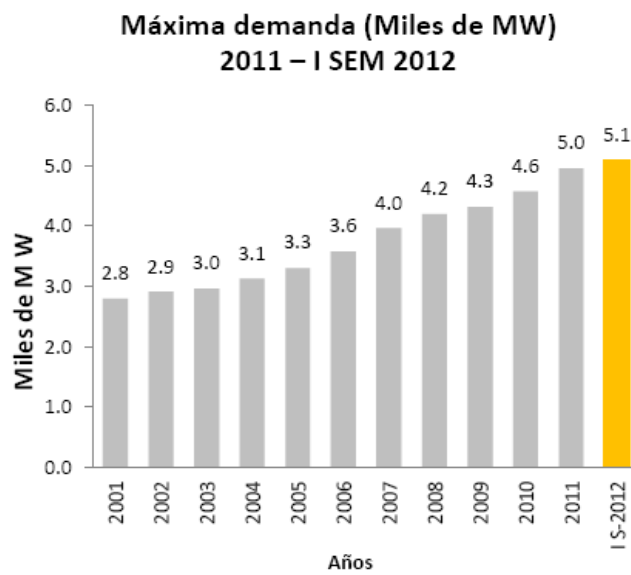
Fuente: GART – OSINERGMIN

Fig.21 Producción por tipo de Tecnología (%) 2012 - I SEM 2012



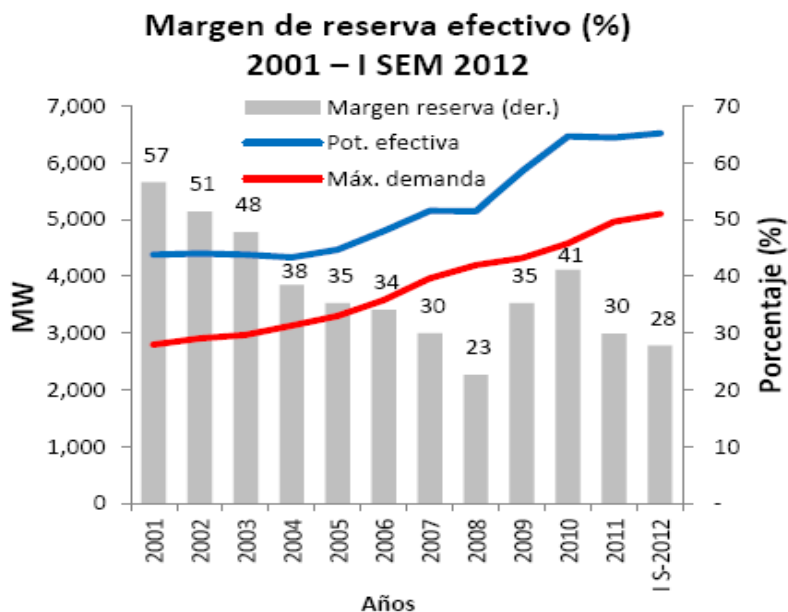
Fuente: COES

Fig.22 Potencia Efectiva (Gw) 2011 – I Sem 2012



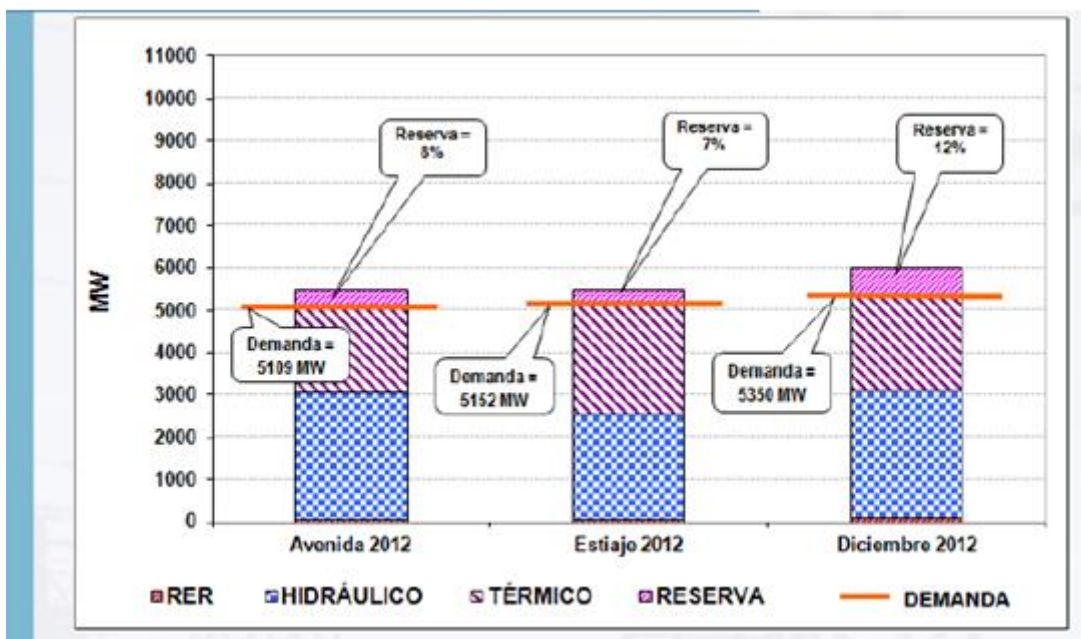
Fuente: COES-SINAC

Fig.23 Máxima Demanda (Miles de MW) 2011 – I SEM 2012



Fuente: COES-SINAC

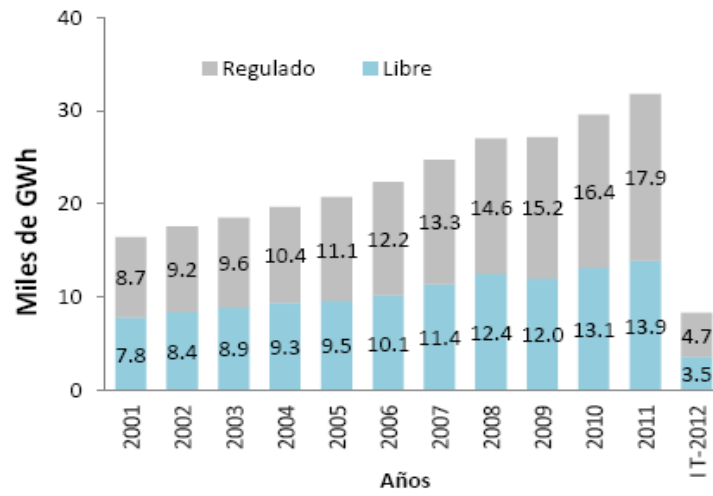
Fig.24 Margen de Reserva Efectivo (%) 2001 – I SEM 2012



Fuente: COES - SINAC

Fig.25 Reserva 2012: Avonida y Estiaje - Diciembre

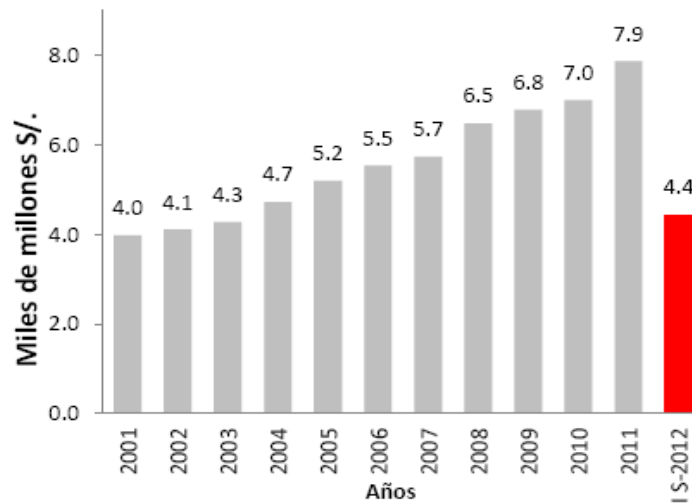
Ventas electricidad por tipo de cliente (Miles GWh) 2001 – I TRIM 2012



Fuente: GART-OSINERGMIN

Fig.26 Ventas Electricidad por Tipo de Cliente (Miles GWh) 2001 - I Trimestre 2012

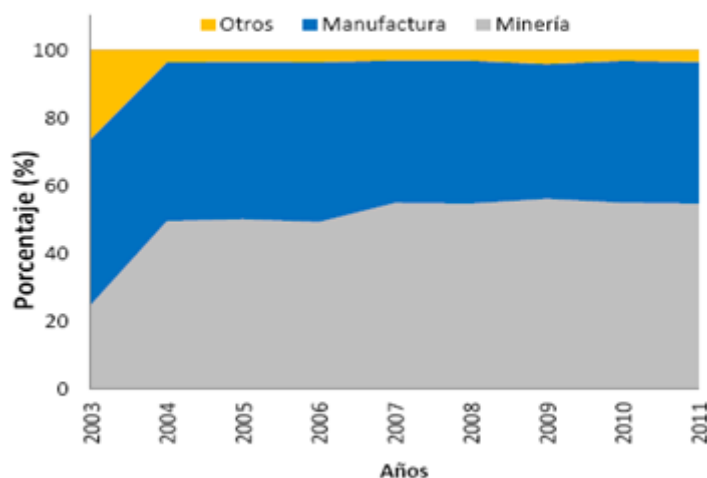
Ventas de electricidad (Miles de millones S/.), 2001 - I SEM 2012



Fuente: GART-OSINERGMIN

Fig.27 Ventas de Electricidad (Miles de Millones de S/.) 2001 - I Semestre 2012

Ventas a usuarios libres por actividad (%)
2003 - 2011



Fuente: GART-OSINERGMIN

Fig.28 Ventas a Usuarios Libres por Actividad (%)

2.2.1 Precios y Tarifas de Generación

Los costos de operación reportados en el COES para el periodo 2001 al 2011 muestra un crecimiento errático explicado por el precio de los combustibles, así se tiene que el 2011 ascendió a 955 millones de nuevos soles (S/.).

El costo marginal muestra la alta volatilidad entre el año 2001 y 2007 causado por las sequias, aumento del precio del petróleo y los retiros sin contrato. Desde el año 2008 ha disminuido su variabilidad debido a cambios en la regulación al establecerse un costo marginal ideal que no toma en cuenta las restricciones del ducto de Camisea y las congestiones de la transmisión.

Los precios regulados para el periodo 2001 al 2011 muestran un crecimiento del 1%, lo cual explica la falta de relación entre el mercado de corto plazo y el mercado regulado. Esta situación ha llevado modificaciones sustanciales del marco regulatorio al dejar el costo de marginal de ser una señal de mercado. Es evidente que el precio de la potencia no es más que una remuneración administrativa casi constante.

Los precios del mercado libre muestran una tendencia estable explicable por la introducción del gas de Camisea a un precio promocional para la generación.

Las subastas de corto y largo plazo introducidas en la Ley del 2006 han permitido resolver en gran parte el problema de la falta de contrato de las distribuidoras. Se obtuvieron precios de la energía entre 39 y 44 US\$ por MWh, los cuales son superiores al precio de barra.

Las licitaciones de renovables realizadas han mostrado precios por debajo de los estimados por el regulador.

Las licitaciones de hidroeléctricas realizadas por el MINEM a través de PROINVERSION se han ejecutado al margen del marco regulatorio del sector y a precios mayores. Esta dualidad hace que sea difícil la entrada de nuevos agentes al mercado.

En resumen la evolución del precio libre medio y el precio de licitación muestran una tendencia a crecer y el precio de barra a ser estable.



Fig.29 Costos de Operación (Millones S/.) 2002 – I Semestre 2012

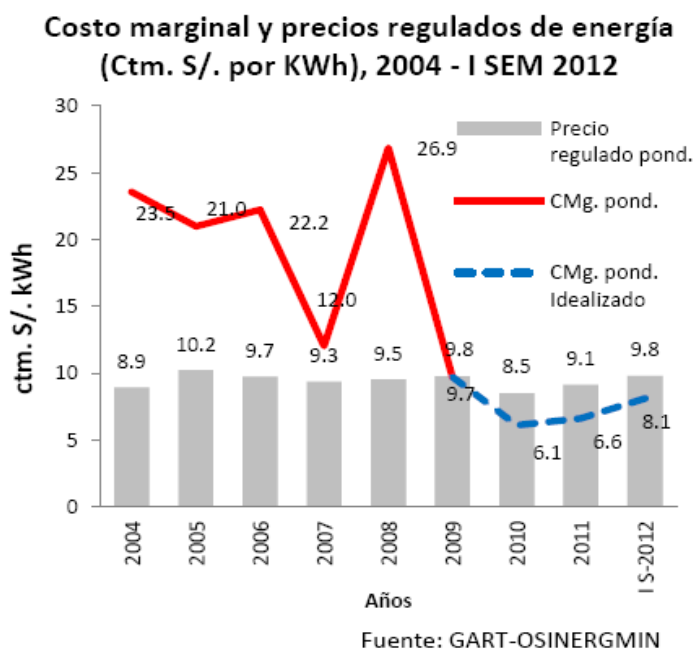
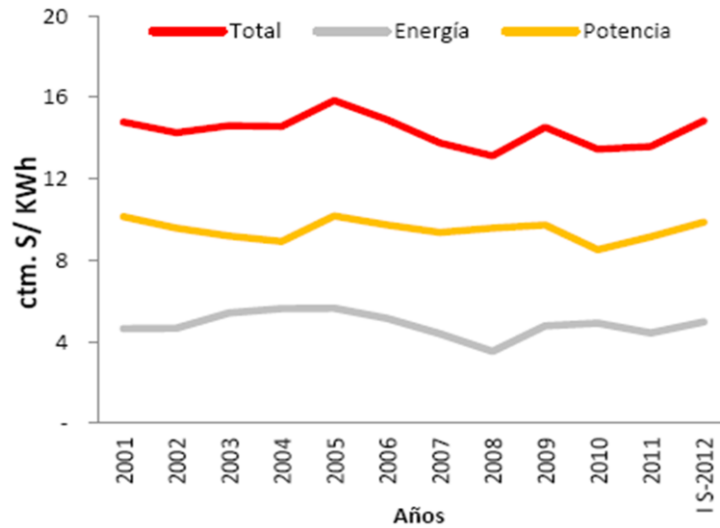


Fig.30 Costo Marginal y Precios Regulados de Energía (Ctm. S/. por kWh), 2004 – I Semestre 2012

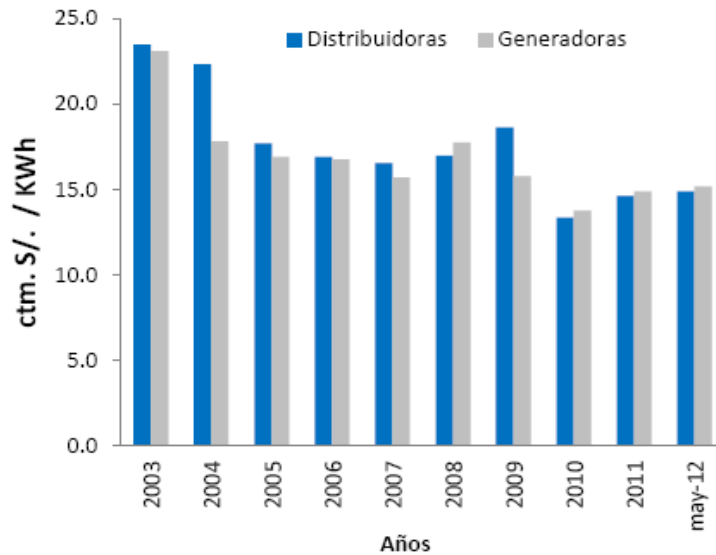
Tarifa en barra Lima, 220 kV (Ctm. S/. por KWh), 2001 – I SEM 2012



Fuente: GART-OSINERGMIN

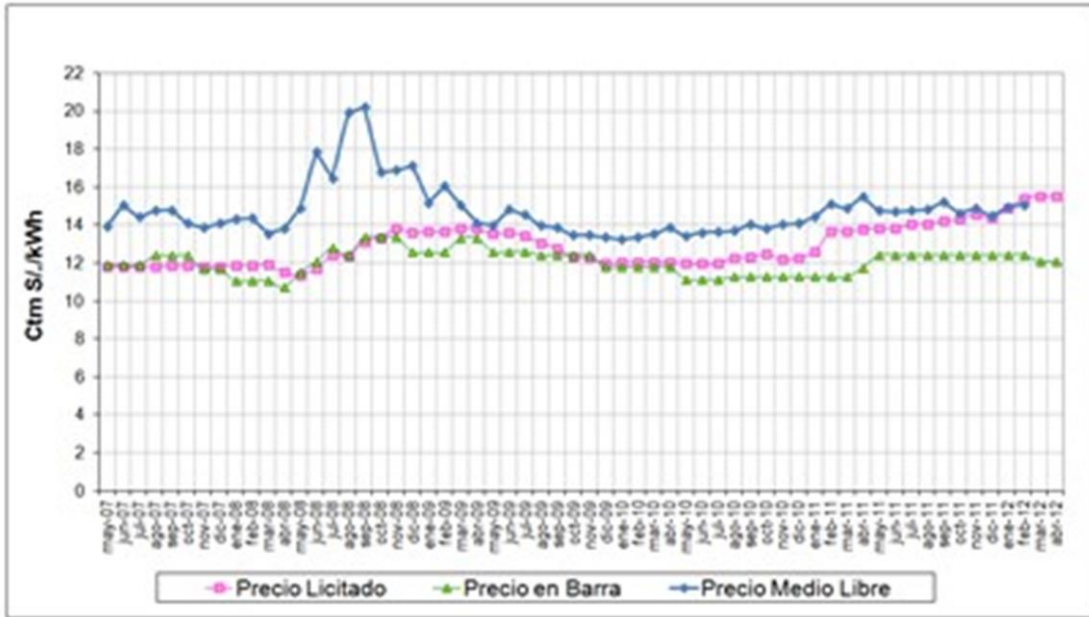
Fig.31 Tarifa en Barra Lima, 220 kV (Ctm. S/. por KWh), 2001 – I Semestre 2012

Precio medio usuarios libres (Ctm. S/. por KWh), 2003 – Mayo 2012



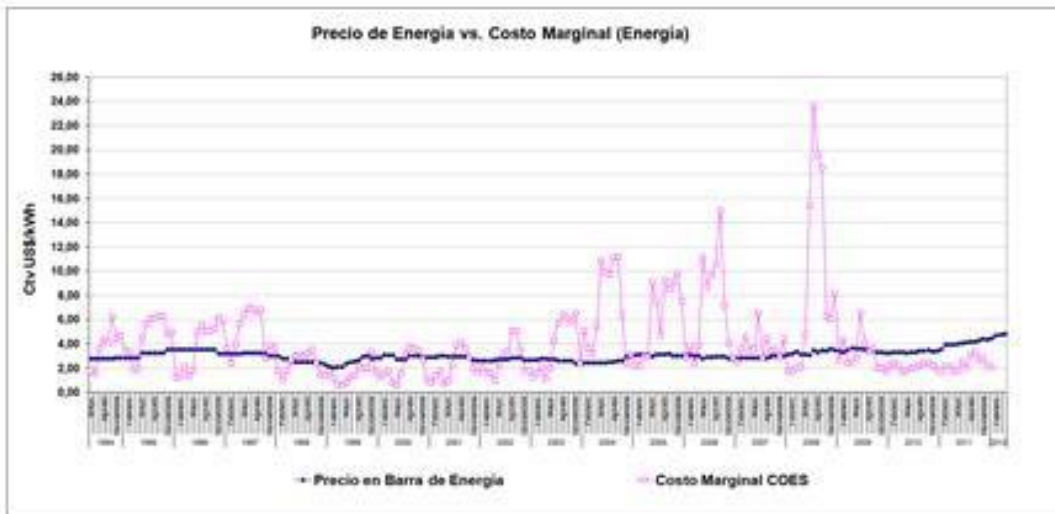
Fuente: GART-OSINERGMIN

Fig.32 Precio Medio Usuario Libres (Ctm. S/. por KWh), 2003 – Mayo 2012



Fuente: OSINERGMIN – Julio 2012

Fig.33 Evolución de Tarifas de Generación



Fuente: OSINERGMIN – Julio 2012

Fig.34 Precios de Electricidad Estables

2.2.2 Precios de Licitaciones

Las licitaciones de largo plazo realizadas por las distribuidoras para suministros de largo plazo lograron ser cubierta en un 100% y de esta manera se logró precios más estables, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 16 Licitaciones de Largo Plazo

Año	Licitación	Potencia Requerida	Potencia Adjudicada	Cubierto de Licitación
200	ED - 01 - 2009 - LP: 2014	1.212,85	1.212,85	100%
200	ED - 02 - 2009 - LP: 2014	662.26	662.26	100%
200	ED - 03 - 2009 - LP: 2014	649.89	649.89	100%
200	DISTRILUZ: 2013 - 2022	558,138	558,138	100%
201	LDS - 01 - 2010 - LP: 2014	669.6	669.6	100%
201	ELD - 01 - 2010: 2014 - 2018	29,89	29,89	100%
Totales		3.782,63	3.782,63	100%

Fuente: OSINERGMIN – Julio 2012

2.2.3 Precios de Renovables

Los resultados de la primera subasta de energías renovables lograron establecer precios por debajo del tope establecido por el regulador para las diferentes tecnologías.

- **Primera Convocatoria**

Tabla 17 Energía Requerida

	Biomás	Eólica	Solar	Total
Energía Requerida	813	320	181	1314
Energía Adjudicada	143.3	571	172.9	887.2
% Adjudicado	18%	178%	96%	68%

Fuente: OSINERGMIN - Setiembre 2011

Tabla 18 Potencia Requerida

	Hidroeléctricas
Potencia Requerida (MW)	500
Potencia Adjudicada	161.71
% Adjudicado	32%

Fuente: OSINERGMIN - Setiembre 2011

Tabla 19 Resultado en Precios

	Precio Base fijado por OSINERGMI	Precio Promedio	N° de Proyectos Propuesto	N° Proyectos Adjudicados
Biomasa (Ctv US\$/KWh)	12.00	8.10	2	2
Eólica (Ctv US\$/KWh)	11.00	7.92	6	3
Solar (Ctv US\$/KWh)	26.90	22.14	6	4
Hidroeléctrica (Ctv)	7.40	5.99	17	17

Fuente: OSINERGMIN - Setiembre 2011

- Segunda Convocatoria

Tabla 20 Energía Requerida

	Biomasa	Solar	Total
Energía Requerida	419	8	427
Energía Adjudicada	11.7	0	11.7
% Adjudicado	3%	0%	3%

Fuente: OSINERGMIN - Setiembre 2011

Tabla 21 Potencia Requerida

	Hidroeléctricas
Potencia Requerida (MW)	338.29
Potencia Adjudicada	19
% Adjudicado	6%

Fuente: OSINERGMIN - Setiembre 2011

Tabla 22 Resultado en Precios

	Precio Base fijado por	Precio Promedio	N° de Proyectos Propuesto	N° Proyectos
Biomasa (Ctv US\$/KWh)	5.50	0.12	5.00	1.00
Solar (Ctv US\$/KWh)	21.10	0.00	3.00	0.00
Hidroeléctrica (Ctv)	6.40	5.92	17.00	2.00

Fuente: OSINERGMIN - Setiembre 2011

2.2.4 Precios Pro Inversión

2.2.4.1 Licitaciones de Pro Inversión

El gobierno realizó en el 2011 una licitación para promover la inversión privada en centrales hidroeléctricas al margen de marco legal del sector eléctrico al obligar a ELECTROPERU a adquirir la energía y luego traspasarla a las distribuidoras de propiedad estatal.

En la oferta se obtuvieron los resultados siguientes:

Tabla 23 Licitaciones Pro Inversión

N°	Postor	Proyecto	Potencia Ofrecida (MW)	PEHP (US\$/MWh)	PEHFP (US\$/MWh)	POP (US\$/MWh)	Fecha de Inicio	Potencia Acumulada (MW)
1	Consorcio Generación Pucará – Oferta 1	Pucará	5	53	43	45.15	01/01/2016	5
2	Emp. De Gener. Huallaga S.A – Oferta 1	Chaglla	284	54.11	43.64	45.89	01/10/2016	289
3	Consorcio Generación Pucará – Oferta 2	Pucará	55	58	47	49.37	01/01/2016	344
4	Cerro del Águila S.A – Oferta 1	Del Águila	200	60.59	48.86	51.38	01/01/2016	544
5	Consorcio Marañón - Oferta 1	Marañón	47	61.39	49.15	51.78	01/01/2016	591
6	Cerro del águila S.A - Oferta 2	Del Águila	160	63.66	51.34	53.99	01/01/2016	751
7	Electricidad Andina S.A - Oferta 1	Santa Rita	165	67.50	54	56.90	01/11/2017	916
8	Consorcio San Gabán I - Oferta 1	San Gabán	51	66	58	59.72	01/01/2016	967

Se adjudicó la buena Pro de la licitación a los siguientes postores:

Tabla 24 Postores Adjudicados con la buena Pro

Nº	Postor	Proyecto	Potencia a Ofrecida	PEHP (US\$/MWh)	PEHFP (US\$/MWh)	POP (US\$/MWh)	Fecha de Inicio	Potencia Acumulada (MW)
1	Consortio Generación Pucará – Oferta 1	Pucará	5	53	43	45.15	01/01/2016	5
2	Emp. De Gener. Huallaga S.A – Oferta 1	Chaglla	284	54.11	43.64	45.89	01/10/2016	289
3	Consortio Generación Pucará – Oferta 2	Pucará	55	58	47	49.37	01/01/2016	344
4	Cerro del Águila S.A – Oferta 1	Del Águila	200	60.59	48.86	51.38	01/01/2016	544

Fuente: Licitación Pública Internacional para promover la Inversión Privada en el Proyecto: “Energía de Centrales Hidroeléctrica”

2.3 Análisis

2.3.1 Demanda y Oferta

Para evaluar la expansión de la generación es necesario señalar la existencia de dos etapas. La primera de 1993 al 2003 y la segunda de 2004 a la fecha. La primera está marcada por el proceso de implementación de la LCE y el proceso de privatización de las centrales existentes con un compromiso de inversión en nueva generación; por lo tanto en la primera etapa se aseguró la oferta con la inversión de las empresas del gobierno y luego con las expansiones obligadas de los contratos de privatización. La segunda está marcada por el ingreso del Gas de Camisea en el 2004, incremento de los precios del petróleo, los retiros sin contrato, la congestión de la transmisión, el copiamiento del ducto de Camisea y los cambios al marco regulatorio.

El crecimiento de la demanda está sustentado en el crecimiento del PBI del país en 6.75 % en promedio para los últimos 10 años. Esta mayor demanda se explica por el crecimiento del sector minero debido a la inversión en nuevos proyectos y el sector comercial. La crisis económica mundial no ha afectado el crecimiento de la demanda pero se espera un crecimiento moderado en los próximos años.

Por la lado de la oferta la disponibilidad del gas de Camisea desde el año 2004, hizo que la expansión se realizará fundamentalmente con turbinas a gas

inicialmente y luego mediante ciclos combinados. Esta expansión se viene frenando debido al retraso de la expansión del ducto.

2.3.2 Fuentes de Energía para Generación

La producción de energía eléctrica de origen térmico proviene de centrales termoeléctricas que utilizan gas natural, residual 6, varbón y diesel 2.

El precio del Gas Natural en Boca de Pozo tiene un máximo determinado en el contrato de licencia de explotación del lote 88 de Camisea, de 1.0 y 1.8 dólares americanos por millón de BTU, para los generadores eléctricos y demás usuarios, respectivamente. De acuerdo al contrato de licencia, a este precio base se le aplica un Factor de Actualización (FA), una vez al año. Para el año 2010, el valor máximo en boca de pozo del gas de Camisea, para un generador eléctrico es de 1,5709 dólares americanos por millón de BTU. Las tarifas de transporte y distribución de la red principal por Ductos en Alta Presión (Red Principal) para el gas natural, son reguladas por el OSINERGMIN.

En el caso de los combustibles líquidos, sólo existen dos proveedores locales. Existe un fondo de estabilización de precios para los derivados del petróleo creado por el Estado, que atenúa su volatilidad.

Existen incentivos dirigidos a fomentar el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, en el marco de la ley N° 27435, Ley de Promoción de Concesiones Hidroeléctricas (LPCH). La realidad muestra que la ejecución de algunos proyectos se ha dilatado y el derecho adquirido para la construcción se ha considerado como un medio especulativo.

La realidad es que se ha pasado de un sistema con 90% de hidroelectricidad a un 55%, con el consiguiente aumento de participación del gas natural. Es claro que el SEIN es menos vulnerable a las sequías pero ahora la seguridad depende de un único gasoducto.

2.3.3 Proyecto de Gas de Camisea

Desde el ingreso del gas natural de Camisea el año 2004, la expansión del sistema eléctrico se está realizando principalmente en base a la instalación de centrales de generación a gas natural. En una primera etapa ingresaron fundamentalmente ciclos simples y actualmente se viene completando los ciclos combinados. El incentivo de un precio promocional del gas natural en boca de pozo (1 US\$ /MMBTU en el contrato original) hizo que la inversión privada se dirigiera al desarrollo del gas en desmedro de las otras tecnologías que no pueden competir con el precio del gas. Es evidente que los proyectos hidroeléctricos no fueran competitivos. Esta expansión de generación térmica

ha tenido la limitación del retraso de la expansión del ducto de gas, lo cual mantiene desde 2008 en situación de emergencia el sistema.

2.3.4 Disminución de la Reserva

La observación general es que en los últimos 10 años el crecimiento de la demanda ha sido mayor que el de la oferta de generación. Esto se puede observar en los datos históricos del margen de reserva pasado y sus proyecciones de corto plazo. En los últimos años la reserva ha venido disminuyendo paulatinamente a partir de una situación de holgura. Esto ha reducido la seguridad del suministro de electricidad ante eventos desfavorables (indisponibilidad del gasoducto de Camisea, sequías o indisponibilidades de unidades de gran tamaño.). El gobierno ante la falta de oferta ha declarado desde el año 2008 en situación de emergencia el SEIN para permitir la contratación de plantas de emergencia en base a pequeños grupos diesel y la suspensión de algunas reglas del mercado de competencia.

2.3.5 Retiros Sin Contrato

Otro problema presentado ha sido los retiros sin contrato de parte de las distribuidoras y clientes libres desde el año 2004. Dados los altos costos variables de las centrales marginales y de reserva en el sistema, y la volatilidad de los precios de los combustibles, las señales de precio de los generadores no permitían traspasar a los clientes. El precio spot se mantuvo por encima del precio regulado, con una diferencia importante, lo que condujo a que las empresas distribuidoras y clientes libres no recibieran ofertas de los generadores para contratar. Estos problemas obligaron revisar la normativa.

2.3.6 Cambio del Marco Legal 2006

La LCE se fundamenta en que los incentivos para la expansión de la generación en Perú estaban basados en las señales de precios del mercado de contratos a precio regulado para la venta a los distribuidores, y del mercado spot. Se establecía para los distribuidores la obligación de contar con contratos para su demanda por un plazo de al menos dos años. La volatilidad de los costos marginales y la falta de contratos llevo en el 2006, a la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (LDEGE), para corregir las ineficiencias de las señales dadas por la LCE.

A la fecha aún falta reglamentar totalmente la Ley.

La Ley N° 28832 tiene por objeto perfeccionar las reglas establecidas en la LCE con la finalidad de:

- Asegurar la suficiencia de generación eficiente.
- Reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación.
- Adoptar las medidas necesarias para propiciar la competencia en el mercado de generación.
- Introducir un mecanismo de compensación entre el SEIN y los sistemas aislados para que los precios en barra de último incorporen los beneficios del gas natural y reduzcan su exposición a la volatilidad de los combustibles.

Los mecanismos introducidos son:

- Establece la licitación o subasta como medida preventiva para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica para los distribuidores, mediante contratos.
- Prevé la participación en el mercado de corto plazo de los generadores, de los distribuidores para atender a sus usuarios libres y de los grandes usuarios libre.
- Las ventas de electricidad de generador a distribuidor, destinadas al servicio público de electricidad , se efectúan mediante:
 - a) Contratos sin licitación, cuyos precios no podrán ser superiores a los precios en barra; o,
 - b) Contratos resultantes de licitaciones, cuyos precios firmes serán trasladados a los usuarios regulados.
- Los contratos que se celebren como resultado de un proceso de licitación deberán contener los mismos términos de las correspondientes propuesta ganadoras, sujetos a las siguientes condiciones:
 - a) Plazos de suministro de hasta 20 años y Precios Firmes,
 - b) Precio de potencia igual al precio básico de potencia vigente a la fecha de la Licitación con carácter de precio firme,
 - c) Fórmulas de actualización de los precios firmes de acuerdo a las bases de licitación y,
 - d) Garantía de suministro de energía propia, contratada con terceros o mediante un programa de inversiones que incremente la oferta de generación.

Decretos de Urgencia

Ante la congestión de los sistemas de transmisión por retraso en la ejecución de nuevos proyectos y el copamiento del ducto de transporte del gas de Camisea por retrasos en la expansión, el gobierno se vio obligado a emitir diversos decretos de urgencia desde el año 2007 para evitar la volatilidad del costo

marginal.

Las normas con cambios estructurales han sido:

- Decreto Legislativo N° 1002 Promoción de las energías renovables.
- Decreto Legislativo N° 1041 Despacho del gas natural.

Las normas con cambios coyunturales han sido:

- Decreto de Urgencia N° 035-2006 Asignación de retiros sin contratos
- Decreto de Urgencia N° 046-2007 Congestión de transmisión.
- Decreto de Urgencia N° 037-2008 Contratación de generación de emergencia
- Decreto de Urgencia N° 049-2008 Costos marginales idealizados y retiros sin contrato.

Este último decreto señala lo siguiente:

Para efectos del despacho económico en el marco regulatorio de electricidad, se seguirán los siguientes criterios:

- a) Los costos marginales de corto plazo del SEIN se determinarán considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad;
- b) Los costos marginales no podrán ser superiores a un valor límite que será definido por el MINEM mediante resolución ministerial; y,
- c) La diferencia entre los costos variables de operación en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los costos marginales determinados conforme al literal (a) y dichos costos marginales, será cubierta mediante un cargo adicional en el Peaje por conexión al SPT.

Los retiros físicos de potencia y energía del SEIN, que efectúen las empresas distribuidoras de electricidad, para atender la demanda de sus usuarios regulados sin contar con respaldo contractual, serán asignados a las empresas generadoras de electricidad, valorizados a precios en barra de mercado regulado, en proporción a la energía firme eficiente anual de cada generador menos sus ventas de energía por contratos. El Decreto de Urgencia N° 049-2008 se mantendrá en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2013.

Estas distorsiones del marco regulatorio permiten resolver problemas de corto plazo pero no son señales adecuadas para un mercado de largo plazo que requiere inversiones en una situación reglas estables.

Precio de la Potencia

La remuneración por potencia fijado administrativamente solo ha

significado un ingreso adicional para los agentes debido a que no existe ninguna contraprestación al pago. En forma ideal se estaría remunerando el costo unitario de una unidad turbogas y por lo tanto asegurando la reserva. La realidad ha mostrado que no existe ninguna posibilidad de asegurar la reserva y al no existir ninguna señal económica los agentes no se sienten obligados a mantener una reserva adecuada.

Los intentos de modificar el actual criterio de remuneración de la potencia por una señal de mercado desde 1998 se han encontrado con la férrea oposición de los generadores privados, que consideran su reforma un cambio las reglas de juego. Es evidente que la disminución continua de la reserva puede llevar a un riesgo de colapso del sistema si no se reforma el precio de la potencia.

Reserva Fría y Nuevas Hidroeléctricas

El crecimiento de la demanda y el retraso de los proyectos de generación tanto hidroeléctrico como de gas natural, obligo en el año 2008 a introducir la compra de energía de plantas de emergencias. En el 2010 al ser evidente una mayor déficit y el retraso de las líneas de transmisión, el gobierno consideró necesario realizar a través de PROINVERSION licitaciones de capacidad (“reserva fría”) mediante grupos turbogases que operarían con petróleo Diesel. Los precios de la potencia son en promedio en un 30% superior al regulado y son garantizados por 20 años. Los cambios introducidos por la Ley del 2006 garantizan la energía a través de licitaciones pero no enfrenta la problemática de la reserva del sistema. Es claro que se requiere evitar medidas coyunturales, ya que no permiten tener reglas de juego estables y que nuevos agentes puedan ingresar.

Las licitaciones de nuevas centrales hidroeléctricas a través de PROINVERSION con garantías que no tienen los actuales generadores introduce mayores distorsiones a las licitaciones del marco regulatorio del 2006. Esta situación no garantiza que las nuevas licitaciones de las distribuidoras logren una adecuada competencia.

Ante los continuos cambios de carácter coyuntural, se considera que será necesario nuevamente un cambio profundo del sistema regulatorio que permita alinear todo lo ejecutado a la fecha.

2.4 Sumario

Los precios estables de la generación han permitido la expansión del sector en la década del 90 mediante hidroeléctrica y en este siglo mediante el precio promocional del gas de Camisea. El futuro cercano no se percibe de igual manera, ya que se tiene el sistema en emergencia desde el 2008.

El marco regulatorio reformado en el 2006 ha sido un gran avance para lograr un mayor competencia en la generación a pesar de sus limitaciones. Los cambios coyunturales introducidos desde el 2007 por el gobierno han perforado la solidez del marco regulatorio y hace muy difícil afrontar la actual situación de emergencia del sector eléctrico y su futuro crecimiento.

A fin de lograr alinear las diversas medidas regulatorias del sector en la generación de los últimos años, será necesario introducir políticas energéticas mayores que permitan realizar una planificación estratégica, debido a que el mercado por sí solo no puede lograr soluciones óptimas a nivel de generación. Un aspecto importante del mediano plazo es la coordinación del gas y la electricidad. En el largo plazo la definición de una política hidroeléctrica.

Un marco institucional más fuerte tanto a nivel regulatorio como empresarial del estado permitiría afrontar en mejor situación el crecimiento de la demanda y garantizar a los agentes reglas estables en el mercado eléctrico.

3 COSTOS DE TRANSMISIÓN

3.1 Funcionamiento y Resultados Funcionamiento

Ley de 1992

La clasificación de los sistemas transmisión establecida fueron:

- **Sistema Principal de Transmisión (SPT)**

Parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.

- **Sistema Secundario de Transmisión (SST)**

Parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde el sistema principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una barra del Sistema Principal de Transmisión.

Las especificaciones de cada sistema fueron:

Sistema Principal

- Deberá comprender instalaciones de alta o muy alta tensión.
- Deberá permitir el flujo bidireccional de energía.

- Cuando el régimen de uso de los sistemas no permite identificar responsables individuales por el flujo de las mismas.

Sistemas Secundarios

- Es posible establecer dirección predominante del flujo mayor al 90%.
- Es posible establecer responsabilidades específicas.
- Pueden ser atribuibles a la generación, a la demanda o a ambos.

Los tipos de SST se clasificaron en:

- Instalaciones que sirven exclusivamente a los generadores.
- Instalaciones que sirven exclusivamente a la demanda.
- Instalaciones definidas como casos excepcionales.

Las instalaciones de Transmisión remunerar un sistema económicamente adaptado:

- Costos de Inversión de los activos de transmisión y transformación
- Costos estándares de operación y mantenimiento (COyM)

El Sistema Económicamente Adaptado (SEA) es definido como:
“Es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio” (*)

Contrato de Concesión

Ante la falta de inversión en transmisión y en forma independiente de lo establecido en la LCE y el RLCE, el estado peruano suscribió contratos con rango de Ley, con empresas de transmisión otorgándoles en concesión sistemas de transmisión, estos son de dos tipos.

- Contratos BOOT.
- Contratos tipo remuneración anual garantizada.

En mérito a estos contratos las tarifas para estas instalaciones tienen un trato diferente.

Mejoras Implementadas en la Ley del 2006

La nueva Ley introduce:

- Plan de Transmisión
 - Elaborado por un operador independiente y aprobado por el Ministerio.

- Plan de carácter vinculante.
- Ejecución
 - Proceso de licitación de nuevas líneas conducido por el Ministerio.
 - Sistemas ejecutados fuera del plan serán asumidos por titulares o mientras no fuera necesario.

La remuneración de la transmisión existente:

- Base Tarifaria = Inversión + O&M.
- Inversión se recupera en 30 años.

Se reconoce los valores actuales de las instalaciones de transmisión:

- Contratos BOOT y RAG.
- Determinación actual según VNR.
- Se congela forma de pago entre G y D.
- No se usará más los conceptos de SPT y SST. Remuneración de la transmisión nueva
 - Tiene que formar parte del Plan de Transmisión.
 - Base Tarifaria:
 - Igual para todos los sistemas de transmisión.
 - Anualidad de Inversión (20 años) + O & M.
 - Determinada en función a procesos de licitación o a costos eficientes definidos por OSINERG.
 - Primer Contrato tipo BOOT.
 - Contratos posteriores tipo RAG sin aporte para el Estado.
 - Con esto se deja espacio para las nuevas inversiones.
 - Pago de la instalación:
 - Pago por beneficio económico positivo, según se agrega la nueva inversión.
 - Luego de determinado la fracción entre generadores y Demanda, se reparte el pago de acuerdo al método actual (tipo SPT en caso de la demanda y tipo SST de generación para la fracción de generación).

3.2 Resultados

De la información recopilada de OSINERGMIN y el MINEM se señala lo siguiente:

La evolución de la transmisión en el país muestra un crecimiento de la longitud total del 2% anual en los últimos 10 años, muy por debajo del crecimiento de la demanda y de la generación. Esta falta de inversión en nuevas instalaciones ha llevado a situaciones de operación en congestión de la

transmisión y por lo tanto a costos marginales locales elevados. Ante la perspectiva de volatilidad de los costos marginales el gobierno introdujo cambios coyunturales en el funcionamiento del mercado al plantear líneas con capacidad infinita introducidas como costos marginales ideales.

Las definiciones del SPT, SST y SEA de la LCE han limitado la expansión de la transmisión debido a que su aplicación tarifaria ha sido compleja, no previsible y discrecional. Ante la falta de inversión el gobierno introdujo el BOOT y la RAG por fuera de la LCE.

Los cambios introducidos en el 2006 mediante el planeamiento de la transmisión centralizada del COES y las licitaciones para definir los SGT y los SCT no han logrado resolver los problemas existentes del sistema de transmisión.

El año 2009 se establecieron por primera vez los peajes de los SST y SCT por regiones. Aunque se fijaron un plan de inversiones vinculantes. Estos compromisos requieren de una rápida decisión de inversiones lo que no es posible en las empresas estatales.

En el año 2010 se aplicaron los nuevos peajes del SPT y SGT para el precio en barra de la generación.

Los módulos de transmisión han permitido sistematizar el cálculo del VNR pero dado las particularidades de la transmisión no es posible que las empresas logren estandarizar sus instalaciones debido al gran número de elementos y su variabilidad en el tiempo.

Tabla 25 Evolución de la Longitud Total de Líneas de Transmisión a Nivel Nacional

Año	Longitud de Líneas de Transmisión				
	Nivel de Tensión (kV)				
	Total	220	138	60 - 69	30 - 50
1995	9,132	3,130	1,873	3,031	1,098
1996	9,410	3,130	1,873	3,278	1,130
1997	10,824	3,625	2,241	3,629	1,329
1998	11,328	3,625	2,411	3,895	1,398
1999	12,528	3,996	2,920	4,190	1,421
2000	13,656	4,860	3,135	4,213	1,447
2001	14,261	5,318	3,183	4,310	1,450
2002	14,679	5,559	3,331	4,335	1,454
2003	14,693	5,559	3,338	4,335	1,461
2004	14,857	5,614	3,338	4,335	1,570
2005	15,272	5,614	3,435	4,678	1,545
2006	15,688	5,664	3,636	4,842	1,546
2007	15,712	5,677	3,636	4,853	1,546
2008	15,755	5,711	3,636	4,862	1,546
2009	16,319	5,714	4,057	4,993	1,555
2010	17,065	5,863	4,252	5,204	1,746
Incremento 10/09	5%	2.6%	5%	4.2%	12%
Variación media 10/05	2%	0.9%	4%	2%	2%
Incremento 10/00	25%	21%	36%	24%	21%
Variación media 10/00	2%	2%	3%	2%	2%

No incluye el ingreso en operación de la Segunda Terna de 220 kV correspondiente a las Líneas Zapallal - Paramonga Nueva - Chimbote, las cuales constituyen 380 km de líneas principales.

Fuente: Evolución de Indicadores del Mercado Eléctrico 1995 –2010

Clasificación de los Sistemas Transmisión

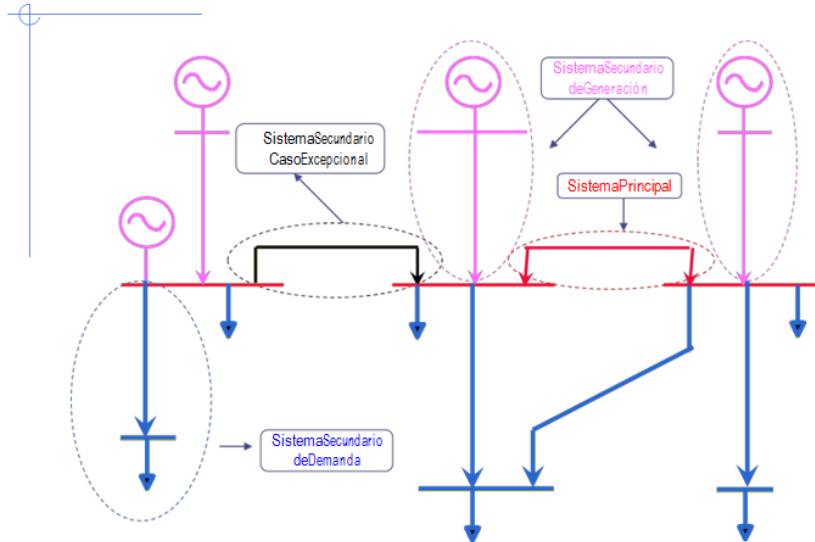


Fig.35 Sistema de Precios en el Perú



Fig.36 Mejoras Implementadas en la Ley 28832

Tabla 26 CMA SST Y CMA SCT Pre-Publicado

Área de Demanda	Titular	VP CMA SST miles \$/.	VP CMA SCT miles \$/.	Área de Demanda	Titular	VP CMA SST miles \$/.	VP CMA SCT miles \$/.
1	ADINELSA	3 790	-	7	EDECANETE	5 044	1 128
	ELECTRONOROESTE	27 154	10 166		EDEGEL	1 091	-
	ELECTROPERÚ	215	-		LUZ DEL SUR	203 865	83 303
	REP	3 570	-		REP	-	2 886
	TOTAL ÁREA	34 729	10 166		TOTAL ÁREA	210 001	87 317
2	ADINELSA	5 809	-	8	ADINELSA	124	-
	DEPOLTI	5 776	558		COELVISAC	1 197	3 588
	ELECTRONORTE	7 087	16 371		ELECTRO SUR MEDIO	32 494	13 849
	REP	560	-		ISA	-	9 489
	TOTAL ÁREA	19 231	16 929		REP	8 994	18 081
3	CHAVIMOCHIC	511	-		SEAL	324	86
	CONENHUA	6 928	-		TOTAL ÁREA	43 133	45 093
	ETENORTE	2 836	-	9	CONENHUA	37	-
	HIDRANDINA	45 782	33 215		EGASA	5 836	-
	REP	1 177	-		ELECTROSUR	245	-
	TOTAL ÁREA	57 234	33 215		REP	963	-
4	ELECTRO ORIENTE	16 826	5 216		SEAL	25 659	17 793
	GOB. REG. SAN MARTIN	-	2 612		TOTAL ÁREA	32 740	17 793
	TOTAL ÁREA	16 826	7 828	10	EGEMSA	-	732
5	ADINELSA	4 169	-		ELECTRO SUR ESTE	10 268	32 032
	CEMENTO ANDINO	811	-		REP	1 909	-
	CONENHUA	750	-		TOTAL ÁREA	12 177	32 764
	ELECTROANDES	55 278	1 613	11	ELECTRO PUNO	3 119	10 291
	ELECTROCENTRO	26 527	58 216		REP	928	3 572
	ELECTROPERÚ	656	-		TOTAL ÁREA	4 047	13 864
	REP	975	-	12	ELECTROSUR	2 185	1 469
	TOTAL ÁREA	89 166	59 830		ENERSUR	23 314	-
6	ADINELSA	280	-		SOUTHERN PERU	-	540
	CAHUA	1 667	754		TOTAL ÁREA	25 500	2 009
	EDELNOR	173 761	84 587	13	EGESUR	59	-
	HIDRANDINA	674	-		ELECTROSUR	4 926	1 944
	REP	271	4 591		TOTAL ÁREA	4 985	1 944
	TOTAL ÁREA	176 654	89 932	14	ELECTRO UCAYALI	4 165	-
					TOTAL ÁREA	4 165	-
				15	REP	-	69 986
					TOTAL ÁREA	-	69 986

Tabla 27 Peajes por Área de Demanda Pre-Publicados

Área de Demanda	Titular	Acumulado en MAT Ctm. \$/kW.h	Acumulado en AT Ctm. \$/kW.h	Acumulado en MT Ctm. \$/kW.h
1	ADINELSA	-	0,0553	0,0975
	ELECTRONOROESTE	-	0,5281	0,9619
	ELECTROPERÚ	-	0,0038	0,0055
	REP [1]	0,0611	0,0876	0,0881
	TOTAL ÁREA	0,0611	0,6748	1,1530
2	ADINELSA	-	0,1660	0,2620
	DEPOLTI	-	0,2228	0,2857
	ELECTRONORTE	0,2189	0,4805	1,0582
	REP [1]	0,0021	0,0231	0,0253
	TOTAL ÁREA	0,2210	0,8924	1,6312
3	CHAVIMOCHIC	-	0,0038	0,0063
	CONENHUA	0,0672	0,0742	0,0744
	ETENORTE	0,0137	0,0277	0,0320
	HIDRANDINA	0,1961	0,5909	0,9550
	REP [1]	0,0062	0,0110	0,0134
	TOTAL ÁREA	0,2832	0,7076	1,0811
4 (*)	ELECTRO ORIENTE	2,1425	3,2112	3,9121
	GOB. REG. SAN MARTIN	0,4548	0,4548	0,4548
	TOTAL ÁREA	2,5973	3,6660	4,3669

(*) Se considera que la inversión de la línea Tocache-Bellavista será transferida a la concesionaria, a título gratuito. El valor de este peaje es preliminar, pues el valor definitivo se determinará en la oportunidad en que el sistema aislado de San Martín se integre al SEIN.

[1] Para el periodo noviembre 2009 – abril 2010, estos peajes son aplicables a los Usuarios Libres del Área de Demanda correspondiente.

(Continúa)

Tabla 14 (Continuación)

Área de Demanda	Titular	Acumulado en MAT Ctm. S./kW.h	Acumulado en AT Ctm. S./kW.h	Acumulado en MT Ctm. S./kW.h
5	ADINELSA	0,0107	0,0406	0,0521
	CEMENTO ANDINO	0,0058	0,0087	0,0087
	CONENHUA	-	0,0066	0,0105
	ELECTROANDES	0,0333	0,5648	0,7249
	ELECTROCENTRO	0,0875	0,7274	1,1784
	ELECTROPERÚ	0,0068	0,0068	0,0068
	REPI11	00074	00082	0 0124
TOTAL AREA	0,1515	1,3631	1,9938	
6	ADINELSA	-	0,0008	0,0012
	CAHUA	0,0041	0,0041	0,0105
	EDELNOR	0,0648	0,6651	1,1117
	HIDRANDNA	-	0,0024	0,0029
	REP [1]	00080	00089	0 0211
TOTAL AREA	0,0769	0,6813	1,1474	
7	EDECANETE	0,0050	0,0178	0,0264
	EDEGEL	0,0041	0,0041	0,0041
	LUZDEL SUR	0,0576	0,8497	1,2530
	REP [1]	-	00125	00125
TOTAL AREA	0,0667	0,8841	1,2960	
8	ADINELSA	-	0,0023	0,0028
	COELVISAC	-	0,0458	0,1092
	ELECTRO SUR MEDIO	-	0,5996	1,0490
	ISA	0,1880	0,2080	0,2080
	REP [1]	-	0,4665	0,4840
	SEAL	-	00058	0 0092
TOTAL AREA	0,1880	1,3280	1,8622	

Área de Demanda	Titular	Acumulado en MAT Ctm. S./kW.h	Acumulado en AT Ctm. S./kW.h	Acumulado en MT Ctm. S./kW.h
9	CONENHUA	0,0007	0,0008	0,0008
	EGASA	0,0711	0,0751	0,1515
	ELECTROSUR	-	0,0063	0,0070
	REP [1]	0,0105	0,0112	0,0251
	SEAL	02089	0 6714	1 2648
TOTAL AREA	02912	0 7648	1 4492	
10	EGEMSA	-	-	0,0311
	ELECTRO SUR ESTE	0,8115	1,2407	1,5226
	REP [1]	0,0392	0,0491	0,0687
TOTAL AREA	0 8507	1 2898	1 6224	
11	ELECTRO PUNO	-	0,8950	1,2145
	REP [1]	00127	0 0670	04037
TOTAL AREA	0 0127	0 9620	1 6182	
12	ELECTROSUR	0,0061	0,0061	0,2094
	ENERSUR	0,0854	0,2116	0,2184
	SOUTHERN PERÚ	0,0082	0,0082	0,0082
	TOTAL AREA	00997	0 2259	04360
13	EGESUR	-	0,0095	0,0095
	ELECTROSUR	-	0 7728	1 0991
	TOTAL AREA	-	0 7823	1 1086
14	ELECTRO UCAYALI	-	0 2308	05309
	TOTAL AREA	-	02308	05309
15	REP [1]	0,0611	0,0611	0,0611
	TOTAL AREA	0 0611	0 0611	0 0611

(*) Se considera que la inversión de la línea Tocache-Bellavista será transferida a la concesionaria, a título gratuito. El valor de este peaje es preliminar, pues el valor definitivo se determinará en la oportunidad en que el sistema aislado de San Martín se integre al SEIN.

[1] Para el periodo noviembre 2009 – abril 2010, estos peajes son aplicables a los Usuarios Libres del Área de Demanda correspondiente.

Fuente: OSINERGMIN -14 de setiembre de 2009

Tabla 28 Compensaciones por el Sistema G/D de REP

Sistema Secundario de Transmisión	CM S/.
GD REP	1 449 846

TITULAR DE GENERACION	MGENTE 2005 S./Mes	NUEVO 2009 S./Mes	Variación (%)
AGUAYTIA	26 809,00	22 302,34	-16,8%
EGECAHUA	22 177,22	112 163,00	405,8%
SOC. MINERA CORONA	640,86	-	
ARCATA	4 328,87	-	
EDEGEL	202 541,57	174 663,60	-13,8%
EEPSA	81 763,61	23 060,47	-71,8%
EGASA	24 902,63	103 383,98	315,2%
EGEMSA	213 193,99	273 834,63	28,4%
EGENOR	231 857,71	246 647,35	6,4%
EGESUR	-	255,36	
ELECTROANDES	61 324,08	35 558,83	-42,0%
ELECTROPERU	267 839,67	204 119,78	-23,8%
ENERSUR	71 685,91	80 130,93	11,8%
ETEVENSA	50 809,66	48 477,89	-4,6%
SAN GABAN	311 873,17	88 877,29	-71,5%
SHOUGESA	-	-	
SINERSA	-	-	
ENOSA	-	-	
BHPTINTAYA	-	-	
ELECTROUCAYALI	-	-	
GLOBEIQ	-	36 370,54	
PLATANAL	-	-	
ELECTRICA SANT AROSA	-	-	
TOTALES	1 571 747,93	1 449 846,00	

Fuente: OSINERGMIN - 14 de setiembre de 2009

Tabla 29 Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión e Ingresos Tarifarios

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	INGRESO TARIFARIO (S./Año)	PEAJE ANUAL (S./Año)	PEAJE UNITARIO (S./kW-mes)
REP	1 136 166	62 760 733	1,13
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	0	307 862	0,01
ANTAMINA	0	286 918	0,01
ETESELVA	1 526	8 697 588	0,16
REDESUR	10 204	36 287 173	0,65
TRANSMANTARO	706 009	89 994 525	1,62
ISA	249 772	27 959 818	0,50
TOTAL	2 103 677	226 294 617	4,08

Fuente: OSINERGMIN - Marzo de 2010

Se estableció el peaje de SGT para TRANSMANTARO, cuyo cargo se adicionará al peaje de SPT cuando las instalaciones entren en operación comercial.

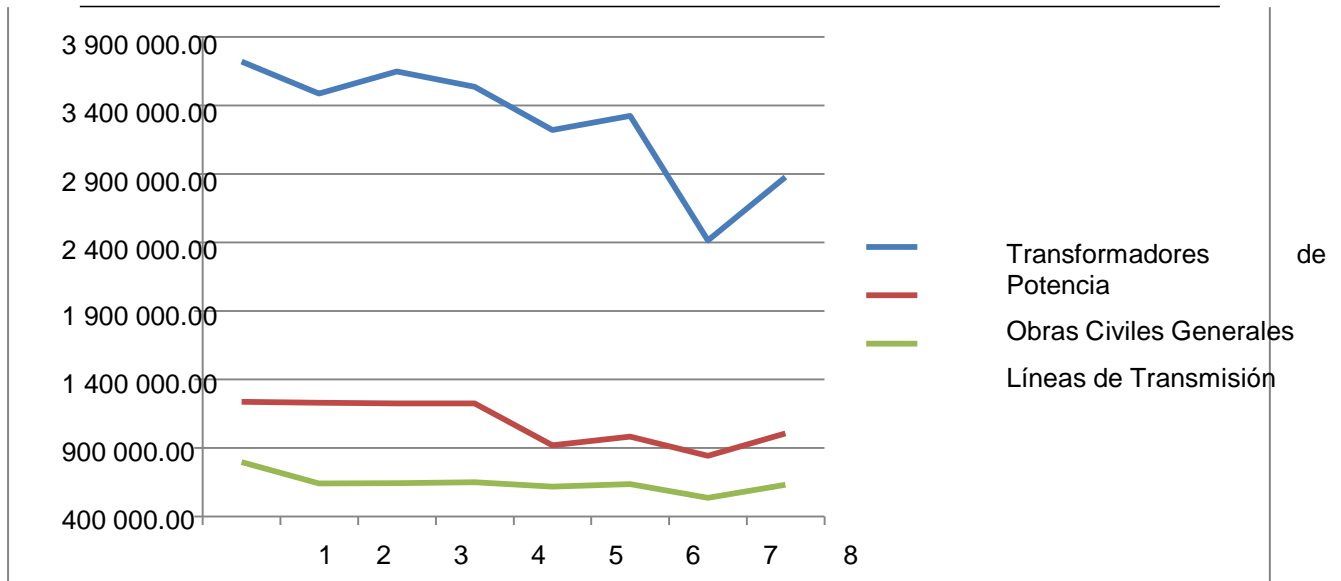
Tabla 30 Peaje por Conexión al Sistema Garantizado

INSTALACION	INGRESO	PEAJE	PEAJE	PEAJE
	TARIFARIO	ANUAL	UNITARIO	UNITARIO
	(US\$/Año)	(US\$/Año)	(US\$/kW-Año)	(\$/kW-mes)
Chilca - La Planicie - Zapallal 220 kV	0	3 408 859	0,774	0,17
Chilca - Zapallal 500 kV	0	6 585 868	1,495	0,34

Fuente: OSINERGMIN - Marzo de 2010



Fig.37 Instalaciones Eléctricas Exteriores



1	2	3	4	5	6	7	8
2009	2010	2011 (A)	2011 (B)	2011 (C)	2011 (D)	2012 (A)	2012 (B)
TOTAL COSTO MODULO Publicación S/.	TOTAL COSTO MODULO Publicación S/.	TOTAL COSTO MODULO Pre-publicación S/.	TOTAL COSTO MODULO Publicación S/.	TOTAL COSTO MODULO Re-estructuración Pre-publicación S/.	TOTAL COSTO MODULO Reestructuración Publicación S/.	TOTAL COSTO MODULO Publicación S/.	TOTAL COSTO MODULO Reconsideración S/.

Fig.38 Tendencia de Costos de los Módulos Estándares (US\$)

3.3 Análisis

El sistemas de regulación de la transmisión tiene dos periodos definidos de 1993 a 2005 y del 2006 a la fecha. El primer periodo se caracterizó por las definiciones del marco regulatorio de Sistema Principal de Transmisión (SPT), Sistema Secundario de Transmisión (SST) y Sistema Económicamente Adaptado (SEA).

Problemática 1993-2005

La LCE en su anexo define los sistemas de transmisión como:

- **Sistema Principal de Transmisión (SPT):** Es la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.
- **Sistema Secundario de Transmisión (SST):** Es la parte del sistema

de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una barra del sistema principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una barra del Sistema Principal de Transmisión.

- **Sistema Económicamente Adaptado (SEA):** Es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.

Desde punto físico no existe ninguna diferencia entre SPT y el SST, pero desde el punto de vista económico la ley señala su diferencia en quien lo remunera. Así se tiene que el Sistema Principal de Transmisión es pagado por toda la demanda del sistema dado a que no se puede definir el flujo de potencia a quien pertenece. El sistema secundario es remunerado de acuerdo a quien lo usa y que se define la pertenencia del flujo de potencia. A lo anterior se agrega que el regulador para definir las remuneraciones anual tiene previamente que definir el SEA para una línea, lo cual lleva a constantes cambios en la remuneración.

El diagnóstico de los problemas del primer periodo llevo a las conclusiones siguientes:

La determinación de los precios de transmisión y su asignación a los agentes no están adecuadamente definidos en el marco legal, lo cual lleva al regulador a aplicar criterios discrecionales variando en el tiempo tanto los montos como las clasificaciones de SPT y SST.

No se han llevado a cabo las nuevas inversiones requeridas para el crecimiento de la demanda debido a la incertidumbre que tiene el sistema de determinación de precios ya que no asegura una adecuada recuperación de la inversión.

Debido a la falta de inversión se han venido presentando congestiones de transmisión, cuyos mayores costos de operación se han socializado en forma interna por los agentes, pero su no solución llevaría a costos insostenibles por los agentes.

Los clientes libres y los pequeños generadores perciben trabas para lograr una adecuada competencia en la comercialización de la energía debido a las trabas al “open access” de la transmisión.

El gobierno ante la necesidad de expandir la red de transmisión introdujo por fuera del marco regulatorio las concesiones BOOT (build, operate, own and transfer) garantizando la rentabilidad de la inversión. Adicionalmente concesiono la mayor parte de la transmisión del país, para lo cual hundi6 la remuneración de la inversión realizada y sólo exigió la remuneración de operación y mantenimiento y reposición.

Explicación

Del análisis realizado del marco regulatorio de la transmisión se han señalado como causante de las dificultades lo siguiente:

La LCE considera a la transmisión como un servicio independiente de transporte y no lo relaciona a las necesidades del mercado de corto plazo.

Las características propias de la transmisión no permiten una adecuación continua a la demanda, luego el SEA no es aplicable para un adecuado desarrollo de la transmisión.

Se consideró que el “mercado” por si solo determinaría la expansión de la red y que los acuerdo voluntarios de las partes resolverían los problemas que se presentarían.

No se tomó en cuenta que un mercado centralizado como el COES requiere de una red de transmisión óptima y que para lograrlo sería necesaria una planificación independiente centralizada.

Cambios 2006

Con la Ley 28832 se introdujo cambios en el marco regulatorio para superar los problemas existentes así se introdujo:

Plan de Transmisión.- Elaborado en forma independiente por el COES para satisfacer las necesidades de transmisión de los generadores y los distribuidores.

Sistema Garantizado de Transmisión (SGT).- Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que se construyen como resultado del Plan de Transmisión.

Sistema Complementario de Transmisión (SCT).- Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que no conforman el Sistema Garantizado de Transmisión.

Los sistemas anteriores de SPT y SST quedaron congelados, de manera que no se ampliaría y su remuneración ya no sería revisada.

Las instalaciones del SGT serían licitados por el MINEM (o PROINVERSION por encargo) y sería un contrato BOOT por 30 años. Una alternativa sería que los agentes construyan la instalación sin licitación y la remuneración sería de acuerdo al cálculo del costo eficiente. El pago se asigna en proporción al beneficio económico que otorga a línea.

Las instalaciones del SCT construidas fuera del plan de transmisión serían

retribuidas de acuerdo a contrato de partes. Si un tercero lo utiliza la línea su tarifa sería por los mismos principios de uso de los SST.

Problemática Actual

El proceso de implementar el nuevo marco de la transmisión ha tenido diversos tropiezos que han llevado a la situación actual de crisis por falta de ampliación de la transmisión que ha llevado a congestionar las instalaciones actuales.

El proceso de reforma del año 2006 no solucionó en forma de señal económica la congestión de la transmisión. Se optó por la solución que una mayor capacidad de transmisión solucionaría las congestiones y no se siguió la recomendación de introducir los derechos financieros de transmisión para controlar el riesgo.

Los problemas de congestiones de la transmisión se han tratado de solucionar en forma transitoria mediante medidas donde el riesgo es pasado a los consumidores, distorsionando el mercado de corto plazo.

El Plan de Transmisión se viene elaborando con gran lentitud, lo cual significa que las propuestas solo tienen validez para el largo plazo y no responde a las necesidades del corto y mediano plazo en forma oportuna. Esta situación ha permitido la introducción de planes transitorios de transmisión con propuestas de nuevas instalaciones con estudios técnicos y económicos débiles y con un fuerte componente político. Adicionalmente se han introducidos en el Plan de Transmisión proyectos no viables.

La responsabilidad de licitar los proyectos del Plan de Transmisión se hallan en manos del MINEM pero hasta la fecha no cuenta con los recursos necesarios para darle continuidad y se viene haciendo por encargo con PROINVERSION que es una agencia del gobierno que tiene un mandato amplio para realizar las convocatorias pero que no tiene la suficiente especialidad que requiere el caso. El MINEM también tiene la responsabilidad de administrar el contrato de concesión de REP que incluye las ampliaciones necesarias para afrontar el crecimiento de la demanda. Esta dispersión de las decisiones de estudios y licitaciones ha contribuido al atraso de las obras necesarias.

Salvo las concesiones de distribución en Lima, casi todas las concesiones de provincias son de propiedad del estado y se hallan regidas por los Sistemas de Adquisiciones del Presupuesto de la república que no les permite realizar los planes de inversión requeridas y aprobadas de transmisión. Esta limitación de financiamiento y gasto está llevando a una parálisis de la expansión de la transmisión en las regiones.

3.4 Sumario

La regulación de la transmisión establecida en la LCE de 1992 se circunscribió a los aspectos del transporte de energía eléctrica introduciendo conceptos (SPT, SST y STA) que llevaron a una regulación errática y cambiante debido a la mezcla de criterios técnicos y económicos en las definiciones. Los cambios introducidos en la ley del 2006 tomaron la interrelación de la transmisión con el mercado eléctrico de corto plazo y las características propias de las inversiones de transmisión.

Debido a la necesidad de contar con una expansión óptima de la transmisión, la ley del 2006 introdujo la planificación centralizada del COES introduciendo nuevos conceptos (SGT y SCT) que se diferencia por el proceso de licitación

Los problemas de la congestión de la transmisión causada por el retraso de los proyectos y la introducción por el Ministerio de Energía y Minas de planes transitorios de transmisión han llevado a que el sistema eléctrico se encuentre en situación de emergencia. Nuevamente es necesario afinar el marco legal de la transmisión para resolver los problemas actuales.

4 COSTOS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

4.1 Descripción y Resultados

El estudio de costos del Valor Agregado de Distribución (VAD) para cada SDT comprende:

- La optimización de las redes eléctricas de MT y BT,
- La optimización de la operación y mantenimiento de las instalaciones de la empresa modelo incluyendo los costos de materiales, mano de obra, transporte y equipos necesarios para la ejecución los trabajos de O&M,
- Los costos de explotación comercial para la atención al usuario y los costos indirectos asignados relacionados con la gestión, administración y contabilidad, entre otros, de la organización de la empresa modelo.

Con los resultados de los estudios de costos del VAD y las tarifas en barra de generación (incluyendo los correspondientes cargos regulados de transmisión), el OSINERGMIN diseña tarifas preliminares para los clientes finales, procediendo luego a efectuar una verificación de la rentabilidad mediante el cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR) para conjuntos de empresas concesionarias. Para este fin se considera como inversión el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones existentes (las instalaciones existentes se adaptan a la demanda, es decir se consideran las instalaciones necesarias para

atender el servicio), los costos de operación y mantenimiento eficientes y los ingresos por venta de energía del año anterior a la fijación tarifaria con las tarifas preliminares, ajustando el VAD correspondiente para que la TIR no difiera en más del 4% de la tasa de actualización fijada en la LCE (12%).

Para establecer las tarifas definitivas se pondera la participación del VAD de cada sector típico en el VAD de cada concesión de Distribución; para esto el OSINERGMIN toma como referencia las ventas de energía de cada sistema de distribución eléctrica en MT y BT, según corresponda, registradas durante el periodo anual inmediatamente anterior a su aplicación.

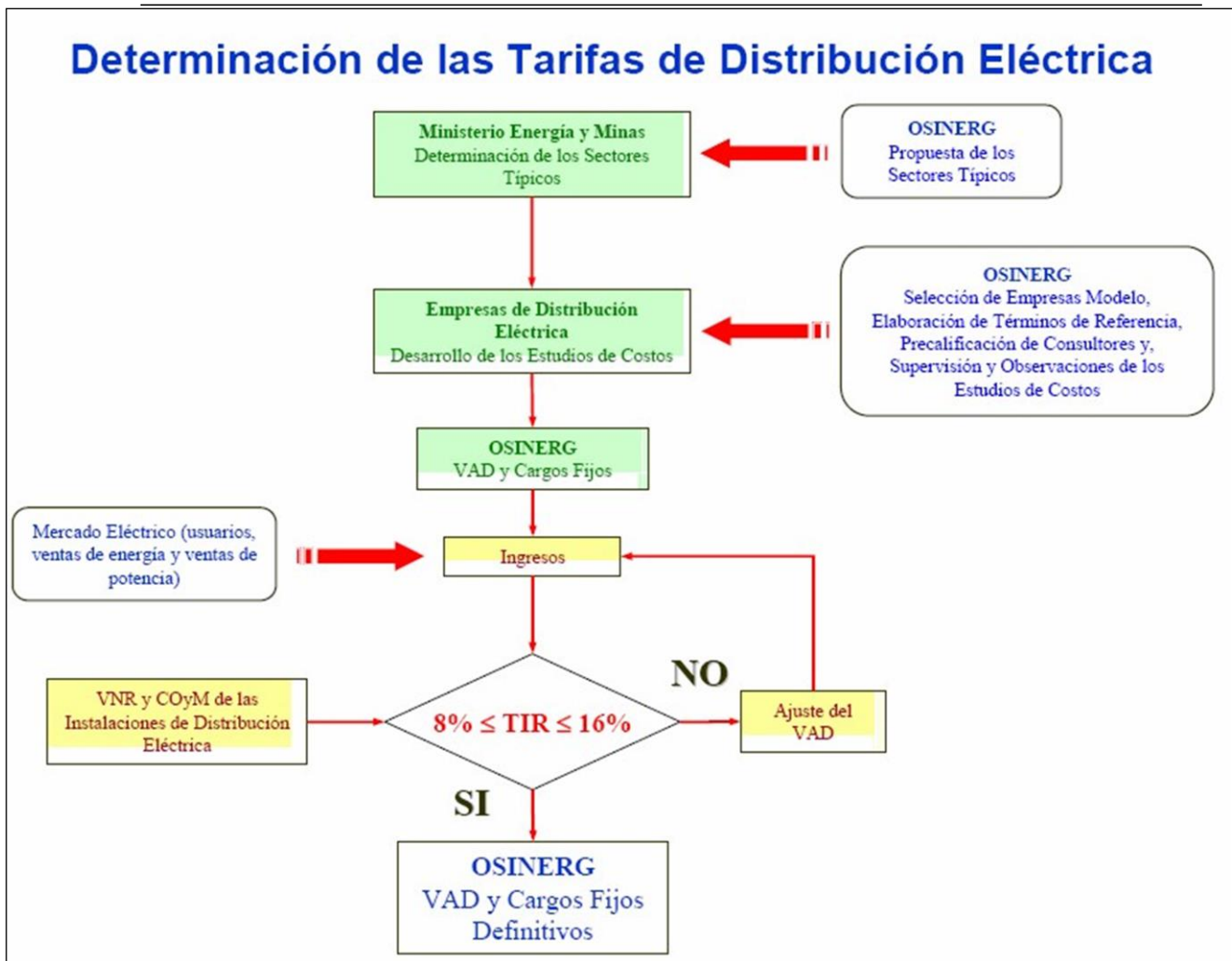


Fig.39 Determinación de las Tarifas de Distribución Eléctrica

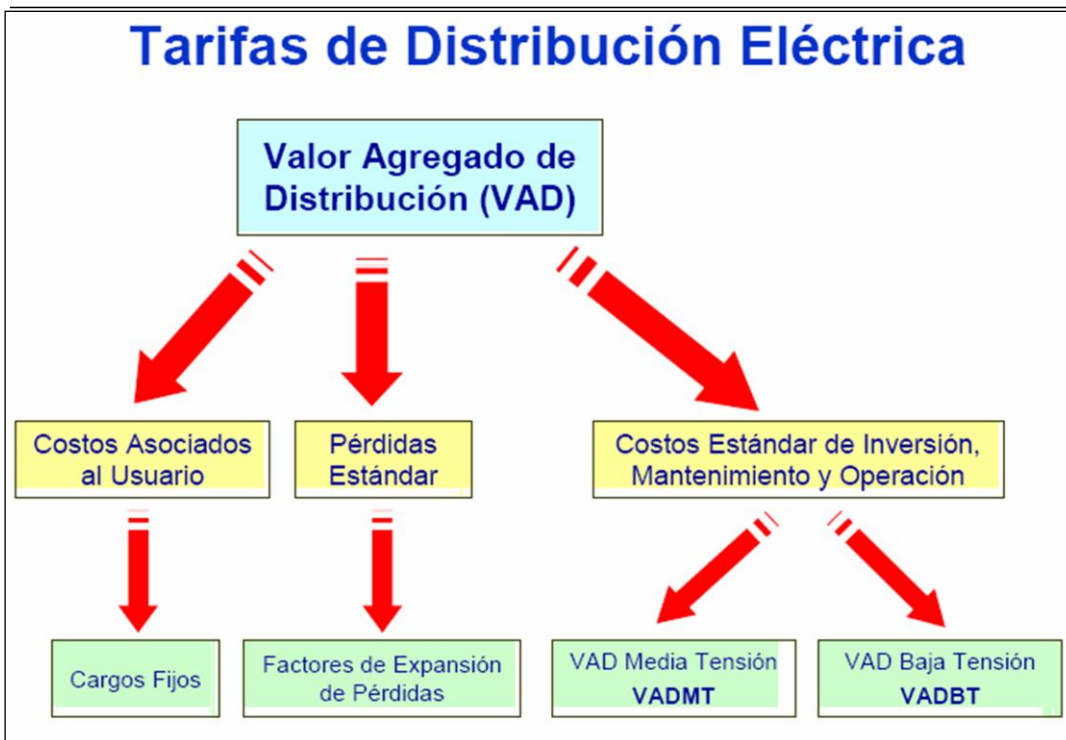


Fig.40 Tarifas de Distribución Eléctrica

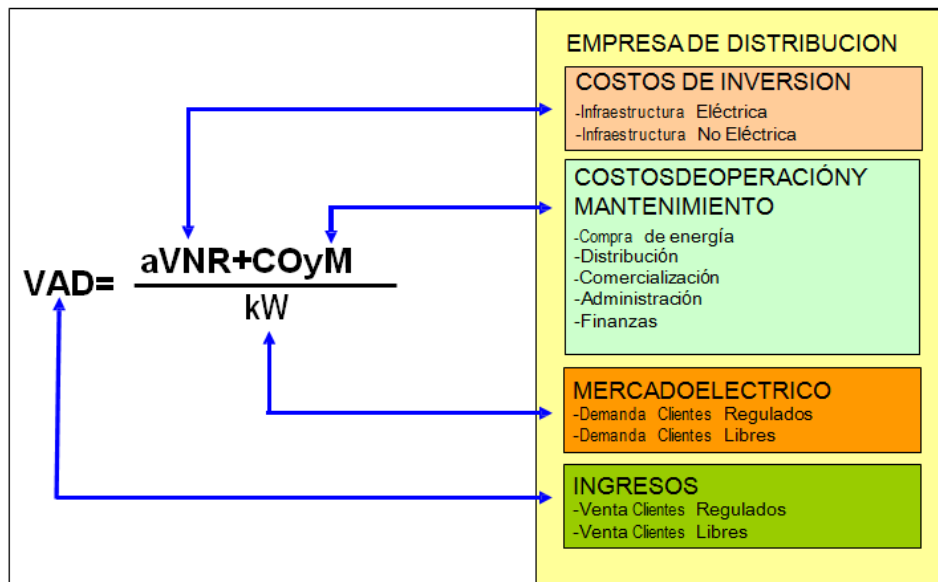


Fig.41 Tarifas de Distribución Eléctrica Valor Agregado de Distribución (VAD)

En el proceso de optimización de las redes eléctricas se diseña un sistema de distribución buscando su adaptación a las demandas eléctricas esperadas para la zona.

Para los análisis se establecen zonas diferenciadas considerando la concentración de clientes, elaborándose mapas de densidad de carga.

La información de demanda y sus proyecciones es obtenida de los registros de demanda histórica de los usuarios de la zona (o de consumos en áreas con características socioeconómicas y de consumo eléctrico similares, especialmente para los servicios de provincias y servicios dispersos), sin considerar el potencial de consumo eléctrico a partir de su utilización en las actividades productivas locales (salvo que se cuenten con planes concretos de desarrollo).

Cabe mencionar que para el sector típico 1, que corresponde al área de Lima metropolitana (la capital), en que prestan servicio solo 2 empresas concesionarias de distribución privadas, se cuenta con amplia información sobre la demanda. En los otros sectores típicos, que corresponden a la mayor parte del territorio del país, el número de sectores y de empresas concesionarias es mayor, correspondiendo realizar el estudio del VAD solo en un sector típico representativo de los otros de su tipo, no contándose generalmente con información detallada sobre la demanda.

Si bien para el desarrollo de las instalaciones se considera la optimización de las tecnologías a emplear, la característica de la demanda impone límites a esta optimización (calibres mínimos de conductores por ejemplo) resultando en costos de inversión diferentes de los realmente incurridos por las empresas debido a las diferencias geográficas, concentración de mercado, entre otros, en comparación de los costos para áreas con mayor densidad de carga.

Para la optimización de la empresa modelo representativa de los sectores típicos (seleccionada previamente por el OSINERGMIN), se parte de la organización de una empresa mayor (modelada sobre la base de la organización de la empresa seleccionada en que se efectúan los estudios de VAD del sector típico), que generalmente tiene a su cargo varias concesiones correspondientes a diferentes sectores típicos de distribución (una empresa concesionaria de distribución puede tener en su concesión diferentes sectores típicos), imputándose finalmente una parte de los costos de gestión y administración de esta empresa a los costos de la empresa modelo. Si bien este procedimiento intenta aprovechar las economías de escala en los costos de gestión y administración de una empresa mayor, por otro lado se estarían considerando costos (sueldos y salarios entre otros) que no necesariamente corresponderían con el nivel de servicios requeridos en las diferentes áreas de servicio, especialmente en las áreas pequeños urbanos, marginales y rurales.

El VAD en los sectores urbano rurales y rurales resulta mucho mayor que el correspondiente a los sectores urbanos, debido a la menor densidad de carga de estos sectores.

Para los estudios del VAD, las empresas de distribución encargadas de los estudios (mediante empresas consultoras precalificadas y autorizadas por el OSINERGMIN) presentan sus propuestas considerando sueldos para el personal técnico sobre la base de los niveles de sueldos publicados por la Cámara Peruana de la Construcción (CAPECO), los mismos que no corresponderían a los pagados por las empresas contratistas a cargo de las labores técnicas (Services) y resultan superiores a los niveles de sueldos encontrados en los ámbitos provinciales y rurales.

En relación a la optimización de los costos de operación y mantenimiento, para el caso de las concesiones regionales (fuera de Lima) se estarían considerando estructuras de personal con alta participación de personal propio para la ejecución de dichas tareas, resultando en una proporción de gastos fijos de operación altos, que no se correlaciona con el nivel de consumo eléctrico del área atendida, con el consiguiente impacto en la tarifas finales. Una práctica que permitiría reducir los costos de gestión, operación y mantenimiento sería la contratación de personal para ejecutar tareas múltiples, considerando el volumen reducido de actividades a realizar, en lugar de la contratación de personal para la ejecución de tareas únicas; sin embargo, esta alternativa muchas veces no es posible debido a las condiciones de contratación vigentes para las empresas, principalmente para las empresas estatales.

Una vez calculados los costos de la empresa modelo se debe determinar el correspondiente VAD unitario, para lo cual se emplea la información sobre el balance de potencia y energía del sector típico en estudio. Como información de entrada se requiere del balance de potencia y energía del área en estudio, información que no siempre está disponible, sobre todo para los diferentes sectores típicos, tal como se menciona líneas arriba, debiendo emplearse información relacionada.

Generalmente se obtiene un balance de energía anual y/ o mensual y un balance de potencia para el día de máxima demanda, los que en general presentan inconsistencias, como niveles de pérdidas técnicas y comerciales en exceso y superiores a los niveles razonables, no identificación ni discriminación de pérdidas según los equipos o instalaciones en que se producen (conductores, aisladores, medidores, transformadores de distribución), información que debe ser depurada empleando información relacionada. Entre otros aspectos, generalmente no se conoce la potencia registrada el día de máxima demanda por niveles de tensión, empleándose formulas empíricas para relacionar el consumo de energía, mensual o anual, con la demanda de potencia por niveles de tensión.

Fondo de Compensación Social Eléctrica (Fose)

En el año 2001 se creó el esquema de subsidios al consumo residencial del servicio eléctrico FOSE (Fondo Social de Compensación Eléctrica). El FOSE establece una reducción en la tarifa de electricidad para los hogares con consumos mensuales menores a 100 kWh.

El FOSE consiste en un sistema de subsidios cruzados, basado en el cobro de un sobrecargo en las tarifas de los consumos mensuales mayores de 100 kWh, que luego es repartido en los consumos menores de 100 kWh.

4.2 Resultados

Se han recopilado estadísticas de OSINERGMIN sobre costos de distribución y los principales resultados muestran lo siguiente:

Tabla 31 Valores Agregados de Distribución (S/. /kW-mes)

Periodo	2009 - 2013		2005 - 2009	
	VADMT	VADBT	VADMT	VADBT
ST 1	12.254	45.553	11.05	37.755
ST 2	9.171	38.54	7.777	30.966
ST 3	18.396	56.531	12.804	42.282
ST 4	23.618	61.803	25.834	43.175
ST 5	40.667	92.208	32.683	60.437
ST	19.421	33.88	16.812	20.279

Se observa que los Valores Agregados de Distribución correspondientes a las regulaciones tarifarias de los años 2005 y 2009 se han reducido. Esta reducción sería consecuencia principalmente del cambio en los criterios para la clasificación de los sectores típicos de distribución, lo que ocasiono una redefinición de los sectores típicos, incluyéndose nuevos sectores típicos, así como por el crecimiento del mercado

Así, para la clasificación de los sectores típicos se definió el Costo Anual Referencial (CAR), estableciéndose los sectores típicos de acuerdo a la siguiente clasificación:

Tabla 32 Rango de Costo Anual de Referencial (CAR)

Rango de CAR	Sector de
CAR ≤ 181	2
181 < CAR < 307	3
307 < CAR < 564	4
CAR > 564	5

$$CAR = S_1 + S_2 + S_3 \quad (5)$$

$$S_1 = (VNR_{MT} * k_i^n + O\&M_{MT}) / (MWh(MT + BT)) \quad (6)$$

$$S_2 = [(VNR_{SED} + VNR_{RED BT}) * k_i^n + O\&M_{BT}] / [MWh(BT)] \quad (7)$$

$$S_3 = (ICF_{BT}) / (MWh(BT)) \quad (8)$$

Dónde:

S1 = Costo medio referencial de la red MT

S2 = Costo medio anual referencial de la red BT y las SED

S3 = Incidencia de los cargos fijos determinados por la clientela en BT

VNR_{MT} = VNR adaptado de cada sistema según calculo vigente

VNR_{SED} y VNR_{BT} = VNR adaptados de la SED y la red BT

k_iⁿ = constante igual a 0.124

O&M = Costo de operación y mantenimiento

MWh (MT +BT) = Ventas anuales de energía en MT y BT

MWh (BT) = Ventas anuales de energía en BT

ICF_{BT} = Ingreso anual por cargos fijos en BT (CuBT x Número de clientes)

Cu BT = Cargo fijo unitario en BT

Las concesiones de Lima Metropolitana (Lima Norte y Lima Sur) se clasifican como sistemas eléctricos pertenecientes al sector de distribución típico 1

El cambio en los sectores típicos se muestra en el cuadro siguiente, en el cual se puede observar que el antiguo sector típico 2 se dividió en los nuevos sectores típicos 2 y 3, definiéndose nuevos sectores típicos.

Tabla 33 Sectores Típicos de Distribución

SECTORES TÍPICOS DE DISTRIBUCIÓN			
2005-2009		2009-2013	
ST	Lima	ST	Urbano alta
ST	Urbano Media densidad	ST	Urbano Media
		ST	Urbano Baja
ST	Urbano Baja	ST	Urbano Rural
ST	Urbano Rural	ST	Rural
ST	Rural	SE	Sector Eléctrico
ST	Especial/COELVIS	ST	Especial/COELVISA
		SF	Sistemas

En el caso de las empresas regionales (mayormente de propiedad estatal), que atienden principalmente zonas de los sectores típicos 2, 3 4 y 5) la diferencia de VAD para los diferentes sectores hace que las tarifas finales en sus zonas de influencia sean mayores que los costos en Lima.

Los nuevos criterios para la clasificación de los sectores típicos significan una mejora respecto a los criterios anteriores, al considerar aspectos económicos, de costo de redes y SEDs, así como de mercado, los cuales se adaptan mejor que los criterios meramente físicos (como los anteriores que consideraban longitudes de las redes y consumos unitarios) a las características de servicio en las diferentes zonas del país; sin embargo aún persisten algunas deficiencias al no considerarse las diferencias geográficas entre los diferentes sectores (los costos de servicio son diferentes en localidades de la costa, la montaña o sierra y la selva).

En evidente que la composición regional y social de cada empresa requiere que las determinaciones del VAD se adecuen a las particularidades de cada empresa, ya que no es suficiente considerar un modelo para varias empresas como se viene haciendo a la fecha.

En el siguiente cuadro se muestra los resultados del VAD para los diferentes sectores típicos considerados en la regulación correspondiente al periodo 2009 – 2013. En dichos cuadros se observa que los valores de VAD son sensiblemente mayores para los sectores típicos 3 y 4, respecto a los sectores típicos 1 y 2.

Tabla 34 Valores Agregados de Distribución (S./kW-mes) 2009 - 2013

Sectores Típicos	VADMT	VADBT	VADSED
ST 1	12.254	45.553	10.780
ST 2	9.171	38.54	6.400
ST 3	18.396	56.531	11.069
ST 4	23.618	61.803	9.724
ST 5	40.667	92.208	15.242
ST Especial	19.421	33.880	20.875
ST SER Estado Prepago	18.34	32.425	9.065
ST SER Estado Convencional	19.157	31.078	9.52
ST SER Empresa Prepago	46.508	97.251	17.048
ST SER Empresa Convencional	47.325	81.585	17.504

Fuente: OSINERGMIN

En el siguiente cuadro se muestra el VAD por empresa, resultante de la ponderación de los VAD por sectores típicos aplicados a cada empresa de distribución. Se observa que, si bien la ponderación del VAD de los sectores típicos, permite reducir las diferencias, aún se mantienen diferencias importantes en las tarifas a usuarios regulados finales en algunas empresas regionales, especialmente en aquellas que atienden las áreas de mayor pobreza del país. (Electropuno, Electro Sur Este, Electro Tocache, Electrocentro, Emsemsa, Emseusa y Sersa)

Tabla 35 Valor Agregado de Distribución por Empresa Año 2009 (S/. /kW-mes)

EMPRESA	VADMT	VADBT	VAD TOTAL	GRUPO
Coelvisac	18.97	38.29	57.27	Grupo 2
Edecañete	10.06	41.23	51.29	Grupo 1
Edelnor	12.57	46.50	59.07	Grupo 3
Electro Oriente	12.50	43.14	55.64	Grupo 2
Electro Pangoa	9.16	38.51	47.67	Grupo 1
Electro Puno	20.16	55.59	75.75	Grupo 5
Electro Sur Este	16.49	49.42	65.91	Grupo 4
Electro Sur Medio	12.81	42.40	55.21	Grupo 2
Electro Tocache	23.29	60.96	84.25	Grupo 6
Electro Ucayali	9.43	38.75	48.18	Grupo 1
Electrocentro	17.81	52.80	70.61	Grupo 4
Electronoroeste	11.61	43.27	54.88	Grupo 2
Electronorte	12.66	44.27	56.92	Grupo 2
Electrosur	13.50	43.84	57.33	Grupo 2
Emsemsa	18.38	56.48	74.86	Grupo 5
Emseusa	18.38	56.48	74.86	Grupo 5
Hidrandina	11.82	42.63	54.45	Grupo 2
Luz del Sur	12.23	45.95	58.18	Grupo 2
Seal	11.41	41.73	53.14	Grupo 2
Sersa	18.38	56.48	74.86	Grupo 5

Fuente: Informe de Mega Red Ingenieros para la GART (regulación de noviembre de 2009)

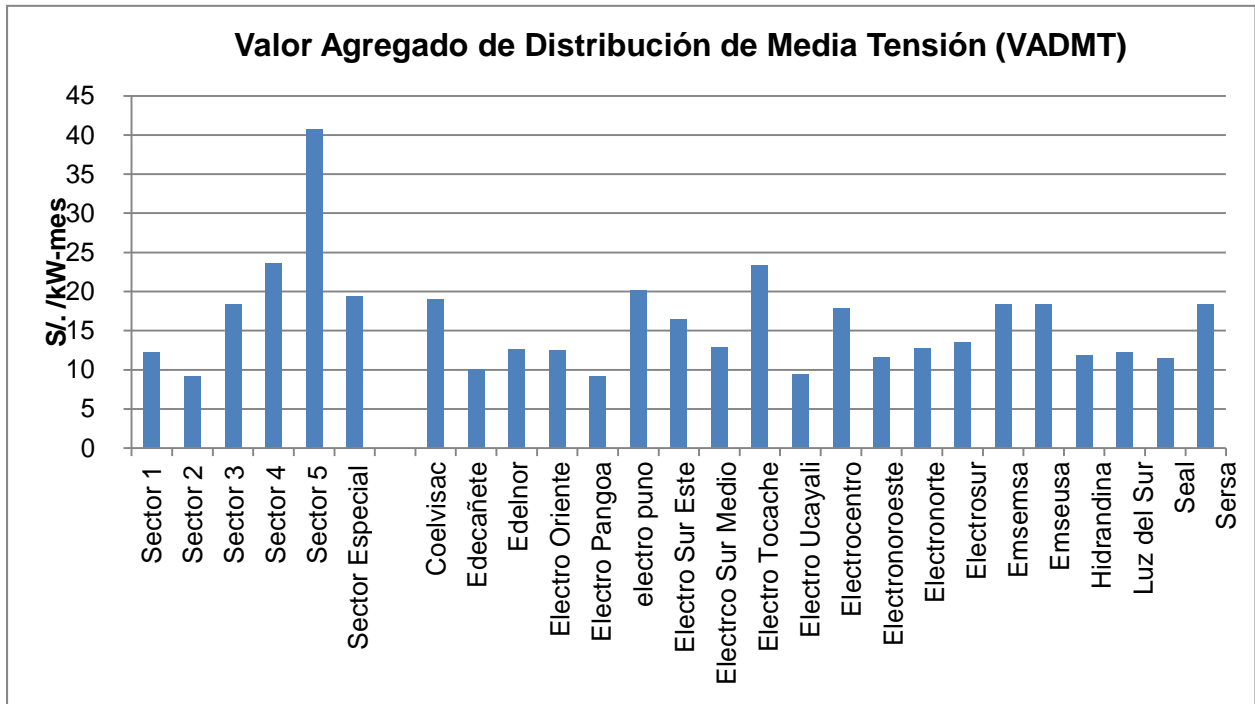


Fig.42 Valor Agregado de Distribución de Media Tensión (VADMT) 2009

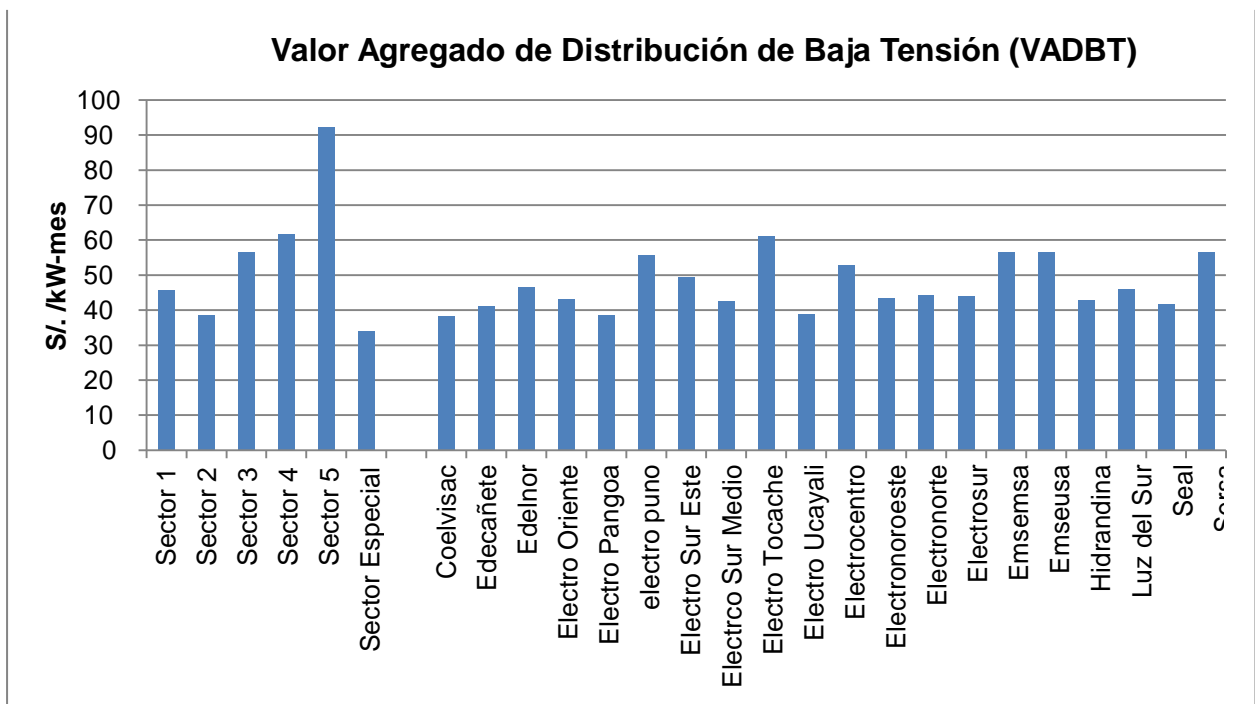
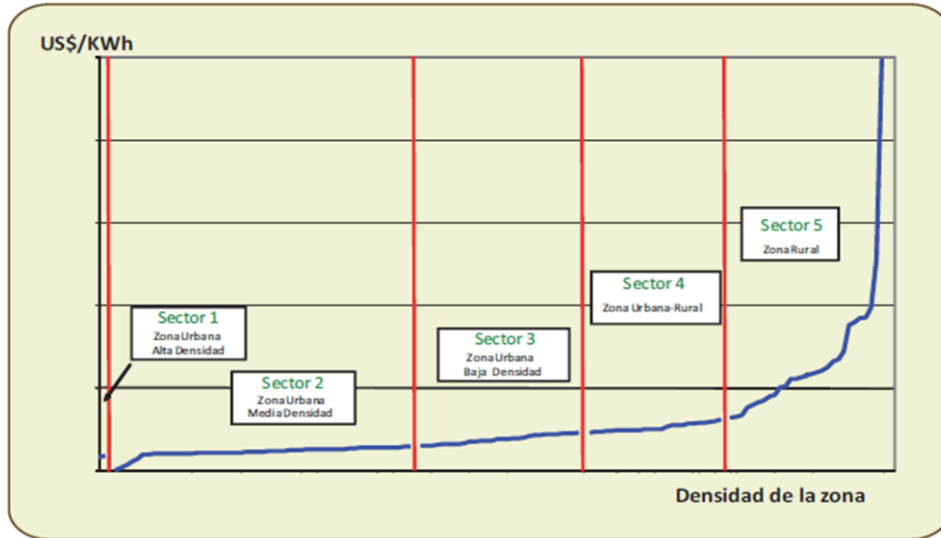


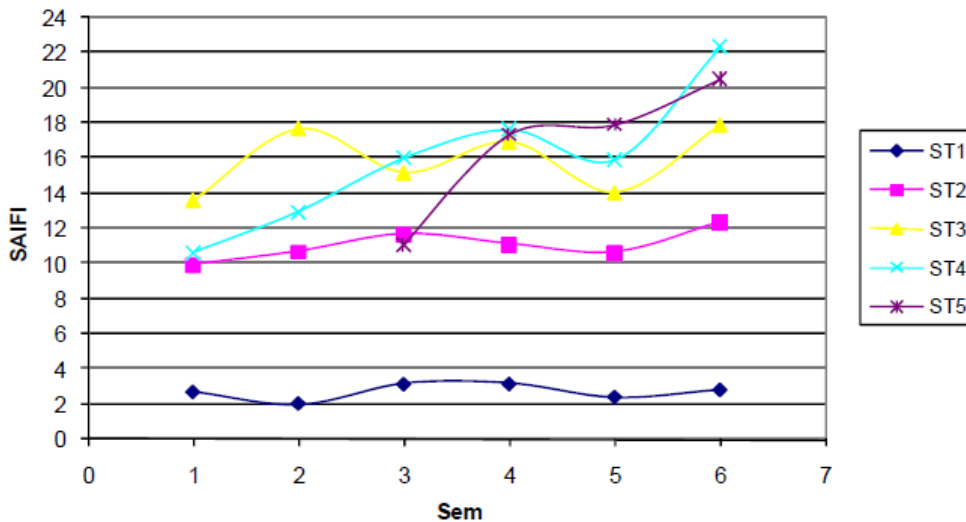
Fig.43 Valor Agregado de Distribución de Baja Tensión (VADMT) 2009



Fuente:
OSINERGMIN

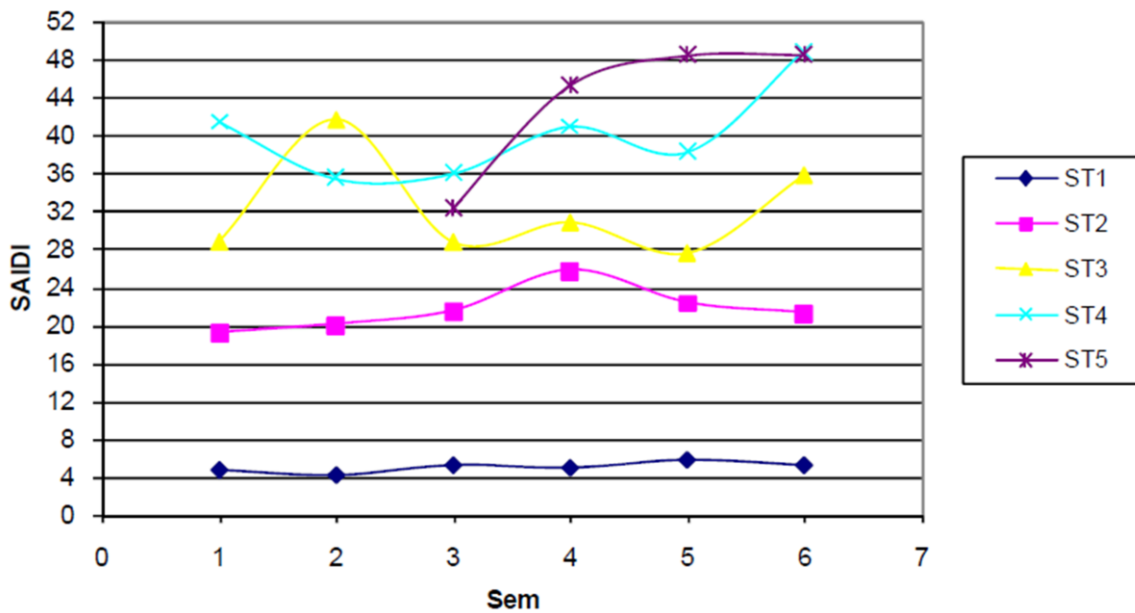
Fig.44 Densidad de la Zona (US\$/kW.h)

La calidad del servicio muestra que los sectores típicos de las empresas regionales presentan indicadores de frecuencia (SAIFI) y duración (SAIDI) de interrupciones bastante altos, lo cual constituye un mal servicio. No es suficiente el proceso de multas, ya que el problema mayor es contar con la capacidad de inversión para mejorar el servicio, y que estas inversiones sean reconocidas.



Fuente: OSINERGMIN

Fig.45 Evolución SAIFI (Int# / Semestre) Entre Los Años 2005 Y 2007



Fuente: OSINERGMIN

Fig.46 Evolución SAIDI (Horas / Semestre) Entre Los Años 2005 Y 2007

Las pérdidas de distribución han disminuido en el tiempo debido a los incentivos establecidos, observándose una tendencia a estabilizarse. Esta situación es clara en Lima pero en las empresas fuera de Lima existe aún margen para mejorar, lo que requiere de inversiones para renovación de redes, compensación reactiva y gestión de pérdidas comerciales.

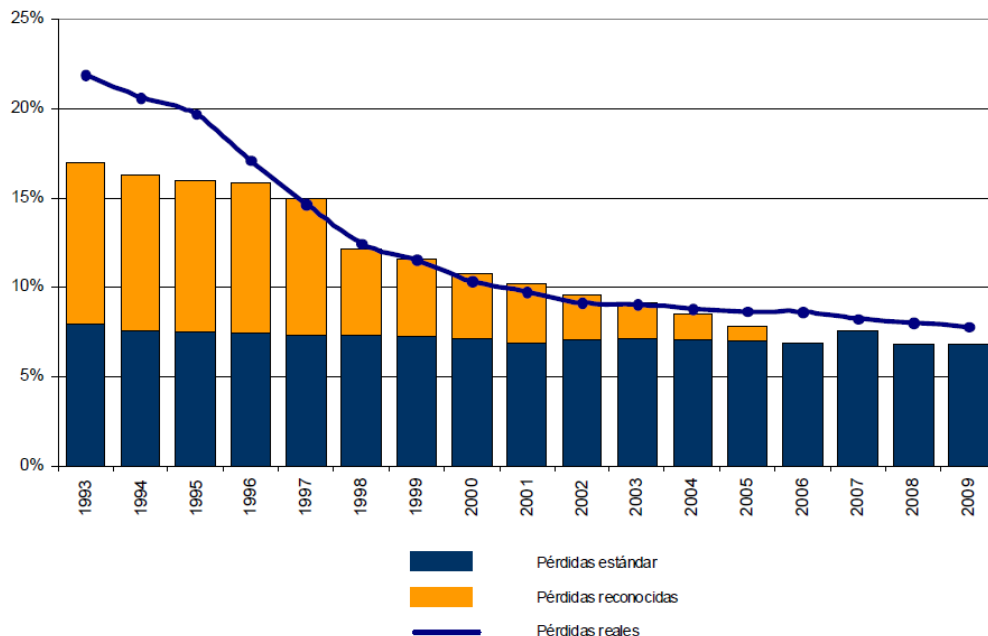


Fig.47 Pérdidas En Distribución Eléctrica

Por otro lado, los subsidios cruzados del FOSE vienen permitiendo que poblaciones de escasos recursos y consumos mínimos se beneficien de precios

asequibles, aunque existe discrepancias sobre la focalización de este subsidio, dado que también se estaría beneficiando a usuarios de oficinas y casas vacacionales.

Tabla 36 FOSE – Ley N° 28307

Usuarios	Sector	Reducción Tarifaria para consumos menores o iguales a 30 kw.h/mes	Reducción Tarifaria para consumos mayores a 30 kw.h/mes hasta 100 kw.h/mes
Sistema Interconectado	Urbano	25% del cargo de energía	7,5 kw.h/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	50% del cargo de energía	15 kw.h/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	Urbano	50% del cargo de energía	15 kw.h/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	62,5% del cargo de energía	18,75 kw.h/mes por cargo de energía

4.3 Análisis Distribuidoras de Lima

A diferencia de la regulación de los costos de generación y transmisión, el marco regulatorio de la distribución ha sufrido cambios menores desde 1993. Dichos cambios, orientados a mejorar la regulación de distribución (como la modificación de los criterios para la determinación de los sectores típicos), han permitido extender y hacer más accesible el servicio a las poblaciones de menores ingresos.

Existen grandes diferencias entre las empresas privadas que tienen las concesiones de alta densidad en Lima y las empresas distribuidoras fuera de Lima que son de propiedad estatal, lo que redundaría en tarifas menores para los usuarios de Lima. Las empresas privadas al tener más del 40% de los clientes de la demanda concentrada en un área pequeña con un fuerte consumo unitario, pueden desarrollar economías de escala y contar con los recursos materiales y humanos para optimizar sus costos. Adicionalmente, debido a sus características económicas y comerciales pueden lograr el financiamiento de la ampliación de sus instalaciones con la banca local, lo cual es más difícil para las empresas regionales, provinciales y locales.

Es importante indicar que las empresas distribuidoras privadas de Lima, forman parte de empresas mayores con actividades de distribución en varios países, y tienen mayor capacidad para negociar con el regulador (regulación de tarifas de distribución cada 4 años VAD, entre otras,) en mejores condiciones

que las empresas regionales, provinciales y locales (la mayoría estatales con limitaciones para negociar y/o reclamar, debiendo muchas veces acatar las disposiciones de los entes reguladores).

El crecimiento de la demanda de los últimos años (con tasas de crecimiento anual superiores al 7%) ha ocasionado la necesidad de nuevas inversiones para las ampliaciones (que no están creciendo al mismo nivel), produciendo una desmejora de la calidad de servicio y una disminución continúa de reserva de capacidad de redes en el sistema.

Distribuidoras Fuera de Lima

Las distribuidoras fuera de Lima, mayormente de propiedad estatal, con el fuerte crecimiento de la demanda de los últimos 10 años se encuentran en una situación difícil para ampliar sus instalaciones. Estas empresas se hallan bajo un régimen de gestión centralizada del gobierno que requiere de muchas instancias de aprobación y con un apoyo limitado para conseguir financiamiento; adicionalmente desde hace más de 10 años se encuentran en proceso de privatización sin que se haya realizado la transferencia al sector privado muchas veces por oposición de las poblaciones locales.

No es posible lograr indicadores positivos si persiste la inacción de los accionistas (principalmente el estado) con respecto a nuevas inversiones; mientras tanto el servicio tiende a desmejorar. Se debe agregar que las limitaciones son tanto de tipo materiales como humanas, hallándose muchas veces bajo influencias políticas que no permiten realizar una gestión eficiente.

El crecimiento de la demanda regional hace necesario que las empresas regionales de distribución mejoren su gobernabilidad y se les permita financiar sus inversiones de largo plazo con préstamos de largo plazo.

Calidad de la Distribución

El alto crecimiento de la demanda de los últimos 10 años y su proyección futura está ocasionando problemas de calidad del servicio al saturarse las redes, limitando el desarrollo de nuevas inversiones empresariales. Los indicadores de duración promedio de las interrupciones y el número promedio de interrupciones (SAIDI y SAIFI) vienen deteriorándose y es necesario realizar nuevas inversiones para mejorar los indicadores.

También se deben introducir incentivos específicos para lograr una mejora de la calidad de la distribución.

Sectores Típicos

El proceso de regulación del VAD ha mostrado las limitaciones de los sectores típicos establecidos por el regulador para representar las instalaciones de cada región en particular. Las diferencias geográficas existentes en los ámbitos de concesión de las empresas regionales exigen mejorar la representación de la realidad geográfica y de mercado de cada empresa distribuidora. Solo bajo una representación adecuada será posible establecer una empresa modelo como unidad de eficiencia.

Una solución a la problemática de los sectores típicos sería optar por un estudio a nivel de empresa para fijar el VAD y no a través de los sectores.

Rentabilidad de las Distribuidoras

La dispersión de las rentabilidades de las empresas, donde se encuentran empresas con alta rentabilidades y otras con muy bajas debido a una aplicación general de la regulación del VAD, debe obligar a sincerar estas realidades. Una propuesta sería comprobar las rentabilidades de cada empresa por separado para ajustarla a lo garantizado por el marco regulatorio.

Pérdidas de Distribución

En este rubro se han logrado grandes avances al disminuirse continuamente las pérdidas físicas y comerciales desde 22% a 8%. Los incentivos establecidos por el regulador han permitido realizar las inversiones necesarias para mejorar. Aunque se considera que todavía existe margen de mejora, sobre todo en las empresas regionales, lo cual solo será posible logra con una mayor inversión.

5 INFLUENCIA USUARIO FINAL

5.1 Influencia de los Costos en la Tarifa a Usuario Final

La opción tarifaria más difundida entre los clientes residenciales es la BT5B, la misma que contempla una sola medición por concepto de energía consumida, sin distinguir el consumo en horas de punta (entre las 18:00 horas y las 23:00 horas) del consumo fuera de punta (en otras horas del día), y sin considerar la demanda de potencia (el pago por potencia está incluido en la tarifa de energía, para lo cual se considera el factor de carga promedio de los consumidores en esta opción tarifaria).

En los cuadros y gráfico siguientes se puede observar la estructura de los costos incluidos en la tarifa final para los clientes en la opción tarifaria BT5B, en diferentes zonas del país. Se observa que en general, la proporción de los

costos de transmisión es similar en todos los casos (entre 15% y 16%), mientras que la participación de los costos de distribución (VAD) varía entre 34% y 49%, siendo mayor en las áreas con centros de consumo dispersos (caso de Junín, Combapata, SER Azángaro) y/o con clientes dispersos en media tensión (caso de Villacurí, en que el mayor consumo está constituido por pequeñas empresas agro industriales).

Fig.48 Opción Tarifaria BT5B - 04 / Mar /2012 Estructura del Cargo por Energía (ctm. S/. /kW.h)

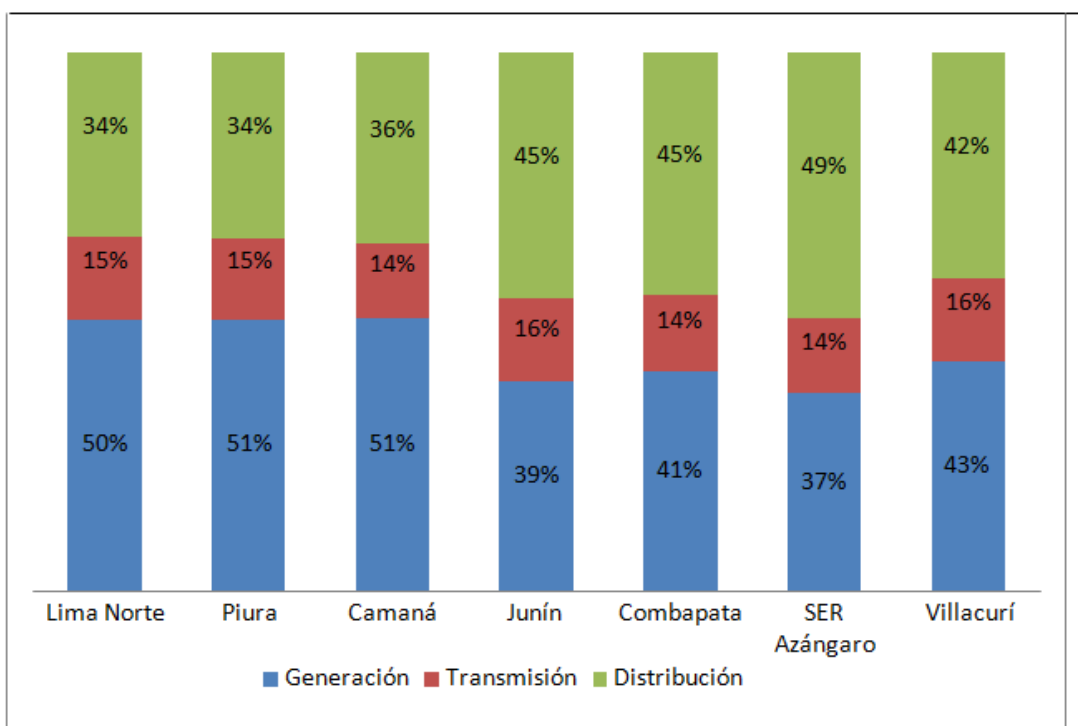


Tabla 37 Opción Tarifaria BT5B - 04 / Mar /2012 Estructura del Cargo por Energía (ctm. S/. /kW.h)

Sistema Eléctrico	Sector Típico	Generación	Transmisión	Distribución	Total
Lima Norte	1	17.58	5.33	11.96	34.87
Piura	2	20.68	6.13	14.11	40.91
Camaná	3	20.61	5.64	14.47	40.72
Junín	4	19.59	7.92	22.94	50.45
Combapata	5	22.69	8.00	24.96	55.65
Ser Azángaro	SER	24.71	9.39	32.95	67.04
Villacurí	Especial	19.27	7.04	18.90	45.21

Sistema Eléctrico	Sector Típico	Generación	Transmisión	Distribución	Total
Lima Norte	1	50%	15%	34%	100%
Piura	2	51%	15%	34%	100%
Camaná	3	51%	14%	36%	100%
Junín	4	39%	16%	45%	100%
Combapata	5	41%	14%	45%	100%
SER Azángaro	SER	37%	14%	49%	100%
Villacurí	Especial	43%	16%	42%	100%

Fuente: OSINERGMIN

En el cuadro siguiente se puede apreciar el diferente nivel de las tarifas para los clientes en la opción tarifaria BT5B, en diferentes zonas del país, observándose que las tarifas más altas corresponden a las áreas con centros de consumo dispersos en que los sectores típicos son mayormente ST3, ST4, ST5 y SER (Junín, Combapata, SER Azángaro).

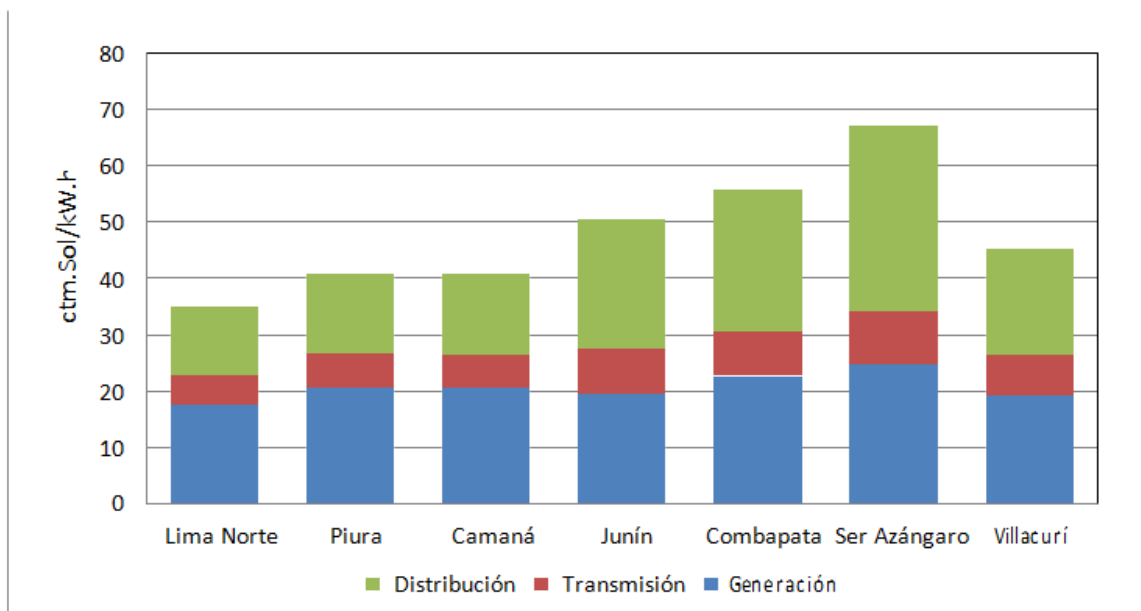
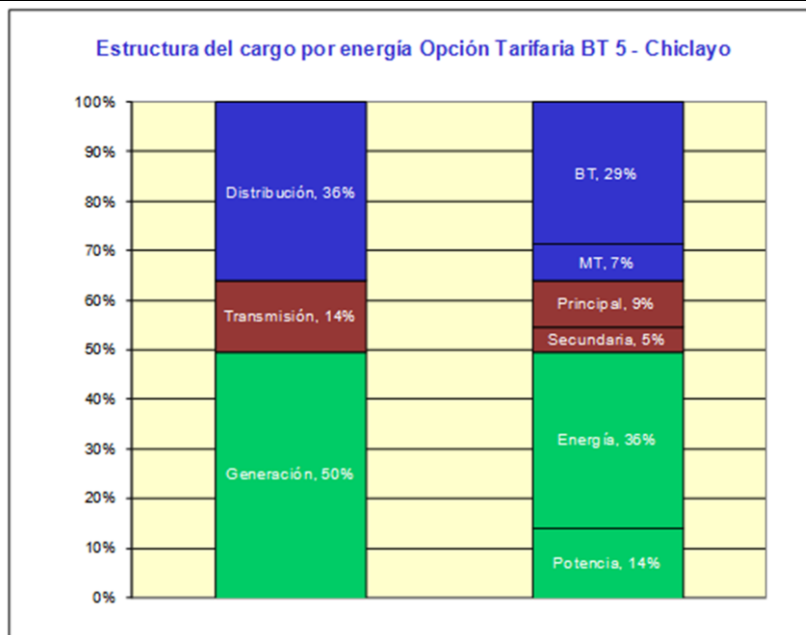


Fig.49 Opción Tarifaria BT5B - 04 / Mar /2012 Estructura Del Cargo Por Energía (ctm. S/./kW.h)

Chiclayo: Evolución de las Tarifas

En el siguiente gráfico se muestra la estructura de la tarifa BT5B para la ciudad de Chiclayo, al norte del país, que es representativa de las concesiones de distribución en provincias. Se observa que los costos de generación representan el 50% de la tarifa final, correspondiendo el 35% a energía y el 14 % a la potencia. Respecto al costo de la transmisión, esta representa un 14% de la tarifa final, correspondiendo 9% al cargo por transmisión principal y garantizada, y 5% a los cargos por transmisión local y/o regional (transmisión secundaria y complementaria). Respecto a la distribución, su participación es de 50% correspondiendo 7 % a los costos de media tensión y 29% a los costos de distribución en baja tensión.



Fuente: OSINERGMIN

Corresponde al pliego vigente desde el 04/11/2010. Chiclayo

Fig.50 Estructura BT5B - Chiclayo

En el siguiente gráfico se observa la evolución de la tarifa residencial para los usuarios del servicio eléctrico en Lima, observándose que luego de mantenerse estable (salvo variaciones coyunturales el 2001, 2005 y 2008), a partir del 2007 se inicia una tendencia a incrementarse, lo que sería consecuencia de las diferentes dificultades que se vienen presentando en el sistema eléctrico (incremento del costo de los combustibles líquidos, saturación de las instalaciones de transmisión, riesgo de interrupción de suministro de gas natural, entre otros).



Fig.51 Evolución del Precio Medio Residencial - Lima

En el siguiente gráfico se observa la evolución de la tarifa residencial para

los usuarios del servicio eléctrico en Chiclayo, observándose que luego de una reducción significativa de tarifas residenciales el año 2007, (como consecuencia del ingreso de nuevas instalaciones de generación, entre ellas de plantas a gas natural en Aguaytia - al centro del país – y Piura – Central Termica a gas natural de Talara), las tarifas se han mantenido casi estables, (salvo variaciones coyunturales el 2005 y el 2008).

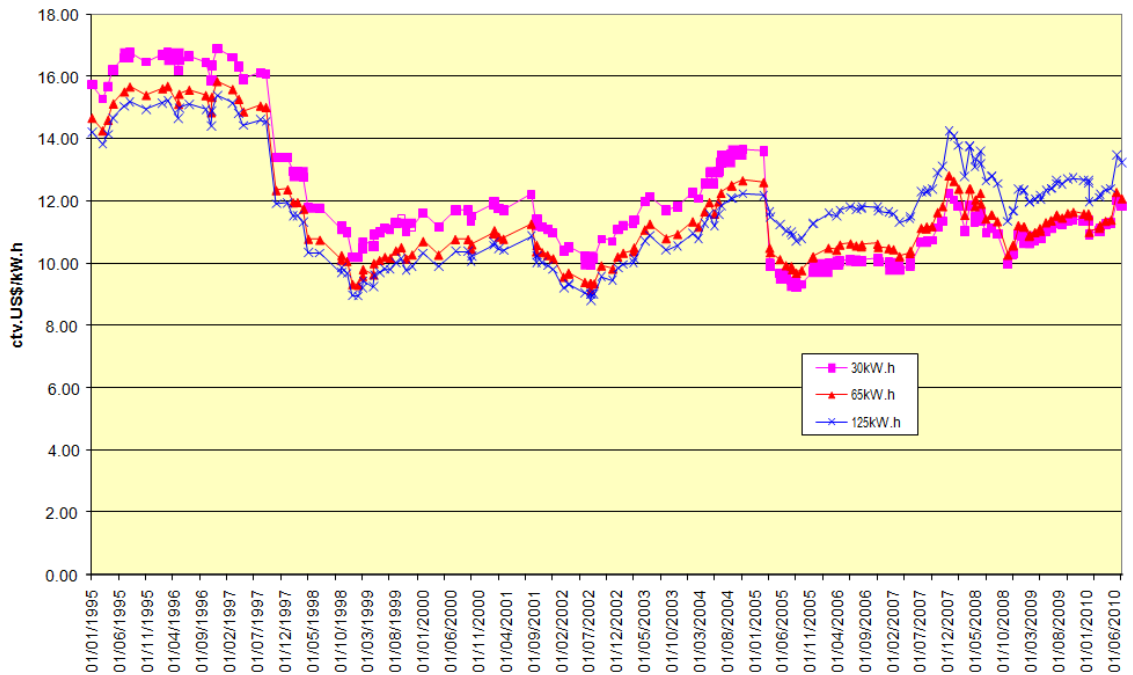


Fig.52 Evolución de la Tarifa Residencial en Chiclayo (ctv. \$ /kW.h)

En el siguiente gráfico se puede apreciar las variaciones en la tarifa residencial BT5B para diferentes niveles de consumo, entre el periodo 1997-2000, 2001-2005 y 2006-2010 (correspondiente a las últimas regulaciones tarifarias). Se observa que las tarifas para el segmento de menor consumo (hasta 30 kWh al mes) se han reducido en 7.5% y 21.3% (salvo en la última regulación en que las tarifas se incrementaron en 4.6%). Lo mismo ocurrió en las tarifas para los clientes con consumo mensual entre 31 kWh y 66 kWh), mientras que las tarifas para los clientes con consumo entre 67 kWh y 126 kWh se incrementaron sucesivamente en 7.7%, 17.5% para luego reducirse en 4.4 (esto se habría producido por que a estos usuarios se les carga los diferentes subsidios cruzados, como el FOSE, el mecanismo de compensación para generación aislada y la contribución para electrificación rural, entre otros). En el mismo gráfico se observa las variaciones en los precios de los combustibles empleados para generación eléctrica (diesel2 y residual 6), así como en el índice de inflación

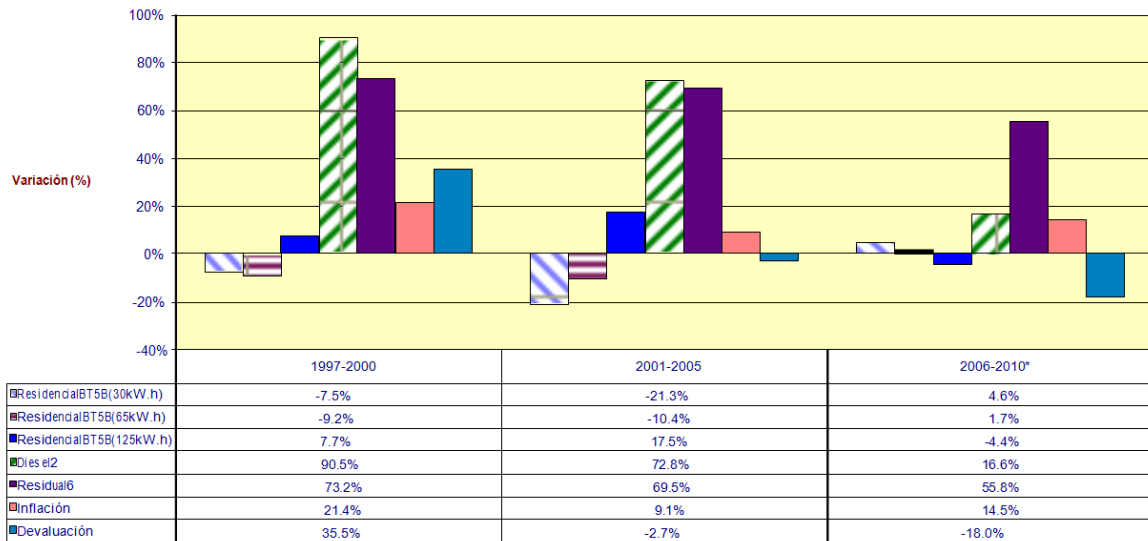
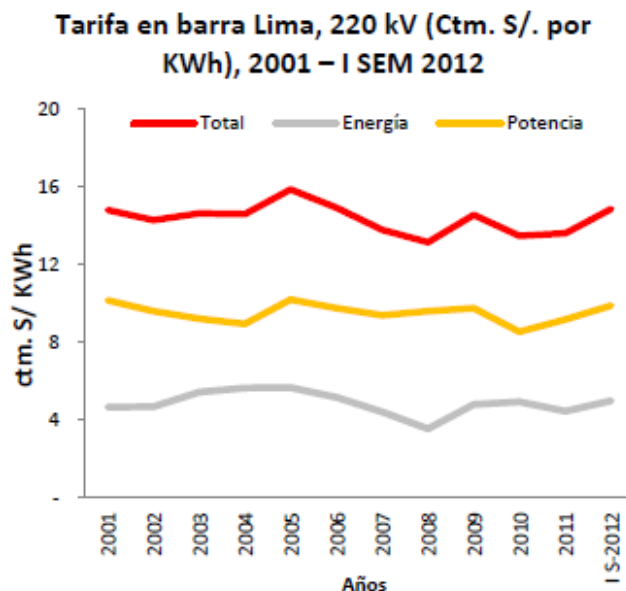


Fig.53 Chiclayo: Evolución de las Tarifas

Tendencia de la Generación

En el siguiente gráfico se observa la composición de la tarifa en barra de Lima entre el 2001 y el 2012. Se observa que la tarifa en barra se ha mantenido dentro de un rango estrecho de variación en el periodo, con algunos saltos como el del periodo 2004 – 2006, en que se presentaron simultáneamente situaciones de escasez de lluvias, congestiones en la red de transmisión, elevación del precio de los combustibles líquidos, interrupciones del suministro de gas natural y dinamización del crecimiento de la demanda eléctrica.



Fuente: GART-OSINERGMIN

Fig.54 Tendencia de la Generación

PERÚ: MODELO DEL MERCADO, REGULACIÓN ECONÓMICA Y TARIFA DEL SECTOR ELÉCTRICO

INFORME N° 03 • Diagnostico Social de Acceso a la Electricidad • Subsidio a los Proyectos de Electrificación DGER • Subsidio a la tarifa FOSE y Compensación • Focalización e impacto económico, político y social • Conclusiones

SERING SAC, Lima 02 de Julio de 2013

OLADE

ÍNDICE

1	DIAGNOSTICO SOCIAL DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD	16
1.1	Datos Socio-Económicos del País	16
1.2	Situación del Servicio Eléctrico Rural en el País.....	18
1.3	El Acceso Universal a la Energía	19
2	ACCESO AL SERVICIO ELÉCTRICO - SUBSIDIOS AL CONSUMO ELÉCTRICO	20
2.1	Marco Normativo para la Electrificación Rural	14
2.2	Mecanismo de Compensación por Generación Aislada	20
2.3	Fondo de Compensación Social Eléctrica (Fose)	20
3	ANÁLISIS DEL SUBSIDIO	17
3.1	Evaluación de los Clientes Beneficiados.....	18
4	ANÁLISIS DEL FOSE	22

MÉTODOS DE TARIFA SOCIAL Y SUBSIDIOS

1 DIAGNOSTICO SOCIAL DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD

1.1 Datos Socio-Económicos del País

La población estimada para el Perú en el año 2012 se estima en 30 135 875 habitantes, con una tasa de crecimiento poblacional con tendencia a disminuir estimada en 1,13% para los años recientes.

Tabla 38 Población de Perú al 30/06/2009 u Proyecciones al 2012 (Millones de Habitantes)

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Población	25,983	26,366	26,739	27,103	27,460	27,810	28,151	28,481	28,807	29,132	29,461	29,797	30,136
Tasa de Crecimiento Medio (%)	1,54	1,47	1,41	1,36	1,32	1,28	1,23	1,17	1,14	1,13	1,13	1,14	1,13

Fuente: INEI Perú: Estimaciones y Proyecciones de Población Total, por Años Calendario y Edades Simples, 1950 – 2050 Boletín Especial N° 17 Setiembre 2009

La economía del país ha venido evolucionando positivamente con una tasa de crecimiento del PBI en los últimos 10 años del 6,75 % en promedio y un PBI per capita que se ha incrementado casi en 50%.

Tabla 39 Producto Bruto Interno 2003-2011 (Millones de Nuevos Soles de 1994)

Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PBI	132,545	139,141	148,640	160,145	174,407	191,505	193,155	210,143	224,669
Variación Porcentual Real		5%	6,8%	7,7%	8,9%	9,8%	0,9%	8,8%	6,9%*

Fuente: INEI y BCRP <http://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/cuadros-anuales-historicos.html>

Tabla 40 PBI per Cápita 2000-2009 (Valores a Precios Constantes Nuevos Soles de 1994)

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
PBI per Cápita	4,659	4,601	4,765	4,890	5,067	5,345	5,689	6,123	6,644	6,630

Fuente: INEI - Dirección Nacional de Cuentas Nacionales

La evolución de los principales indicadores para el periodo 1980-2010 confirma el gran crecimiento de la economía de los últimos 10 años.

Tabla 41 Evolución de los Indicadores Socioeconómico Del Perú 1980 - 2010

Periodo		1980-89	1990-99	2000-2005	2006-2010
PBI Real	var. %promedio año	0%	3%	4%	7%
Precios al Consumidor	var. %promedio año	194%	112%	2%	3%
PIB per cápita	US\$/habitante	1,387	1,946	2,375	4,209
Desempleo	promedio periodo	7%	8%	9%	8%
Ind. Desarrollo Humano¹	promedio periodo	0,687	0,737	0,759	0,805

¹ El Índice de Desarrollo Humano (IDH), permite mide los logros de un país en términos de esperanza de vida, nivel educativo e ingresos reales. El IDH abarca una variedad de aspectos sociales, económicos y políticos que tienen impacto en la calidad de la vida humana y es calculado por Naciones Unidas.

Fuente: FMI, Banco Mundial, MEF, BCRP, INEI – NUMES 2012

A pesar del avance de la economía peruana en la última década, el país muestra un porcentaje significativo de pobreza que ha sido estimada en 27,8% el 2011. La diferencia de la pobreza entre las urbana y rural se estimó en 38,1% para el año 2011. Por regiones naturales la sierra presenta el mayor porcentaje de pobreza con 41,5% en el año 2011; y, en el ámbito de dominios geográficos la sierra rural presenta la mayor incidencia de pobreza con 62,3% en el año 2011.

Tabla 42 Evolución de la Incidencia de la Pobreza Total Según Ámbitos Geográficos 2007 – 2011 (Porcentaje Respecto del Total de Población)

Ámbito Geográfico	Año					Variación (%)	
	2007	2008	2009	2010	2011	2011 – 2010	2011 – 2007
Total	42,4	37,3	33,5	30,8	27,8	-3,0	-14,6
Área de residencia							
Urbana	30,1	25,4	21,3	20,0	18,0	-2,0	-12,1
Rural	74,0	68,8	66,	61,0	56,1	-4,9	-17,9
Región Natural							
Costa	29,3	25,3	20,7	19,8	17,8	-2,0	-11,5
Sierra	58,1	53,0	48,9	45,2	41,5	-3,7	-16,6
Selva	55,8	46,4	47,1	39,8	35,2	-4,6	-20,6
Dominios geográficos							
Costa urbana	31,7	27,4	23,7	23,0	18,2	-4,8	-13,5
Costa rural	53,8	46,6	46,5	38,3	37,1	-1,2	-16,7
Sierra urbana	31,8	26,	23,2	21,0	18,7	-2,3	-13,1
Sierra rural	79,2	74,9	71,0	66,7	62,3	-4,4	-16,9
Selva urbana	44,0	32,7	32,7	27,2	26,0	-1,2	-18,0
Selva rural	69,2	62,5	64,4	55,5	47,0	-8,5	-22,2
Lima Metropolitana	25,1	21,7	16,1	15,8	15,6	-0,2	-9,5

Fuente: INEI – Encuesta Nacional de Hogares (ENAH0); 2007-2011

En el siguiente cuadro se presenta la tendencia y las metas de reducción de la pobreza y pobreza extrema para el año 2021.

Tabla 43 Tendencia y Metas de Población en Situación de Pobreza y Pobreza Extrema

Indicador	Formula del indicador	Fuente de información	Línea de base	Tendencia al 2021	Meta 2021
Porcentaje de población en situación de pobreza	Número de personas pobres / Población total * 100	INEI	34,80%	25%	10%
Porcentaje de población en situación de pobreza extrema	Número de personas en pobreza extrema / Población total * 100	INEI	12,60%	5%	5%

Fuente: Plan Bicentenario: El Perú hacia el 2021

En relación al consumo de energéticos para alumbrado, el 2011 el 27% de la población en situación de pobreza no contaba con energía eléctrica.

Tabla 44 Tipo de Alumbrado que Utilizan los Hogares según Condición de Pobreza, 2007-2011 (% Respecto del Tipo de Alumbrado y Condición de Pobreza)

Condición de Pobreza	Año				
	2007	2008	2009	2010	2011
Pobre					
Energía Eléctrica por red pública	63,9	65,9	66,3	69,9	73,2
Kerosene (mechero, lamparín)	23,1	19,3	16,4	10,5	3,4
Petróleo/gas (lámpara)	1,6	2,0	2,3	3,3	4,4
Vela	22,5	22,0	22,1	19,3	18,5
Generador	0,1	0,2	0,1	0,2	0,4
Otro	1,1	1,3	1,8	2,7	2,8
No utiliza	0,3	0,8	1,0	1,4	1,7
No Pobre					
Energía Eléctrica por red pública	92,2	93,2	94,4	94,4	94,7
Kerosene (mechero lamparín)	3,9	3,0	2,2	1,6	0,7
Petróleo/gas (lámpara)	0,4	0,5	0,4	0,7	0,9
Vela	6,2	5,6	4,6	4,1	3,8
Generador	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Otro	0,5	0,5	0,5	0,6	0,7
No utiliza	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3

Fuente: INEI - Encuesta Nacional de Hogares ENAHO, 2007 – 2011

El acceso a los servicios básicos por parte de los sectores más pobres de la población se ha incrementado; sin embargo, quedan aún amplios sectores que no gozan de estos servicios, especialmente en el sector rural.

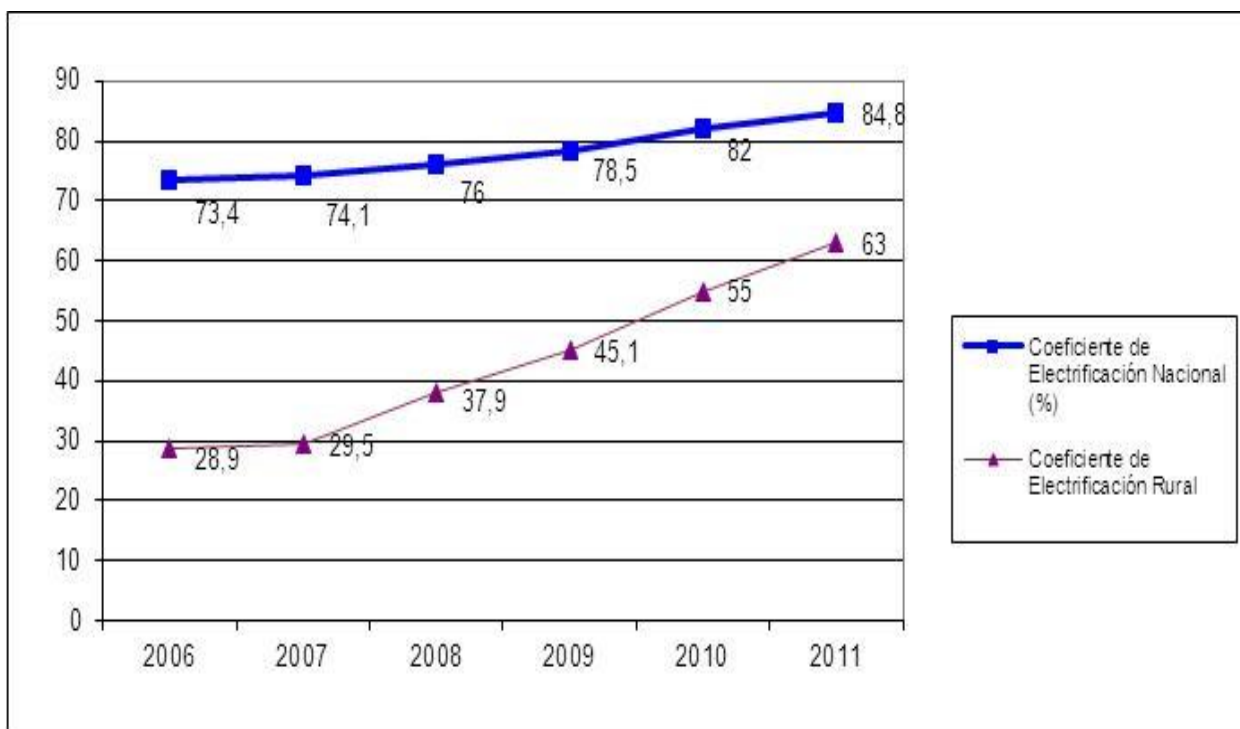
Tabla 45 Reducción de las Carencias de la Población en el Acceso a Servicios Básicos 1993 – 2007

Servicios	TOTAL			URBANA			RURAL		
	1993	2007	Reducc.	1993	2007	Reducc.	1993	2007	Reducc.
Sin agua	40%	23%	17%	18%	13%	5%	93%	56%	37%
Sin desag/letr.	36%	17%	19%	20%	9%	11%	75%	43%	32%
Sin electricidad	42%	24%	18%	20%	9%	11%	92%	70%	22%

Fuentes: Censos de Poblacion y Vivienda de 1993 y 2007

1.2 Situación del Servicio Eléctrico Rural en el País

El coeficiente de electrificación a nivel nacional ascendió a 84,8% el 2011, mientras que en el sector rural fue de 63. El gobierno viene realizando inversiones en electrificación rural desde la década del 60; sin embargo, todavía existen sectores del país que no cuentan con servicio eléctrico.



Fuente: Dirección General de Electrificación Rural Abril 2012

Fig.55 Evolución del Coeficiente de Electrificación

Tabla 46 Evolución del Coeficiente de Electrificación Rural (%) (2001 - 2011)

Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Coeficiente de Electrificación Rural (%)	23,2	24,4	24,7	25,6	25,9	28,2	28,9	29,5	38,0	45,0	63,0

Para posibilitar el acceso al servicio eléctrico de las poblaciones más pobres del país se han desarrollado diversos programas de electrificación y de subsidios al consumo. En el siguiente cuadro se muestra los avances en electrificación rural en el periodo 2006 – 2012, en que se ejecutaron 1510 obras de electrificación, beneficiando a un total de 3 495 511 pobladores, con una inversión de 2 504,131 millones de soles.

Tabla 47 Avances de la Electrificación Rural (2006- 2012)

N°	Departamento	Total Concluidas AGO 2006 - MAR 2012			
		N° de Obras	Inversión Total (S/.)	Localidad	Población Beneficiada (Habitantes)
1	Amazonas	53	77 581 342	370	90 921
2	Ancash	72	179 455 174	783	16 729
3	Apurímac	33	36 957 607	298	53 017
4	Arequipa	255	38 296 590	323	208 112
5	Ayacucho	37	138 938 145	892	189 566
6	Cajamarca	68	380 806 497	1 783	419 517
7	Cusco	67	137 680 094	1 029	142 557
8	Huancavelica	68	59 134 739	650	75 802
9	Huánuco	49	146 863 113	950	211 938
10	Ica	4	14 093 732	80	7 709
11	Junín	35	117 170 747	768	204 240
12	La Libertad	76	165 849 970	1 011	260 386
13	Lambayeque	142	152 288 162	631	215 028
14	Lima	17	17 454 483	73	26 094
15	Loreto	39	95 906 105	275	172 729
16	Madre de Dios	6	69 359 579	40	22 288
17	Moquegua	38	3 711 963	53	10 726
18	Pasco	9	26 554 383	199	34 576
19	Piura	81	219 560 274	1 324	364 030
20	Puno	90	257 011 396	1 671	329 406
21	San Martín	51	107 764 841	546	170 525
22	Tacna	196	21 624 964	272	48 121
23	Tumbes	10	9 286 165	46	9 394
24	Ucayali	14	30 780 915	155	60 100
	TOTAL	1 510	2 504 130 981	14 222	3 495 511

Fuente: Dirección General de Electrificación Rural Abril 2012

La inversión realizada sin embargo no ha propiciado el desarrollo económico de las poblaciones rurales, observándose en las poblaciones que cuentan con instalaciones eléctricas un servicio parcial, restringido, paralizado o interrumpido, bajos niveles de consumo, consumo eléctrico principalmente para usos de iluminación con muy poca utilización para actividades productivas, entre otros.

Las empresas a cargo de la operación de las instalaciones rurales a menudo indican que la operación de los sistemas eléctricos rurales no es económica debido al reducido número de conexiones y bajo nivel de consumo de los usuarios de estas redes, así como al alto costo de operación, mantenimiento y comercialización en dichas áreas, solicitando continuamente al OSINERGMIN el reconocimiento de mayores costos y el consiguiente incremento de tarifas.

La mayoría de las redes de electrificación rural se caracterizan por extensas redes de distribución de media y baja tensión con usuarios dispersos, suministro eléctrico generalmente en base a generación térmica con pequeños grupos electrógenos ineficientes y con altos costos de operación.

Actualmente se desarrolla un Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) con los siguientes objetivos:

1. La ampliación de la frontera eléctrica mediante la ejecución de obras de los sistemas eléctricos rurales, que utilicen tecnologías adecuadas que optimicen sus costos, a fin de lograr el mayor acceso de la población de las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país, al servicio eléctrico.
2. Proponer la ejecución de sistemas eléctricos rurales de operación sostenible.
3. Impulsar mediante la electrificación rural, el desarrollo socioeconómico sostenible de las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país, a fin de mejorar la calidad de vida de la población rural, fomentando la promoción de usos productivos de la energía.
4. Fomentar el aprovechamiento de fuentes de energía renovable en sistemas de generación distribuida integrados en las redes de distribución eléctrica.
5. Efectuar coordinaciones de financiamiento con entidades públicas y privadas con el fin de lograr recursos económicos y eventualmente créditos favorables para el financiamiento de la ejecución de proyectos.
6. Mejorar la formulación de los proyectos por parte de los gobiernos regionales y locales.
7. Optimizar la gestión administrativa y consolidar el fortalecimiento institucional, mediante una adecuada dotación de recursos.

Las metas del PNER son las siguientes:

- Lograr que en los próximos 10 años cerca de 7 millones de habitantes cuenten con acceso a los servicios públicos de electricidad.
- Impulsar el desarrollo rural de las zonas más alejadas, con mayor predominación de proyectos a base de infraestructura que utiliza energías renovables.

- Ubicar al país en ámbito latinoamericano en el primer tercio de países con el más alto índice de cobertura eléctrica.

En el siguiente cuadro se muestra la estimación del coeficiente de electrificación rural prevista para los próximos años.

Tabla 48 Proyección del Coeficiente de Electrificación Rural (%) (2011 - 2021)

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Coeficiente de Electrificación Rural (%)	63,0	69,0	74,0	79,0	82,0	85,0	87,0	89,0	91,0	93,0	95,0

Fuente: Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) 2012 – 2021 DGER

La inversión prevista para el PNER, en el periodo 2012-2021, asciende a 5 872,7 millones de soles, estimándose beneficiar a un total de 6 565 820 pobladores rurales.

Tabla 49 Inversiones y Metas

N°	PROYECTO	PERIODO 2012-2021
I.	INVERSIONES	Millones de Nuevos Soles
1	LINEAS DE TRANSMISIÓN	93,2
2	SISTEMAS ELÉCTRICOS RURALES	3 310,4
3	CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	132,4
4	MODULOS FOTOVOLTAICOS	1 178,7
5	CENTRALES EOLICAS	91,3
6	OBRAS EMPRESAS ELECTRICAS	819,9
7	OBRAS GOBIERNOS REGIONALES Y LOCALES	246,7
	TOTAL INVERSIONES	5 872,7
II.	METAS	
	POBLACIÓN BENEFICIADA (Habitantes)	6 565 820

Fuente: Dirección General de Electrificación Rural Abril 2012

Tabla 50 Inversiones Anualizadas del PNER

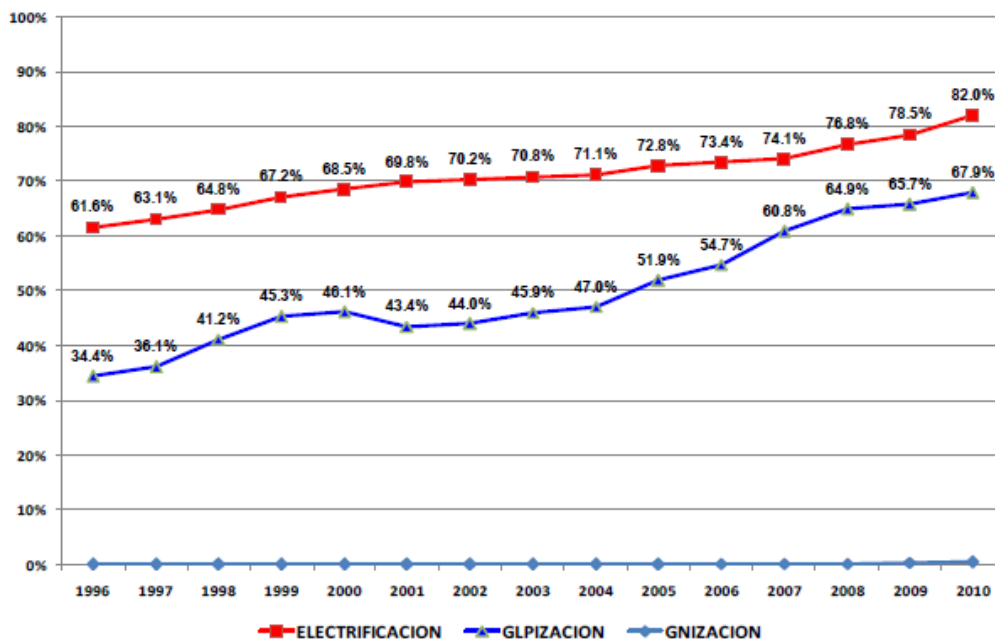
N°	DESCRIPCIÓN	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL
I.- INVERSIONES (miles de S/.)												Miles S/.
1	Obras Gob. Nac : Líneas de Transmisión	9 386		27 130	21 420	2 310	16 800	16 170				93 216
2	Obras Gob. Nac : Sistemas Eléctricos Rurales	284 899	714 756	521 501	267 326	336 574	299 193	278 916	266 712	246 729	93 840	3 310 447
3	Obras Gob. Nac : Centrales Hidroeléctricas				3 414		65 979	63 000				132 393
4	Obras Gob. Nac : Módulos Fotovoltaicos	24 524		265 079	128 720	68 575	33 171	59 671	124 350	166 287	308 367	1 178 744
5	Obras Gob. Nac : Centrales Eólicas				280	15 372	15 120	15 120	15 120	15 120	15 120	91 252
6	Obras Gob. Nac y Empresas Eléctricas	63 959	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	84 000	819 959
7	Obras Gobiernos Regionales y Locales	199 853	46 859									246 703
INVERSIONES ANUALES (miles de S/.)		582 620	845 606	897 711	505 160	506 831	514 264	516 877	490 181	512 136	501 327	5 872 714
INVERSIONES ACUMULADAS (miles de S/.)		582 620	1 428 226	2 325 937	2 831 097	3 337 928	3 852 192	4 369 069	4 859 251	5 371 187	5 872 714	
II.- Metas Físicas												
1	Población Total (Habitantes)	814 493	912 738	932 330	521 767	556 004	523 472	559 390	569 805	610 064	565 757	6 565 820
2	C.E Nacional	88.20%	90.30%	92.40%	93.10%	94.00%	94.80%	95.70%	96.60%	97.60%	98.40%	
3	C.E Rural	69.00%	74.00%	79.00%	82.00%	85.00%	87.00%	89.00%	91.00%	93.00%	95.00%	

Fuente: Dirección General de Electrificación Rural Abril 2012

1.3 El Acceso Universal a la Energía

A pesar que la electricidad tiene en el país cerca de 150 años, su grado de penetración es sólo del 85%, siendo menor en los sectores rurales del país (63%), mientras que en los últimos 15 años el GLP ha ascendido en los mismos términos comparativos del 37% al 64%, sin que haya habido programas de ampliación de frontera de GLP, como si ha existido para la electricidad (a partir del año 2012 el gobierno ha establecido un programa de subsidios al consumo de GLP denominado Fondo de Inclusión Social Energético – FISE); el consumo de GLP habría crecido debido a su accesibilidad y disponibilidad de dicho energético.

En el siguiente gráfico se muestra la penetración del gas natural, la cual es tan baja que no se distingue en el gráfico, debido a que tiene el costo de acceso más alto. Las velocidades de crecimiento indican que el GLP va a ritmo alto y sostenido soportado por su alta accesibilidad, mientras que en el caso eléctrico los costos de ampliar la frontera sólo pueden aumentar, pues cada vez será más caro hacer accesible la red de electricidad a los ciudadanos rurales, con la tecnología actual de redes que se viene desarrollando.



Fuente: Acceso Universal a la Energía en el Perú - Reto y Realidad Julio Salvador Jácome

Fig.56 Coeficiente de Electrificación, Glpización y Gnización

La electrificación rural en el Perú presenta características especiales como son: la lejanía y poca accesibilidad de las localidades, consumo unitario reducido, poblaciones y viviendas dispersas y bajo poder adquisitivo de los habitantes, entre otras características. Asimismo, no existe suficiente infraestructura vial, encontrándose las localidades rurales generalmente aisladas. Tampoco cuentan con infraestructura social básica en salud, educación, saneamiento, vivienda, obras agrícolas, etc.

Esta situación determina una baja rentabilidad económica para los proyectos de electrificación rural, lo que motiva que no sean atractivos a la inversión privada y requieran de la participación activa del estado.

Los proyectos de electrificación rural en cambio tienen una alta rentabilidad social, ya que integra a los pueblos a la modernidad, educación, comunicación con el mundo, mejoras en salud, amplía el horizonte de vida, facilita las labores domésticas a las amas de casa, y además sirve para promocionar proyectos de uso productivo, como bombeo de agua potable y regadío, panaderías, pequeñas soldadoras, aserraderos, entre otras pequeñas actividades industriales

A fin de posibilitar llevar la energía eléctrica a las poblaciones más distantes y al mismo tiempo hacer uso de los recursos naturales existentes, se han desarrollado programas para extender el servicio eléctrico en base a energías renovables; entre estos se tiene el programa EURO-SOLAR, que tiene como objetivo atender los servicios básicos comunitarios tales como escuelas, postas de salud y locales comunales, mediante la Instalación de 130 kits híbridos eólico-solar de 1,4 kW cada

uno, que incluyen 1 aerogenerador, 6 paneles solares, 1 antena satelital, 5 computadoras laptop, 1 purificador de agua, 1 refrigerador para vacunas y otros. El programa, con una inversión de 7 500 000 Euros, se desarrolla en 11 regiones del país y cuenta con financiamiento de la comunidad europea (donación) y del gobierno peruano.

2 ACCESO AL SERVICIO ELÉCTRICO - SUBSIDIOS AL CONSUMO ELÉCTRICO

La implementación de esquemas de subsidio se justifica generalmente a partir del objetivo de mejorar las condiciones de vida en los hogares de menores ingresos de una economía y apoyar su desarrollo económico permitiéndole la satisfacción de sus necesidades básicas.

Al considerar políticas específicas destinadas al alivio de la pobreza, es conveniente identificar adecuadamente a los hogares pobres para luego concentrar los beneficios de un programa de subsidios en ese grupo. Para lograr una focalización perfecta es preciso conocer con total certeza el ingreso o gasto de los hogares.

Sin embargo, la existencia de problemas de información ocasiona que, en la práctica, se deba recurrir a métodos generalizados, basados en encuestas de hogares o mapas de pobreza a fin de determinar la elegibilidad de los individuos. El empleo de estas fuentes de información presupone que sólo es posible conocer las propiedades estadísticas de la distribución del ingreso en grupos poblacionales amplios.

Otro aspecto se relaciona con la respuesta de los hogares a las encuestas especialmente preparadas para identificar las condiciones para otorgar el subsidio y los efectos que un esquema de subsidio puede tener sobre los incentivos de los mismos; en particular, un individuo podría decidir no participar en el programa debido a los costos que le representa el participar en un proceso de evaluaciones, llenado de formularios, asistencia a entrevistas, entre otros.

De otra parte, los problemas de incentivos se relacionan en gran medida con la existencia de información incompleta; si se conociera las preferencias de la población sería posible, al menos teóricamente, diseñar un esquema de subsidios basado en características invariantes. Cuando se implementa el programa de subsidios, sólo se observan determinadas características de la población, que son empleadas para determinar el criterio general de elegibilidad. Cuando el programa

social está en ejecución, los agentes pueden modificar su comportamiento para incrementar el monto de subsidio que reciben o caer dentro de la población elegible.

Para posibilitar el acceso a los servicios eléctricos, por parte de los clientes de menores ingresos y de las poblaciones rurales, además de los programas de electrificación rural, se han establecido mecanismos de subsidios, como:

- El Mecanismo de Compensación por Generación Aislada.
- El fondo de compensación social eléctrica

2.1 Marco Normativo para la Electrificación Rural

El desarrollo de la Electrificación Rural está normado por la Ley N° 28749 Ley general de electrificación rural, que establece un sistema integral para el desarrollo de la electrificación de las localidades rurales, aisladas y de frontera, destinando los siguientes recursos económicos, con naturaleza inembargable, para la electrificación rural:

- a) Transferencias del tesoro público que se fijan anualmente;
- b) Fuentes externas de financiamiento;
- c) 100% del monto de las sanciones impuestas por el OSINERG a las empresas que cuenten con concesión o autorización para desarrollar actividades eléctricas;
- d) Hasta el 25% de los recursos que se obtengan por la privatización de las empresas eléctricas del sector energía y minas;
- e) El 4% de las utilidades de las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras del sector eléctrico, con cargo al Impuesto a la Renta (IR). Para las empresas concesionarias de generación de energía hidráulica, la aplicación de este porcentaje no afecta el porcentaje por aporte por uso de recursos hidráulicos establecido en la Ley N° 27506 Ley del Canon;
- f) Los aportes, asignaciones, donaciones, legados o transferencias por cualquier título provenientes de personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras;
- g) Los recursos que se obtengan sobre la base de convenios de ejecución de obras de electrificación rural con gobiernos regionales y locales;
- h) El aporte de 2/1000 de 1 UIT por Megavatio hora facturado aplicable a los consumos de los usuarios de electricidad, con excepción de los usuarios no atendidos por el Sistema Interconectado Nacional;
- i) Los excedentes de la contribución para el financiamiento de los organismos reguladores y normativos establecida en la LCE (literal g) del artículo 31°), que perciba anualmente la Dirección General de Electricidad (DGE) del MINEM por su función normativa, y que no sean utilizados en ese ejercicio por dicha dependencia; y,

j) Otros que se asignen.

Los recursos deben destinarse exclusivamente a la ejecución de proyectos, obras y subsidios a la tarifa local de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), así como para promocionar la inversión privada, no pudiendo ser utilizados para cubrir los costos de operación y mantenimiento.

La Ley establece también que, por excepción, hasta el 1% de los recursos para la electrificación rural será destinado a la educación y capacitación de consumidores en zonas rurales que incluirán programas de desarrollo de usos productivos de la electrificación y la energía renovable.

La Ley N° 28832, dispone que hasta el 50% de los aportes que se mencionan en el inciso h) anterior (ley de electrificación rural), se destinen al mecanismo de compensación para sistemas aislados que se establece. El 28 de noviembre de 2006 se publicó el decreto supremo N° 069-2006-EM que aprueba el reglamento del mecanismo de compensación para sistemas aislados establecido en la ley N° 28832, (el reglamento fue luego modificado en algunas cláusulas mediante el Decreto Supremo N° 011-2007-EM, publicado el 3 de marzo de 2007).

El 2 de mayo del 2007 se publicó el decreto supremo N° 025-2007-EM que aprueba el Reglamento de la Ley N° 28749 ley de electrificación rural.

De otro lado, el 16 de junio del 2005 se publicó la ley N° 28546 “Ley de Promoción y Utilización Recursos Energéticos Renovables no Convencionales en Zonas Rurales, Aisladas y de Frontera del País”, cuyo objetivo es la promoción de las energías renovables, como la energía solar fotovoltaica, eólica, biomasa y pequeños recursos hidráulicos, para fines de electrificación, mejorar la calidad de vida y proteger el medio ambiente.

2.2 Mecanismo de Compensación por Generación Aislada

Las tarifas de generación en los sistemas aislados resultan mayores, que los correspondientes al SEIN. Para compensar parcialmente esta diferencia de tarifas y favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los usuarios regulados atendidos por los sistemas aislados, la ley N° 28832 establece un mecanismo de compensación para sistemas aislados.

Su finalidad es compensar una parte del diferencial entre los precios de generación entre los sistemas aislados y los precios del SEIN, reduciendo los costos del servicio eléctrico en dichos sistemas mediante un subsidio cruzado, desde los consumidores conectados a los sistemas interconectados a los consumidores de los sistemas aislados.

Mediante el mecanismo de compensación de los sistemas aislados, el costo de generación en estos sistemas es parcialmente cubierto con hasta el 50% de los aportes de los usuarios atendidos desde el sistema interconectado, para los sistemas rurales (2/100 de la unidad impositiva tributaria – UIT – por MWh facturado).

El Mecanismo de Compensación de Generación Aislada ha permitido reducir el costo de generación en dichas áreas de consumo haciendo más asequible el acceso a la energía eléctrica por parte de los pobladores, principalmente rurales.

2.3 Fondo de Compensación Social Eléctrica (Fose)

En agosto del año 2001, mediante Ley N° 27510, se creó el esquema de subsidios al consumo residencial del servicio eléctrico Fondo Social de Compensación Eléctrica (FOSE). El FOSE establece una reducción en la tarifa de electricidad para los hogares con consumos mensuales menores a 100 kWh. Este esquema beneficia actualmente a más del 60% de los hogares con suministro eléctrico a nivel nacional e involucra aproximadamente un monto anual de 17 millones de dólares.

El FOSE consiste en un sistema de subsidios cruzados, basado en el cobro de un sobrecargo en las tarifas de los consumos mensuales mayores de 100 kWh, que luego es repartido en los consumos menores de 100kWh.

El FOSE busca beneficiar a aquellos hogares menos favorecidos en sus condiciones socioeconómicas mediante una reducción de sus costos de suministro eléctrico. Más específicamente, el esquema busca favorecer el acceso y permanencia en el servicio eléctrico a todos los usuarios residenciales del servicio público de electricidad cuyos consumos mensuales sean menores a 100 kWh comprendidos dentro de la opción tarifaria residencial (denominada BT5).

El mecanismo del FOSE es financiado a través de un recargo en la facturación de los cargos tarifarios de potencia, energía y cargo fijo mensual. Este incremento se aplica a los usuarios del servicio público de electricidad de opción tarifaria BT5 cuyos consumos mensuales exceden los 100 kWh y al resto de usuarios de otras opciones tarifarias, independientemente de su consumo, que son atendidos desde los sistemas interconectados, sin incluir a los usuarios del mercado libre.

Tabla 51 Aplicación del FOSE

Ley N° 27510 (Agosto 2001)

Usuarios	Reducción Tarifaria para consumos menores a 30 kWh/mes	Factor mensual de descuento (S./) para consumos de 31 a 100 kWh/mes
Sistemas Interconectados	25% del cargo de energía	7.5 kWh/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	50% del cargo de energía	15 kWh/mes por cargo de energía

Ley N° 28307 (Julio 2004)

Usuarios	Sector	Reducción Tarifaria para consumos menores a 30 kWh/mes	Factor mensual de descuento (S./) para consumos de 31 a 100 kWh/mes
Sistemas Interconectados	Urbano	25% del cargo de energía	7.5 kWh/mes por cargo de energía
	Urbano-Rural y Rural	50% del cargo de energía	15 kWh/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	Urbano	50% del cargo de energía	15 kWh/mes por cargo de energía
	Urbano-Rural y Rural	62.5% del cargo de energía	18.75 kWh/mes por cargo de energía

El esquema es administrado por el organismo regulador (OSINERG) e incorporado directamente en la facturación del usuario. Para ello se realizan proyecciones de ventas del período trimestral siguiente. A la fecha, más del 60% de hogares con suministro eléctrico son favorecidos por el FOSE.

3 ANALISIS DEL SUBSIDIO

Al mes de octubre de 2011, los usuarios que se benefician con el FOSE son alrededor de 3,1 millones y representan el 58% del total de usuarios que cuentan con servicio eléctrico, lo que significa una ayuda social directa para alrededor de 15,7 millones de peruanos.

Tabla 52 Usuarios Beneficiados con el Fose

Rango	Interconectado	Aislado	Total	Participación
0 - 30 kW.h *	1,487,105	70,619	1,557,724	58%
31 - 100 kW.h *	1,537,989	47,657	1,585,646	
Más de 100 kW.h	2,263,126	44,222	2,307,348	42%
Total	5,228,220	162,498	5,450,718	100%

(*) Usuarios beneficiados con el FOSE

La determinación del factor de recargo y programa de transferencia externas se realiza de acuerdo a lo dispuesto por la norma de procedimientos de aplicaciones del FOSE, cuyo texto único ordenado se aprobó con resolución OSINERGMIN N°689-2007-OS/CD.

El OSINERGMIN aprueba el factor de recargo del FOSE y el programa de transferencias externas; para el periodo correspondiente a febrero 2012 – abril 2012, el factor de recargo fue de 1,023.

En la siguiente tabla se muestra la evolución de los factores de recargo del FOSE.

Tabla 53 Factores de Recargo del Fose

Feb 2009 - Abr 2009	1,024
May 2009 - Jul 2009	1,024
Ago 2009 - Oct 2009	1,025
Nov 2009 - Ene 2010	1,027
Feb 2010 - Abr 2010	1,027
May 2010 - Jul 2010	1,026
Ago 2010 - Oct 2010	1,025
Nov 2010 - Ene 2011	1,027
Feb 2011 - Abr 2011	1,026
May 2011 - Jul 2011	1,023
Ago 2011 - Oct 2011	1,025
Nov 2011 - Ene 2012	1,025
Feb 2012 - Abr 2012	1,023

3.1 Evaluación de los Clientes Beneficiados

Con la información de consumo eléctrico mensual de octubre 2010 hasta octubre del 2011, se ha determinado el siguiente comportamiento del número de clientes con consumo menor de 100kWh:

Los clientes con consumos entre 1 y 30kW representan el 30,3 % del total de clientes de servicio público a nivel nacional y consumen solo de 2,6 % del total, mientras que los clientes con consumos entre 31 y 100kW representan alrededor del 30,4% y consumen 15,2 % del total, presentando consumos promedio mensuales entre 9,8 y 26,1 kWh, en el primer caso, y entre 63,7 y 82,5 kWh en el segundo caso, habiéndose prácticamente mantenido estos porcentajes y consumos promedio desde el inicio de la aplicación del FOSE.

En los cuadros siguientes se muestra el número de usuarios, consumo de energía y consumo unitario para el total de clientes, para aquellos con consumo de 1 a 30 kWh y de 31 a 100 kWh por empresa de servicio público del país, registrado desde enero a diciembre del 2011.

Se observa que los clientes de las empresas concesionarias de distribución de Lima (incluida Edecañete) representan alrededor del 38% del total y consumen más del 64% de la energía distribuida en el país. Los clientes de estas empresas con

consumo mensual entre 1 y 30 kWh representan el 16% del total de clientes en ese rango de consumo, mientras aquellos con consumo mensual entre 31 y 100 kWh representan cerca del 29%, y consumen el 12.3% y el 31.13% de la energía total distribuida en dichos rangos de consumo respectivamente. Los clientes de estas empresas tienen un consumo unitario promedio de 251,6 kWh-mes, siendo este consumo de 9,7 kWh y 81,39 kWh para los clientes con consumo entre 1 y 30 kWh mes y entre 31 y 100 kWh-mes respectivamente.

Los clientes de las empresas de distribución de Lima con consumo mensual entre 1 y 30 kWh representan el 12.8% de los clientes de estas empresas y consumen el 0,5% de la energía distribuida por ellas, mientras que los clientes con consumo mensual entre 31 y 100kWh representan el 22,9% de los clientes de estas empresas y consumen el 7,4% de la energía por ellas distribuida.

Las empresas regionales y las empresas con administración locales o distritales, que prestan servicio en las ciudades del interior del país y en pequeñas localidades, localidades aisladas y rurales, tienen 77,6 % de clientes con consumos mensuales entre 1 y 100 kWh representando su consumo entre 30% y 50 % de la energía distribuida por dichas empresas.

Los clientes de Lima, que tienen un mayor poder adquisitivo que los pobladores de otras localidades del país, se benefician del FOSE, subsidio que ha contribuido con las empresas privadas que prestan el servicio en Lima aliviándolas en su obligación comercial de atender el suministro y recaudar los cargos respectivos, principalmente en las áreas urbanas.

Tabla 54 Números de Clientes a Diciembre 2011

Empresa	Clientes a Diciembre 2011							
	Total		de 1-30 kWh			de 31-100 kWh		
	Número	Part. ¹ (%)	Número	Part. ¹ (%)	% Emp. ²	Número	Part. ¹ (%)	% Emp. ²
Chavimochic	5,774	0.11%	2,836	0.19%	49%	2,272	0.15%	39.3%
Coelvisac	1,675	0.03%	724	0.05%	43%	617	0.04%	36.8%
Edecañete	27,769	0.55%	7,442	0.49%	27%	11,755	0.76%	42.3%
Edelnor	1,081,112	21.40%	153,092	10.01%	14%	274,323	17.85%	25.4%
Electro Oriente	199,179	3.94%	76,550	5.00%	38%	72,181	4.70%	36.2%
Electro Pangoa	1,510	0.03%	406	0.03%	27%	594	0.04%	39.3%
Electro Puno	184,353	3.65%	108,540	7.10%	59%	54,565	3.55%	29.6%
Electro Sur Este	327,654	6.48%	175,433	11.47%	54%	95,554	6.22%	29.2%
Electro Dunas	168,208	3.33%	44,542	2.91%	26%	64,423	4.19%	38.3%
Electro Tocache	13,147	0.26%	3,334	0.22%	25%	8,308	0.54%	63.2%
Electro Ucayali	54,992	1.09%	13,497	0.88%	25%	21,162	1.38%	38.5%
Electrocentro	522,829	10.35%	286,945	18.76%	55%	165,515	10.77%	31.7%
Electronoroeste	347,141	6.87%	123,902	8.10%	36%	139,905	9.10%	40.3%
Electronorte	319,747	6.33%	125,163	8.18%	39%	120,783	7.86%	37.8%
Electrosur	118,047	2.34%	34,097	2.23%	29%	43,638	2.84%	37.0%
Emsemsa	6,776	0.13%	2,542	0.17%	38%	3,026	0.20%	44.7%
Emseusa	6,872	0.14%	3,023	0.20%	44%	2,937	0.19%	42.7%
Hidrandina	548,191	10.85%	200,340	13.10%	37%	191,277	12.44%	34.9%
Luz del Sur	805,905	15.95%	85,291	5.58%	11%	152,442	9.92%	18.9%
Seal	306,470	6.07%	79,710	5.21%	26%	109,514	7.12%	35.7%
Sersa	5,571	0.11%	2,112	0.14%	38%	2,302	0.15%	41.3%
Total	5,052,922	100.00%	1,529,521	100.00%	30%	1,537,093	100.00%	30.4%

¹ Porcentaje de participación respecto al total de todas las empresas.

² Porcentaje de participación respecto al total de cada empresa.

Tabla 55 Resumen Clientes

Empresa	Clientes a Diciembre 2011							
	Clientes Totales		de 1-30 kWh			de 31-100 kWh		
	Número	Part. ¹ (%)	Número	Part. ¹ (%)	% Emp. ²	Número	Part. ¹ (%)	% Emp. ²
Empresas Lima	1,914,786	37.89%	245,825	16.07%	12.84%	438,520	28.53%	22.90%
Electro Sur Este	327,654	6.48%	175,433	11.47%	53.54%	95,554	6.22%	29.16%
EE. Distriluz	1,737,908	34.39%	736,350	48.14%	42.37%	617,480	40.17%	35.53%
Otras EE Regionales	1,031,249	20.41%	356,936	23.34%	34.61%	365,483	23.78%	35.44%
EE Locales	41,325	0.82%	14,977	0.98%	36.24%	20,056	1.30%	48.53%

¹ Porcentaje de participación respecto al total de todas las empresas.

² Porcentaje de participación respecto al total de cada empresa.

Tabla 56 Consumo de Energía en Diciembre 2011

Empresa	Consumo de Energía en Diciembre 2011								Cons. Unit. - Dic. 2011 kW.h/Cliente		
	Total		De 1-30kWh			De 31-100kWh			Total	1-30 kW.h	30-100 kW.h
	MWh	Part. ¹ (%)	MWh	Part. ¹ (%)	% Emp. ²	MWh	Part. ¹ (%)	% Emp. ²			
Chavimochic	294	0,04%	42,6	0,22%	14,5%	145	0,13%	49%	50,918	15,021	63,732
Coelvisac	83	0,01%	8,9	0,05%	10,8%	39,3	0,03%	48%	49,373	12,293	63,695
Edecañete	3.062	0,41%	97,7	0,50%	3,2%	881	0,77%	29%	110,267	13,128	74,913
Edelnor	243.009	32,28%	1.499	7,71%	0,6%	22.197	19,38%	9%	224,777	9,791	80,916
Electro Oriente	19.063	2,53%	1.112	5,72%	5,8%	4.995	4,36%	26%	95,708	14,526	69,201
Electro Pangoa	199	0,03%	7,1	0,04%	3,6%	41	0,04%	21%	131,523	17,488	68,855
Electro Puno	10.782	1,43%	1.258	6,47%	11,7%	3.598	3,14%	33%	58,486	11,590	65,940
Electro Sur Este	22.859	3,04%	2.300	11,82%	10,1%	6.560	5,73%	29%	69,766	13,110	68,652
Electro Dunas	18.269	2,43%	641	3,30%	3,5%	5.091	4,45%	28%	108,610	14,391	79,025
Electro Tocache	717	0,10%	87	0,45%	12,2%	592	0,52%	83%	54,507	26,125	71,208
Electro Ucayali	6.882	0,91%	172	0,89%	2,5%	1.509	1,32%	22%	125,145	12,758	71,307
Electrocentro	30.181	4,01%	3.552	18,26%	11,8%	11.149	9,74%	37%	57,726	12,379	67,359
Electronoroeste	29.091	3,86%	1.925	9,90%	6,6%	10.210	8,92%	35%	83,802	15,536	72,978
Electronorte	27.271	3,62%	1.674	8,61%	6,1%	8.222	7,18%	30%	85,289	13,375	68,072
Electrosur	12.921	1,72%	417	2,14%	3,2%	3.490	3,05%	27%	109,456	12,224	79,976
Emsemsa	445	0,06%	37	0,19%	8,3%	220	0,19%	49%	65,643	14,437	72,736
Emseusa	476	0,06%	49	0,25%	10,4%	221	0,19%	46%	69,223	16,341	75,213
Hidrandina	52.983	7,04%	2.707	13,92%	5,1%	14.055	12,27%	27%	96,651	13,512	73,480
Luz del Sur	235.753	31,32%	795	4,09%	0,3%	12.574	10,98%	5%	292,532	9,325	82,484
Seal	37.936	5,04%	1.033	5,31%	2,7%	8.556	7,47%	23%	123,784	12,959	78,127
Sersa	471	0,06%	38	0,19%	8,0%	164	0,14%	35%	84,617	17,803	71,025
Total	752.746	100,00%	19.452	100,00%	2,6%	114.508	100,00%	15%	148,972	12,718	74,496

¹ Porcentaje de participación respecto al total de todas las empresas.

² Porcentaje de participación respecto al total de cada empresa.

Tabla 57 Resumen Consumo

Empresa	Consumo de Energía en Diciembre 2011								Consumo Unitario - Dic. 2011		
	Consumo Totales		De 1-30kWh			De 31-100kWh			Total	1-30 kWh	31-100 kWh
	MWh	Part. ¹ (%)	MWh	Part. ¹ (%)	% Emp. ²	MWh	Part. ¹ (%)	% Emp. ²			
Empresas Lima	481,824	64.01%	2,392	12.30%	0.50%	35,652	31.13%	7.40%	251.633	9.730	81.300
Electro Sur Este	22,859	3.04%	2,300	11.82%	10.06%	6,560	5.73%	28.70%	69.766	13.110	68.652
EE. Distriluz	139,526	18.54%	9,858	50.68%	7.07%	43,636	38.11%	31.27%	80.284	13.388	70.668
Otras EE Regionales	105,853	14.06%	4,633	23.82%	4.38%	27,239	23.79%	25.73%	102.645	12.980	74.529
EE Locales	2,684	0.36%	269	1.38%	0.65%	1,421	1.24%	3.44%	64.944	17.988	70.857

¹ Porcentaje de participación respecto al total de todas las empresas.

² Porcentaje de participación respecto al total de cada empresa.

Por otro lado se observa un comportamiento cíclico en el número de clientes y en el consumo eléctrico, manteniéndose prácticamente invariable el consumo unitario, tanto a nivel del total de clientes como a nivel de los clientes con consumo menor a 100kWh mensual. Se observa que el número de usuarios y el consumo de los clientes se reduce entre enero y abril de cada año, coincidente con el periodo de verano; no se conoce el motivo de este ciclaje, que se repite todos los años analizados, pudiendo ser un indicativo de que existirían clientes, que se benefician con el FOSE que no corresponden al objetivo del programa de beneficiar al segmento de población con menores ingresos y en situación de pobreza (entre estos existirían suministros a oficinas y/o casas de verano que estarían beneficiándose con el FOSE).

4 ANÁLISIS DEL FOSE

El FOSE posee algunas ventajas respecto a esquemas de subsidio como la reducción general en las tarifas, lo que si bien genera el mismo descuento porcentual entre los usuarios, ocasiona que aquellos con mayor consumo se apropien de la mayor parte de los montos a subsidiar. Una situación equivalente se producía antes de la vigencia de la LCE en que se tenían tarifas que no cubrían los costos reales del servicio beneficiándose a todos los usuarios y en particular a los de mayor consumo.

En este sentido, un mecanismo como el FOSE se puede considerar conceptualmente como más equitativo ya que tiene un mayor impacto en los usuarios de menor consumo y no beneficia de forma indiscriminada a todos los consumidores.

Asimismo, el esquema del FOSE tiene la importante característica de ser fácilmente administrable y de no implicar un costo en su implementación. El esquema obedece, además, a una necesidad real de los hogares de menores ingresos debido al rebalanceo de tarifas en el período post-reforma, sobre todo considerando que las obras de infraestructura eléctrica, que permiten a los usuarios que son atendidos desde los sistemas interconectados, y que consecuentemente

gozan de los beneficios de menores tarifas debido a las economías de escala que esto implica, han sido construidas por el estado.

El sistema FOSE sin embargo, al basarse solo en el nivel de consumo de los usuarios del servicio público y no identificar específicamente a los hogares pobres que requieren de subsidios, permite también que usuarios con niveles suficientes de ingresos (sobre todo de localidades urbanas con mayor nivel de ingresos que los pobladores de localidades rurales y aisladas) tales como clientes de balnearios, oficinas, residencias de individuos solteros, o de vacaciones, también se beneficien con el subsidio. Por otro lado al ser un subsidio orientado fundamentalmente a posibilitar el acceso y permanencia del servicio eléctrico y no tener un objetivo claro de fomento al desarrollo de los usuarios beneficiados, tiende a perennizar su situación de pobreza.

El FOSE, a la vez de permitir el acceso de los segmentos más pobres de la sociedad al servicio eléctrico, debería fomentar el desarrollo de dichos usuarios y dar incentivos a las empresas para que participen en dicho objetivo; en este sentido el subsidio no debería perennizarse sino tener una duración preestablecida con reducción gradual en el tiempo, duración que puede ampliarse haciéndose más lenta la reducción del subsidio, si el segmento de usuarios incrementa su consumo.

Por otro lado el subsidio, que se pagaría directamente a las empresas (como actualmente viene haciéndose con el FOSE, mediante las transferencias entre empresas), debería permitir cubrir los costos reales de las empresas que prestan el servicio a los pobladores de menores ingresos de las localidades aisladas y rurales constituyéndose, en consecuencia, en incentivo para incrementar el número de clientes y el correspondiente consumo unitario, con el consiguiente crecimiento del negocio eléctrico (este incentivo debería hacerse explícito para las empresas que prestan servicio en las localidades aisladas, rurales y de frontera del país, que generalmente manifiestan que el servicio a los sectores rurales no es rentable).

Los clientes con consumos mensuales menores a 100 kWh, sobre todo aquellos con consumo mensual menor de 30 kWh, emplearían la energía eléctrica principalmente para la iluminación de sus vivienda, la misma que se efectúa de manera restringida debido al alto costo, relativo al nivel de ingresos, que representa la factura eléctrica para dichos consumidores. Una política de subsidios debería permitir el acceso de los segmentos más pobres de la sociedad al servicio eléctrico, a la vez que a promover un uso eficiente y productivo de la energía, con la finalidad de que los ahorros del consumo eléctrico se orienten a otros usos, incluyendo los usos productivos.

Usualmente los equipos de iluminación que emplean los segmentos más pobres de la sociedad consisten de lámparas incandescentes de tecnología antigua y de baja eficiencia lumínica; el mismo nivel de iluminación se obtiene con el empleo

de lámparas fluorescentes compactas (conocidas como lámparas ahorradoras), las cuales permiten un ahorro de hasta 80% en el consumo de energía y consecuentemente una reducción importante en la factura eléctrica de los consumidores de menores ingresos. El empleo de estos equipos, principalmente en los medios urbanos, permitiría una reducción permanente de la factura eléctrica, en algunos casos mayores al 50%, permitiendo reorientar los subsidios a las áreas rurales.

En este sentido para los sectores urbanos con consumos menores a 100 kWh sería más conveniente facilitar el acceso a la tecnología de las lámparas ahorradoras y reorientar el FOSE para los sectores predominantemente rurales y localidades aisladas y de frontera del país.

PERÚ: MODELO DEL MERCADO, REGULACIÓN ECONÓMICA Y TARIFA DEL SECTOR ELÉCTRICO

INFORME N° 04 • Marco Regulatorio y Tarifario en el Sector
Eléctrico Peruano: Criterios • Mercado Mayorista
• Tarifa de Generación • Tarifas de Transmisión
• Tarifas de Distribución • Planificación

SERING SAC, Lima 02 de Julio de 2013

OLADE

OLADE

TÍTULO

Perú: Modelo del Mercado, Regulación Económica y Tarifa del Sector Eléctrico

Cuarto Informe

Lima de Mayo de 2013

SERING SAC

ÍNDICE

1	PROPUESTAS DE MEJORAMIENTO	4
1.1	Modelo de Mercado, Marco Regulatorio y Planificación	4
1.1.1	Marco Regulatorio y Tarifario en el Sector Eléctrico Peruano: Cambios Transitorios	4
1.1.2	Mercado Mayorista	5
1.1.3	Planificación	8
1.2	Determinación de Costos y Tarifas	10
1.2.1	Tarifas de Generación	10
1.2.2	Tarifas de Transmisión	10
1.2.3	Tarifas de Distribución	11
1.3	Tarifas de Ayuda Social y Subsidios	15
1.3.1	Mejora del Fose	15
1.3.2	Mejoras del Programa de Electrificación	16
1.3.3	Mejora de la Calidad del Servicio Rural	16
1.3.4	Áreas de Concesiones de las Distribuidoras	17
1.4	Análisis de Costos Generación, Transmisión, Distribución a Usuario Final	17
1.4.1	Generación	17
1.4.2	Transmisión	18
1.4.3	Distribución	19
2	ANÁLISIS COMPARATIVO CON OTROS MODELOS	19
2.1	Modelo de Mercado	19
2.1.1	Modelo del Perú	19
2.1.2	Modelo de Colombia	20
2.1.3	Modelo de Honduras	21
2.2	Método de Regulación (Generación, Transmisión Distribución)	21
2.2.1	Perú	21
2.2.2	Colombia	22
2.2.3	Honduras	23
2.3	Esquema Tarifario	23
2.3.1	Perú	23
2.3.2	Colombia	23
2.3.3	Honduras	24
3	CUADROS COMPARATIVO CON OTROS MODELOS	22
3.1	Cuadro Modelo de Mercado	22
3.2	Cuadro Método de Regulación (Generación, Transmisión Distribución)	26
3.3	Cuadro Esquema Tarifario	24

1 PROPUESTAS DE MEJORAMIENTO

1.1 Modelo de Mercado, Marco Regulatorio y Planificación

1.1.1 Marco Regulatorio y Tarifario en el Sector Eléctrico Peruano: Cambios Transitorios

Los principales criterios considerados en el marco regulatorio y tarifario del Sub-Sector eléctrico peruano se basan en promover la participación privada y posibilitar, entre los agentes participantes, la competencia por el mercado.

En este sentido, la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) N° 25844 de noviembre de 1992, estableció un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados para el servicio público de electricidad, reconociendo costos de eficiencia según criterios contenidos en la Ley. G: Competencia.

La actividad de generación eléctrica se consideró que presentaba condiciones para desarrollarse en un ambiente de competencia, por lo que se estableció en este mercado un sistema de precios regido por la libre oferta y demanda, regulándose solo los precios de las transferencias entre generadores resultantes del despacho centralizado de generación efectuado por el COES (a costos marginales); los precios para el suministro de energía a clientes a los clientes regulados fueron regulados solo para las distribuidoras, comprando estas a los generadores a precio libre¹; los precios para los clientes libres son de libre negociación y acuerdo entre las partes.

La actividad de transmisión eléctrica, de libre acceso, se regulo en base a la competencia con un Sistema de Transmisión Adaptado (sistema ideal) definido por el OSINERGMIN²

La actividad de distribución eléctrica se regula en base a la competencia con un sistema de transmisión modelo (sistema ideal), en base a los estudios del VAD para los sectores típicos de distribución, definidos por el MINEM.

Los criterios anteriores se hallan en una situación de incertidumbre debido a recientes cambios transitorios introducidos por el gobierno para enfrentar las crisis coyunturales del sector.

¹ Esto fue precisado mediante la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, de julio del 2006, que establece el sistema de licitaciones para la adquisición de suministro por parte de las Empresas de Distribución.

² Esto también fue modificado mediante la Ley N° 28832, que establece la formulación de un Plan de Transmisión, para la Transmisión Principal y Garantizada (a cargo del COES) y Planes de Inversión para la Transmisión Secundaria y Complementaria (a cargo del OSINERGMIN) de carácter vinculante, ambos planes, y el sistema de licitaciones para su implementación.

Aunque las modificaciones del año 2006 fortaleció el marco regulatorio, las medidas de emergencia de corte coyuntural han vulnerado la eficiencia del sistema. Las principales han sido:

- Decreto Legislativo N° 1041
Despacho de gas natural (bajo congestión) para centrales térmicas del SEIN
- Decreto de Urgencia N° 035-2006
Asignación de los retiros del SEIN sin respaldo contractual.
- Decreto de Urgencia N° 046-2007
En congestión de transmisión se utilizara costos marginales idealizados.
- Decreto de Urgencia N° 037-2008
Restricciones temporales de generación y adquisición de energía térmica de plantas de emergencia.
- Decreto de Urgencia N° 049-2008
Costos marginales idealizados y retiros del SEIN sin respaldo contractual.

Todo lo anterior requiere de alinearse con la ley del 1992 y la ley del 2006 y de esta manera tener un marco coherente de desarrollo a fin de mantener la estabilidad del marco regulatorio y enfrentar el desafío del incremento de la demanda.

1.1.2 Mercado Mayorista

El mercado mayorista comprende las transacciones en el COES a costo marginal, incluyendo las ventas a clientes libres denominado Mercado Spot.

- a) La LCE dispone el despacho económico de las unidades de generación en el sistema eléctrico, entendiéndose por despacho económico la operación a mínimo costo del sistema de generación y transmisión. El despacho económico debe realizarse considerando todos los costos involucrados en la operación de las unidades de generación, especialmente el costo de los combustibles, incluyendo su transporte al punto de utilización.

Actualmente, el COES realiza el despacho de unidades de generación sobre la base de los costos de combustible informados por los titulares de generación y no los costos reales, por lo que este despacho no correspondería a un despacho de mínimo costo como establece la LCE, perjudicándose sobre todo a los generadores estatales.

- b) *En este sentido, para mejorar el mercado mayorista se propone considerar la información real de los costos de combustibles (verificados por la autoridad competente – COES y OSINERGMIN), para el despacho de generación que efectúa el COES.*

Los costos marginales son una señal eficiente para generar competencia en los mercados; sin embargo, dado el tamaño reducido del mercado de generación peruano (comparado con otros mercados más desarrollados), con relativamente reducido número de participantes privados (que además tienen la posibilidad de ponerse de acuerdo entre ellos y controlar el ritmo de las inversiones), los costos marginales se constituyen en una señal negativa para generar competencia, puesto que el retraso de las inversiones, ante el incremento continuo de la demanda, genera un incremento de costos, perjudicándose al cliente final, no generándose un mercado competitivo.

Para promover la competencia en el mercado de generación la LCE estableció mecanismos, tales como:

- Originalmente, la LCE y su Reglamento, establecían que ningún generador integrante del COES podía contratar con sus usuarios, más potencia y energía firme que las propias y las que tuviera contratada con terceros pertenecientes o no al COES.

Posteriormente se aclaró este criterio (mediante DS N° 02-94-EM del 11/01/1994 que modificó el artículo correspondiente del Reglamento de la LCE) estableciéndose que, para la celebración de contratos con usuarios finales, no era requisito que los integrantes del COES hubieran contratado previamente la potencia firme con terceros; sin embargo, el integrante que hubiera superado su potencia firme propia, podría contratarla con terceros o asumir las transferencias en el COES (a costo marginal). Este cambio fue sin embargo revertido (mediante DS N° 43-94-EM del 28/10/1994) volviéndose a la versión anterior, no permitiéndose que los integrantes contraten más potencia y energía firme que las propias y las que tuviera contratada previamente con terceros, pertenecientes o no al COES.

El permitir que para la celebración de contratos con usuarios finales, no fuera requisito que los integrantes del COES contraten previamente la potencia firme con terceros, permitiría promover la competencia entre generadores por firmar contratos con terceros, puesto que un generador podría celebrar con sus clientes contratos por encima de su potencia firme y su energía firme asociada, vendiendo de esta manera la energía de otro generador que tuviera costos de producción más bajos que los propios, y ganar la diferencia entre el costo de sus contratos y el costo marginal; el limitar la aplicación de este criterio restringe la competencia entre generadores y desincentiva que estén dispuestos a firmar contratos con los usuarios.

En este sentido, se propone que para la celebración de contratos con usuarios finales, no sea requisito que los integrantes del COES contraten previamente la potencia firme con terceros. Los generadores cuyos

contratos superan la potencia firme y energía firme asociada, se harán cargo de las transferencias en el COES, a costo marginal.

- Dado el crecimiento de la demanda presentado en los últimos años, se estima que cada año se necesita incrementar la capacidad de generación entre 400 MW y 500 MW, para lo cual se estiman grandes volúmenes de inversión (entre 1 000 y 2 000 millones de dólares anuales). Por otra parte, las empresas distribuidoras requieren convocar a licitaciones para cubrir dichos requerimientos de capacidad.

Para atender la capacidad demandada, generalmente se plantean plantas de tamaño mayor a 100 MW, con el consiguiente mayor volumen de inversión, lo que limita el número de inversionistas interesados a aquellos con experiencia y conocimiento del sector, especialmente del mercado eléctrico peruano (inversionistas que ya estarían presentes en el mercado o formarían consorcios con los nuevos ingresantes), lo cual resulta en un reducido número de ofertas y limitada competencia, con ventajas para los inversionistas ya presentes en el mercado peruano.

Las plantas de generación distribuida, por su menor tamaño, constituyen una alternativa a las plantas de generación de gran capacidad requiriendo menores volúmenes de inversión, por lo que los inversionistas interesados serían más numerosos. Las empresas de distribución podrían comprar energía de pequeñas centrales (hidroeléctricas o de fuentes renovables) impulsando la generación distribuida, que requiere menor inversión que los emprendimientos de mayor magnitud, promoviendo de esta manera el ingreso de nuevos inversionistas en el mercado de generación y propiciando una mayor competencia en el mercado de generación, puesto que el número de inversionistas en este tipo de desarrollos sería mayor.

Para colocar su producción en el mercado, las pequeñas centrales eléctricas (generación distribuida) tienen tres alternativas:

- i. Presentarse a las subastas que periódicamente realiza el OSINERGMIN (cada 2 a 3 años), lo que no propiciaría un desarrollo de este mercado con la rapidez que se requiere.
- ii. Contratar su producción con clientes libres y/o regulados (empresas distribuidoras). Esta alternativa sin embargo presenta la dificultad de que los clientes generalmente prefieren contratar su suministro con empresas de generación grandes consolidadas en el mercado eléctrico.
- iii. Colocar su producción en el mercado de corto plazo del COES, a costo marginal. Esta alternativa presenta el inconveniente de que el generador estaría sujeto a la variabilidad de los costos marginales que se presentan en el mercado de corto plazo, lo que representa un riesgo para sus actividades.

Se propone promover la participación de la generación distribuida garantizando el despacho de su producción en el mercado de generación a precio de barra regulado, lo que posibilitaría un mayor desarrollo de la generación distribuida (incluyendo el desarrollo de generación con fuentes de energía renovable, específicamente pequeñas centrales hidroeléctricas), y una mayor competencia en el mercado de generación.

- Asignación de potencia y energía firme en función a la garantía individual de los grupos de generación para asegurar la atención de la demanda, considerando entre otros su tamaño, estado de conservación, eficiencia y performance.

El procedimiento original establecía la asignación de potencia firme en función de la potencia contratada total, (y no en función de la máxima demanda estimada para el año) lo que debía incentivar a los generadores a contratar su capacidad disponible, para incrementar la demanda total contratada y consecuentemente su asignación de potencia, debiendo competir por contratar con los clientes (libres y regulados). Este mecanismo de asignación de potencia firme se orientaba a generar el interés de los generadores por mantener sus unidades de generación en buen estado operativo y de tamaño adecuado al tamaño al mercado dado que podrían ser afectados por la menor asignación de potencia firme.

Posteriormente, se modificó el criterio de asignación de potencia firme considerándose un margen de reserva uniforme para todos los generadores, sin tomar en cuenta el tamaño, estado de conservación, eficiencia y performance de las unidades generadoras (se considera, entre otros criterios, la capacidad que el generador tiene contratada con sus clientes), lo cual no permite asegurar la atención de la demanda, puesto que la salida de operación de grupos de generación de gran tamaño, pueden ocasionar desabastecimientos en el sistema, sin que el generador sea necesariamente responsable (mientras se cuente con el margen de reserva, el mismo que puede estar constituido por unidades generadoras de menor tamaño, obsoletas, y de menor eficiencia).

Se propone establecer la asignación de potencia y energía firme, que los generadores pueden comercializar, considerando además del necesario margen de reserva, el impacto del tamaño, estado de conservación, eficiencia y performance de las unidades generadoras, en la confiabilidad del sistema eléctrico.

1.1.3 Planificación

- a) En relación a la planificación, si bien la LCE, establece la formulación de un Plan Indicativo para la generación, su elaboración no ha tenido la

regularidad necesaria, ni los proyectos, en ellos indicados, carácter vinculante, habiéndose presentado en el pasado situaciones de limitaciones de capacidad para atender la demanda, especialmente con los niveles de crecimiento eléctrico que se viene presentando en el país desde hace más de una década (entre 7% y 11%).

La Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la generación Eléctrica (LDEGE), estableció un sistema de licitaciones para la adquisición de suministro por parte de las empresas de distribución, en las que pueden acoplarse los clientes libres. Sin embargo, los proyectos de generación son identificados por los postores participantes en las licitaciones.

En otros casos el gobierno, a través de sus instituciones (empresas de generación – Electroperú - o Proinversión), es el encargado de licitar la construcción de proyectos específicos (usualmente bajo el esquema BOOT). Al respecto, se propone que el gobierno defina la política energética del sector, de manera de establecer la formulación periódica de Planes de Generación, con proyectos, con estudios completos, a ser licitados por el Gobierno bajo un nuevo esquema que permita la competencia (BOOT).

- b) En relación a la transmisión, ya la ley N° 28832 establece la formulación, cada 4 años, de un plan de transmisión para los sistemas de transmisión principal y Garantizada, a cargo del COES, y Planes de Inversión para los sistemas de transmisión secundaria y complementaria, a cargo del OSINERGMIN, con proyectos de carácter vinculante, y el sistema de licitaciones para su implementación.

El fuerte crecimiento de la demanda, la lentitud del desarrollo de la transmisión, han llevado a una situación de congestión de la transmisión. Se propone revisar el cronograma de desarrollo de los estudios de planificación, incluir el análisis de corto plazo, el proceso de aprobación y de licitación por parte del MINEM y PROINVERSIÓN.

- c) En relación a la Distribución no existe actualmente una exigencia de planificar su desarrollo, salvo la fiscalización que efectúa el OSINERGMIN de la calidad del servicio, lo que da lugar a exigencias de mejora, renovar y/o ampliar las instalaciones de distribución.

Al respecto se propone establecer la exigencia a las empresas de distribución de elaborar planes periódicos de desarrollo de sus instalaciones de distribución. Debido al menor plazo de maduración de los proyectos y a que estos deben adaptarse a la evolución del mercado de distribución se propone que estos planes sean elaborados cada 2 años, siendo considerados para la determinación de las tarifas de distribución (VAD).

1.2 Determinación de Costos y Tarifas

1.2.1 Tarifas de Generación

El mecanismo de compensación de generación permite determinar un precio único de generación promediando el precio de las licitaciones con el precio de los contratos bilaterales entre las generadoras y las empresas de distribución (sin el mecanismo de licitación) que tiene como límite máximo el precio de barra regulado.

Para la adquisición de suministro las empresas de distribución pueden realizar licitaciones, realizar contratos bilaterales con empresas de generación (teniendo como tope el precio de barra) y/o retirar energía del mercado del COES, la misma que es valorizada a precio de barra (opción vigente hasta diciembre de 2013).

En la negociación de los contratos bilaterales, las empresas de distribución pueden lograr precios de suministro por debajo del precio de barra, especialmente con generadores con capacidad distribuida; sin embargo, mediante el Mecanismo de Compensación de Generación, este beneficio (que corresponde a una gestión adecuada de compra) es trasladado a las empresas receptoras (que compran a precios mayores al precio de barra).

En este sentido el mecanismo de compensación de generación, aplicado de esta manera, limita a las empresas distribuidoras para mejorar la gestión de compras de suministro de energía, ya que no importando el precio al que se compre, este será promediado en el Precio a Nivel de Generación, que es trasladado al usuario final, y no beneficia a las empresas que se preocupan por mejorar su gestión comercial; Si se compra por debajo del precio de barra, el ahorro será transferido a las empresas distribuidoras que compran a precios mayores al precio de barra, siendo relativo el beneficio para los usuarios finales. Este desincentivo es mayor si se considera que las principales empresas privadas de distribución están relacionadas con empresas de generación.

Al respecto, se propone que para determinar el precio único de generación se considere para el caso de los contratos bilaterales, el precio de barra, de manera de incentivar a las empresas de distribución a contratar por debajo del precio de barra (dado que se quedarían con la diferencia entre el precio de barra y el precio de los contratos bilaterales), principalmente con pequeños generadores (generación distribuida), incentivando asimismo el desarrollo de este mercado, y consecuentemente la competencia en el mercado de generación.

1.2.2 Tarifas de Transmisión

La Ley N° 28832, LDEGE, establece la formulación, cada 4 años, de un Plan de Transmisión, para la transmisión principal y garantizada por parte del COES; y planes de inversión para la transmisión secundaria y complementaria, elaborados por las empresas de distribución y empresas presentes en el ámbito local de dichos sistemas, y aprobados por el OSINERGMIN.

Los proyectos contenidos en dichos planes tienen carácter vinculante, y son implementados por las partes interesadas (transmisión secundaria y complementaria) o licitadas por el gobierno (transmisión principal y garantizada), reconociendo, en este último caso, los costos de inversión y O&M resultantes de las licitaciones. El OSINERGMIN toma en cuenta los proyectos para la determinación de los cargos por transmisión (peajes); verificando cada 4 años su implementación, y de haber retrasos, efectúa los descuentos correspondientes en los peajes para el siguiente periodo, a la tasa de descuento prevista en la LCE (actualmente 12%).

Aparentemente, este sistema habría resuelto el problema de las pocas inversiones en transmisión, sin embargo la dificultad estriba en que el desarrollo de los sistemas de transmisión, especialmente de los sistemas de transmisión complementarios a cargo de las empresas de distribución estatales, requiere de volúmenes de inversión que estas empresas no tienen disponible³.

*En este sentido se propone incluir las obras de los sistemas de transmisión complementarios en el sistema de licitaciones, garantizándose el retorno de la inversión.*⁴

1.2.3 Tarifas de Distribución

- a) Las tarifas de distribución se basan en el VAD, el cual es determinado para Empresas Modelo Ideales que prestan servicio en sectores típicos representativos de los mercados eléctricos de las empresas concesionarias del servicio de distribución.

El VAD comprende los costos de inversión, operación y mantenimiento, así como los costos comerciales, administrativos y de gestión, es decir todos los costos necesarios para prestar el servicio de distribución en los sectores típicos.

Para determinar el VAD se utiliza como unidad de eficiencia al sector típico, se hace una clasificación de todos los subsistemas eléctricos del país en sectores típicos, así como un posterior estudio de un subsistema representante de cada sector típico para extrapolar sus resultados a todos los subsistemas eléctricos del mismo sector típico.

Con los VAD de los sectores típicos se determina el VAD aplicable a cada empresa concesionaria de distribución, ponderando la participación de cada sector típico en cada empresa.

Si bien la determinación de las tarifas de distribución, a aplicar por las empresas concesionarias del servicio de distribución eléctrica,

³ Debido a la cantidad de obras retrasadas que tienen, las mismas que deben ser implementadas en cada periodo de 4 años; en caso no se concreticen las obras prevista, el OSINERGMIN realiza los respectivos descuentos en los peajes correspondientes al siguiente periodo tarifario, a una tasa de descuento de 12%, la que es mayor a la tasa de interés vigente en el mercado para estas empresas, entre 5% y 7%.

⁴ Esta solución se estaría implementando parcialmente por parte del gobierno, aunque de una manera limitada.

mediante el método de VAD por Sectores Típicos implica una competencia con las empresas modelo, en la práctica presenta varios inconvenientes para las empresas de Distribución.

En primer lugar, los sectores típicos establecidos, no representan toda la variedad de situaciones que pueden presentarse en los ámbitos en que prestan el servicio las Empresas Concesionarias, como diferencias de mercado, densidad de carga, diferencias geográficas (por ejemplo, los costos de O&M son diferentes en los sectores de costa, sierra o selva)

Al respecto se propone que, para determinar el VAD, se utilice como unidad de eficiencia a cada concesionaria, es decir que se efectúe un estudio de VAD para cada concesionaria, con la excepción de concesionarias con menos de 100,000 clientes, para las cuales se continuara con el estudio de una concesionaria representativa del grupo.

La propuesta de que los estudios del VAD se realicen por separado para cada una de las empresas distribuidoras, redundará en una mejor representación de la realidad (tanto geográfica como de mercado) a la que se enfrenta cada una de las empresas distribuidoras.

- b) Antes de definir las tarifas definitivas el procedimiento considera comprobar la rentabilidad de las mismas, para lo cual se agrupan las empresas de distribución y se determina la tasa interna de retorno (TIR) que el grupo de empresas hubiera obtenido si en el periodo anual, inmediatamente anterior a la fijación de las tarifas, se hubieran aplicado las nuevas tarifas, considerando como costos las inversiones adaptadas (ajustadas a la capacidad requerida para el servicio, sin sobredimensionamientos) y los costos de operación, mantenimiento y gestión incurridos. Si la TIR cae en el rango de 8% a 16%, las tarifas se establecen como definitivas, sino se ajustan de manera que la TIR corresponda a uno de los extremos (8% o 16%).

Este procedimiento, a cargo del OSINERGMIN, tiene el inconveniente de agrupar empresas muy disímiles, además que para la comprobación de la rentabilidad el OSINERGMIN, no emplea los costos reales de las empresas sino los costos adaptados, según criterios discrecionales.

Al respecto se propone modificar la comprobación de la rentabilidad de las empresas, de manera que se realice por separado para cada una de las empresas. De esta manera, se considera que la estimación de los costos de capital reales, utilizando la anualidad el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR, valor de las instalaciones como nuevas, a precios vigentes) existente supone una aproximación adecuada que introduce señales de eficiencia en el diseño de los activos reales.

Para las empresas con rentabilidad dentro del intervalo establecido entre el 8% y el 16%, no se ajustará el VAD inicialmente calculado.

Para las empresas con una rentabilidad superior al 16%, se ajustará el VAD para que la tasa resultante sea igual al 16%. Para las empresas con una rentabilidad inferior al 8%, se ajustará el VAD para que la tasa resultante sea igual al 8%. En este caso el incremento de tarifa permitido estará sujeto a condiciones impuestas por el regulador para el período tarifario:

La empresa deberá presentar un plan de inversiones en instalaciones de mejora por valor equivalente a la subida tarifaria permitida. Al final del período, la empresa presentará al regulador la justificación de haber realizado las inversiones planificadas.

El regulador podrá fijar a la empresa, para el siguiente periodo regulatorio, un objetivo de reducción de los costos de explotación presentados correspondientes al anterior período regulatorio.

Los sectores típicos se mantendrían con el objetivo de efectuar estudios de costos eficientes de las empresas, de manera que para cada sector se consideren instalaciones tipo, así como costos estándares de las mismas y costos unitarios de operación y mantenimiento; también se mantendrían para establecer los estándares de calidad, que variarían (como en la actualidad) de un sector típico a otro.

- c) Actualmente se considera que no existen incentivos para la mejora de la calidad del servicio. Solo existen sanciones para las concesionarias cuando sus indicadores de calidad están por debajo de los rangos de tolerancia establecidos.

Se plantea el otorgamiento de incentivos para la mejora de la calidad del servicio, los mismos que se medirán a través de la evolución de los indicadores SAIDI y SAIFI. Se propone también determinar un indicador que mida la satisfacción del cliente. De la misma forma, se plantean sanciones en caso de deterioro de la calidad del servicio.

Mediante esta propuesta se propone incorporar en la remuneración anual de las empresas distribuidoras señales económicas en forma de incentivos (o penalizaciones) explícitos, ligados a la evolución de los indicadores de calidad de servicio. Se deberá reconocer la realidad de la infraestructura eléctrica a regular en las empresas distribuidoras, considerando los condicionantes que imposibilitan a las empresas alcanzar las metas establecidas en el período previo tarifario.

Para medir la satisfacción del cliente se propone la realización de encuestas estándar, comparando luego los resultados con las de otras empresas peruanas y del exterior. Los temas identificados como más sensibles para los clientes son las tarifas y las interrupciones del servicio.

- d) Actualmente, la concesión de distribución se otorga por banda alrededor de la red eléctrica existente (es obligación de las empresas de distribución otorgar el servicio eléctrico a los clientes alejados hasta 100 metros de sus redes).

Se propone que las concesiones se den mediante zonas geográficas; que las empresas de distribución propongan planes de electrificación en dicha zona y participen en la obtención de fondos concursables de desarrollo.

- e) En relación a los proyectos de electrificación rural, en la actualidad:
- Solo las concesionarias del Estado reciben y operan los proyectos de electrificación rural, los que son ejecutados por el Estado.
 - Las empresas no están obligadas a presentar planes para la electrificación rural, ya que dicha responsabilidad corresponde al Ministerio de Energía y Minas (MINEM) a través de su Dirección General de Electrificación Rural (DGER).
 - Los proyectos de electrificación rural no son rentables, presentando continuamente problemas de interrupción de servicio por falla, así como mala calidad de producto (tensiones bajas), que no son detectados por los sistemas de protección por la gran longitud de sus redes (generalmente en 33kV y 22,9 kV, con longitudes que alcanzan más de 180 km en algunos casos) y su baja demanda, siendo las empresas generalmente sujetas de multa por parte del OSINERGMIN.

Al respecto se propone lo siguiente:

- Que las Concesionarias, en general, deban recibir y operar los proyectos de electrificación rural para lo cual se propone la implementación de sectores típicos para zona rural y el incremento del FOSE.
- Que las Concesionarias presenten planes de expansión de electrificación rural correspondientes a sus propias áreas geográficas.
- Compensar adecuadamente en el VAD el mayor costo de la electrificación rural, de manera que las concesionarias no sean perjudicadas.
- Que se den incentivos para promover el uso productivo de la energía, incrementando la demanda, de manera de hacer más rentables los servicios eléctricos rurales.

1.3 Tarifas de Ayuda Social y Subsidios

De acuerdo al análisis previo realizado, se indica las siguientes propuestas a realizar:

1.3.1 Mejora del Fose

La ley N° 27510 de Agosto del 2001 estableció el subsidio al consumo residencial menores a 100 kWh mensual y que abarca a más del 40% de los consumidores a nivel nacional. El problema mayor detectado ha sido la focalización por consumo, donde se ha demostrado que se viene subsidiando a poblaciones que no lo requieren. Es evidente que la facilidad de administración hace conveniente su aplicación, pero no se está logrando el fin específico de ayudar a la población objetivo debido a las inclusiones de usuarios que no lo necesitan y no inclusión de usuarios que si lo necesita. Es posible que en general el beneficio mayor del subsidio se halla en el sector rural y en menor escala en el sector urbano.

Se propone mejorar la focalización del subsidio mediante estudios previos de patrones de consumo en zonas pobres del país y otros indicadores de pobreza (como el padrón de usuarios del sistema de focalización de usuarios) que permitan una mejor focalización. Igualmente se debe evaluar si el subsidio a los sectores urbanos debe continuarse como resultado de los estudios.

También debe evaluarse la problemática de cambio del subsidio a un amplio sector urbano que tiene influencia en la política social del país, para lo cual se debe evaluar el impacto político y administrativo de la mejora del FOSE.

El FOSE también debería fomentar el desarrollo de los usuarios pobres y dar incentivos a las empresas para que participen en dicho objetivo; en este sentido el subsidio no debería perennizarse sino tener una duración preestablecida con reducción gradual en el tiempo, duración que puede ampliarse haciéndose más lenta la reducción del subsidio, si el segmento de usuarios incrementa su consumo.

Por otro lado el subsidio, que se pagaría directamente a las empresas (como actualmente viene haciéndose con el FOSE, mediante las transferencias entre empresas), debería permitir cubrir los costos reales de las empresas que prestan el servicio a los pobladores de menores ingresos de las localidades aisladas y rurales constituyéndose, en consecuencia, en incentivo para incrementar el número de clientes y el correspondiente consumo unitario, con el consiguiente crecimiento del negocio eléctrico (este incentivo debería hacerse explícito para las empresas que prestan servicio en las localidades aisladas, rurales y de frontera del país, que generalmente manifiestan que el servicio a los sectores rurales no es rentable).

Los clientes con consumos mensuales menores a 100 kWh, sobre todo aquellos con consumo mensual menor de 30 kWh, emplearían la energía eléctrica

principalmente para la iluminación de sus vivienda, la misma que se efectúa de manera restringida debido al alto costo, relativo al nivel de ingresos, que representa la factura eléctrica para dichos consumidores. Una política de subsidios debería permitir el acceso de los segmentos más pobres de la sociedad al servicio eléctrico, a la vez que a promover un uso eficiente y productivo de la energía, con la finalidad de que los ahorros del consumo eléctrico se orienten a otros usos, incluyendo los usos productivos.

1.3.2 Mejoras del Programa de Electrificación

Luego de un proceso de más de 20 años del programa de wlectrificación rural desarrollado por el MINEM viene llegando a un límite de eficiencia, donde se tiene que las poblaciones sin servicio se hallan cada vez más alejadas de las redes existentes y son más dispersas. Esto está llevando a costos de inversión del subsidio a 2 o 3 veces los valores del pasado.

Es claro que la política de electrificar el país debe continuar para llegar a coeficientes cercanos al 100% en los sectores rurales y por lo tanto continuar con los métodos estándares no lleva a soluciones óptimas. Se requiere de rediseñar la estrategia y la ingeniería para lograr costos razonables. Algunos proyectos pilotos con fuentes renovables, uso productivo y de administración local han mostrado un potencial de desarrollo.

El proceso de descentralización de los programas de electrificación rural requiere de un mayor apoyo del gobierno central. Así mismo el desarrollo de la nueva estrategia para poblaciones alejadas y dispersas necesita de una institución especializada (como un Instituto de Electrificación Rural) que desarrolle los estudios técnicos, económicos y sociales y permita una respuesta multisectorial al desarrollo.

1.3.3 Mejora de la Calidad del Servicio Rural

Un problema que se viene arrastrando es la calidad del servicio rural. No existe información específica de la prestación de servicio rural. Los datos obtenidos se encuentran dentro de las estadísticas globales del servicio eléctrico, no discriminándose los datos resultantes de las zonas rurales del país.

OSINERGMIN ha procesado información sobre los sistemas de las empresas concesionarios de distribución acerca de los índices SAIFI y SAIDI, obteniéndose un promedio de los mismos. Haciendo un análisis de los índices más elevados SAIFI y SAIDI y los niveles de consumo obtenidos de las estadísticas del OSINERGMIN, se muestra que los sectores con menores consumos son aquellos que reciben una menor calidad en el servicio de electricidad.

Para una mejora del servicio será necesario que se apliquen en toda su extensión las normas técnicas de calidad al sector rural y no continúe en suspenso.

1.3.4 Áreas de Concesiones de las Distribuidoras

De acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas, las áreas de concesión de las empresas distribuidoras se hallan restringidas a las zonas donde existen sus redes. Luego existen áreas nacionales donde no existe responsabilidad alguna de las empresas del país. Debido a que los planes de electrificación los viene desarrollando el gobierno central a través del MINEM, una vez acabada la obra no existe concesionario a quien entregar. Es evidente que entregar a los gobiernos locales puede ser una solución de corto plazo, pero para una solución de largo plazo deben abarcar las empresas regionales, los ámbitos de los gobiernos regionales, y de esta manera garantizar la operación, mantenimiento y expansión futuro.

1.4 Análisis de Costos Generación, Transmisión, Distribución a Usuario Final

Las propuestas siguientes influyen en los costos para los usuarios finales.

1.4.1 Generación

1.4.1.1 Precio del Gas de Camisea y Sector Eléctrico

Con el desarrollo del proyecto del Gas de Camisea se estableció un precio promocional del gas (1US\$/ MMBTU en el 2004) de este yacimiento que ha llevado a un desarrollo centralizado en Lima de la generación por parte de los agentes privados. Esta concentración ha obligado a realizar fuertes inversiones en proyectos de transmisión a 500 KV al norte y sur del país. Los retrasos de los proyectos de transmisión y de la ampliación de los ductos han llevado a situaciones de congestiones de la transmisión y restricciones de gas a los generadores.

Aunque no se puede negar los beneficios del gas natural en el sector eléctrico, es evidente que se requiere desarrollar los puntos siguientes:

Planificación conjunta del sector gas y electricidad

No existe un ente que desarrolle una política y un planeamiento coherente del gas natural en el país. El dejar en manos del sector privado la iniciativa del desarrollo del gas, está llevando a situaciones insostenibles en el mediano plazo como las plantas de reserva fría que usaran petróleo diesel.

La experiencia reciente de países vecinos con mercados eléctricos similares, lleva a la necesidad de establecer una política energética clara tomando en cuenta los intereses nacionales.

El precio del gas no debe impedir el desarrollo de otras tecnologías

El potencial hidroeléctrico y renovable del país se ve retrasado su desarrollo debido a la competencia del precio del gas de Camisea. Los nuevos yacimientos de gas en el futuro van a tener precios de mercado y por lo tanto será necesario desarrollar una estrategia que permita en el mediano plazo un uso óptimo del gas natural de país y en el largo plazo el desarrollo de los grandes proyectos hidroeléctricos.

1.4.1.2 LICITACIONES MINEM - PROINVERSION

El crecimiento acelerado de la demanda y falta de proyectos de generación de los últimos años ha llevado a modificación en la práctica el marco regulatorio al establecerse licitaciones de Reservas frías como plantas de emergencia y de Centrales Hidroeléctricas con características de take or pay. Ambos tipos de licitación no se hallan en el marco de la Ley del 1992 y la Ley del 2006. Esta situación hace inestable el marco regulatorio y por lo tanto se requiere revisar para evitar la percepción del riesgo regulatorio.

1.4.2 Transmisión

1.4.2.1 Expansión de la Red de REP

El contrato de concesión de REP (responsable del 90% de la red nacional) garantiza una remuneración garantizada de la operación y mantenimiento de la transmisión nacional. Debido al crecimiento de la demanda y la generación se hace necesario ampliar la transmisión y solo es posible realizarlo a través de la negociación del concedente (MINEM) de cláusulas adicionales al contrato existente. La expansión de la red de REP se hace mediante la planificación bianual. Esta modalidad se halla fuera del marco regulatorio y por lo tanto hace que el sistema se encuentre en una situación de falta de expansión oportuna debido a la asimetría de información existente entre el MINEM y REP. El marco legal establece un plan de transmisión del COES que usualmente es un plan de largo plazo. Se propone que exista un único plan de transmisión de corto, mediano y largo plazo que se halle bajo dirección del COES de manera de evitar los desequilibrios en las negociaciones.

1.4.2.2 Expansión de las Redes de las Regionales

A excepción de la distribución de Lima, el resto de la distribución nacional y subtransmisión se halla en manos de empresas regionales de propiedad estatal. Estas empresas no cuentan con el apoyo de su propietario el gobierno central para realizar inversiones suficientes a nivel de subtransmisión. Esta situación pone en serio dificultades la continuidad y calidad del servicio. Se propone reforzar el apoyo estatal para reforzar las redes regionales tomando en cuenta las distancias y las cargas

1.4.2.3 Regulación de la Transmisión

El sistema actual de regulación existente es bastante y engorroso considerando el peso en la tarifa final. Se requiere revisar la metodología y procedimientos a fin de simplificar la regulación.

1.4.3 Distribución

1.4.3.1 Sistemas Típicos

Los sistemas típicos asignados a las empresas regionales para definir el VAD, no suele ser representativos de los diferentes regiones del país. Se propone desarrollar más sistemas típicos a fin de cubrir el amplio espectro nacional.

1.4.3.2 Apoyo del Gobierno Central

El diseño inicial de la reforma del sector, tenía como meta la privatización de todas las empresas del sector. Las dificultades sociales en el proceso de privatización ha llevado a la imposibilidad de pasar las empresas distribuidoras regionales al sector privado. Esta situación ha llevado a que estas empresas se encuentren en un limbo sin apoyo pleno del gobierno para su desarrollo y por lo tanto para un mejor servicio.

Se propone replantear la relación del gobierno con las empresas regionales a fin de reforzar su gestión y de esta manera mejorar el servicio,

2 ANÁLISIS COMPARATIVO CON OTROS MODELOS

El presente análisis comparativo del modelo del Perú con los de Colombia y Honduras se basa en los informes proporcionados por OLADE.

2.1 Modelo de Mercado

2.1.1 Modelo del Perú

El modelo de Mercado Eléctrico del Perú se introdujo luego que se estableció el régimen de facto del 5 de Abril de 1992 mediante el Decreto Ley de Concesiones Eléctricas 25844 de 6 noviembre de 1992. Los principales lineamientos del marco legal peruano se basan en el modelo chileno introducido en 1982.

Los fundamentos de la ley fue establecer reglas de competencia a nivel de generación, regular la transmisión y la distribución de manera que participen agentes privados. En la etapa inicial se desarrolló un proceso activo de

privatización de las empresas estatales que no logro culminar por la oposición social.

El 23 de julio del 2006 en un régimen democrático se dio la Ley 28832 para mejorar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica que introdujo mejoras a la Ley de Concesiones de 1992.

En el mercado peruano se introdujeron los siguientes entes:

- Organismo Regulador: OSINERGMIN
- Operador del sistema: COES
- Operador del mercado: COES

La expansión de la generación y la transmisión quedaba a la iniciativa privada y se estableció un plan eléctrico referencial. En el 2006 se introdujo la planificación de la transmisión a realizarse por el COES.

La expansión de la generación lo hacen principalmente los agentes privados, ya que existe una política de desalentar la inversión de los generadores estatales. La expansión de la transmisión se hace mediante licitaciones con participación privada.

Las transacciones que se realiza es el mercado de generadores del COES (spot), mercado de clientes libres y el mercado de clientes regulados. En el COES se transa a costo marginal auditado.

El marco regulatorio se halla vigente y se implementó la reforma del sector para adecuarlo

2.1.2 Modelo de Colombia

Las bases de la reforma del sector eléctrico colombiano se iniciaron con la constitución de 1991 y se concretó luego de un proceso deliberativo del sector en 1994 con la Ley 142 Ley Eléctrica y la Ley 143 Ley de Servicios Públicos Domiciliarios. El marco colombiano toma como base la experiencia del modelo inglés de 1989.

Los siguientes entes se introdujeron en el modelo colombiano:

- Organismo Regulador: CREG
- Operador del sistema: CND (XM ISA)
- Operador del mercado: CND (XM ISA) y CON que audita con CAC

El planeamiento de la expansión lo realiza al UPME y lo aprueba el Ministerio de Energía y Minas. A nivel de generación es indicativo y a nivel de transmisión es obligatorio para las licitaciones.

La expansión de la generación lo realizan tanto los agentes privados como los estatales. La transmisión principalmente lo desarrolla ISA.

Las transacciones de energía se hacen a través de contratos bilaterales y en el mercado spot. En el mercado spot además de los generadores participan los comercializadores y las ofertas son libres.

El marco regulatorio se halla vigente y se implementó las reformas del sector para adecuarlo.

2.1.3 Modelo de Honduras

Luego de un proceso de crisis del sector eléctrico en 1994 se aprueba la Ley Marco del Subsector Eléctrico la cual promueve la competencia, establece la separación de la generación, transmisión y distribución, la libertad de entrada y las transacciones en un mercado mayorista. La finalidad fue posibilitar la inversión privada.

Los siguientes entes se introdujeron en el modelo de Honduras:

- Organismo regulador: CNE
- Operador del sistema: ENEE
- Operador del mercado: ENEE

A pesar de la vigencia del marco regulatorio no ha sido posible realizar la reforma del sector, así se tiene que ENEE continua como una empresa integrada verticalmente y cumple los papeles de operador del sistema y del mercado. En realidad ENEE se comporta como un único comprador de generación de los APP privados.

2.2 Método de Regulación (Generación, Transmisión Distribución)

2.2.1 Perú

2.2.1.1 Generación

La regulación de la generación para los clientes regulados se basa en la determinación de los costos marginales de potencia y energía. A propuesta de los agentes de generación cada año OSINERGMIN fija la tarifa el 1 de mayo. El precio de la potencia se define a partir de la inversión anualizada una planta turbogas adecuada para abastecer la punta. El costo marginal de la energía se determina a partir de la simulación de la operación en 3 años de acuerdo a la última planta despachada; este costo es reajustado con la comparación de los precios ponderados de contratos resultados de las licitaciones de corto y largo plazo realizadas por las empresas distribuidoras.

2.2.1.2 Transmisión

La regulación de la transmisión tiene diversas modalidades:

El sistema principal de transmisión (lo pagan todos los usuarios finales) y el sistema secundario de transmisión (lo pagan los usuarios físicos de la línea) su regulación se basa en el costo medio eficiente de un sistema económicamente adaptado. Este sistema se regula cada 4 años y su expansión se halla congelada.

El sistema garantizado de transmisión (lo pagan todos los usuarios finales) es el resultado del plan de transmisión y su remuneración depende de la licitación. El sistema complementario de transmisión su construcción depende de la iniciativa propia de los agentes o de las instalaciones aprobadas por OSINERGMIN mediante un plan de inversiones que se aprueba cada 4 años.

Adicionalmente se incluye los proyectos de subastas BOOT de transmisión y subastas RAG (remuneración anual garantizada) que han sido llevada a cabo por el MINEM a través de PROINVERSION.

2.2.1.3 Distribución

La regulación de la distribución se basa en el costo medio eficiente de una empresa modelo, mediante la determinación del Valor Agregado de Distribución por nivel de tensión. Esta regulación se realiza cada 4 años.

2.2.2 Colombia

2.2.2.1 Generación

La regulación de precios de generación proviene del costo promedio de compra del comercializador en la bolsa de energía y en sus contratos de largo plazo en el interconectado nacional.

2.2.2.2 Transmisión

Para la transmisión construida antes del 2001 se tiene un método definido por el regulador. Para las subastas competitivas el precio ofertado del proyecto asignado al ganador.

La transmisión no sometida a subasta tiene un ingreso máximo anual regulado resultante del costo anual del activo eléctrico incrementado en un porcentaje para reconocer el activo no eléctrico, un porcentaje de los gastos de administración, operación y mantenimiento. Los costos de transmisión se distribuyen en forma de estampilla.

2.2.2.3 Distribución

La regulación de la distribución se basa en empresas eficientes de referencia según las características de la región. Para definir el cargo se toma en cuenta los costos de inversión de las redes de distribución, el costo de oportunidad del capital y los costos de administración, operación y mantenimiento.

2.2.3 Honduras

2.2.3.1 Generación

La mayor parte de la generación de los APP vende su energía a ENEE, donde se garantiza la compra si esta se vende a un precio igual o menor al costo marginal de corto plazo. Si la compra es promovida directamente por la ENEE a través de licitaciones la tarifa será el resultado de la subasta y los términos del contrato.

2.2.3.2 Transmisión

La regulación de la transmisión establece la remuneración del costo total que corresponde a la anualidad de la inversión más el costo de administración, operación y mantenimiento en base a una gestión eficiente.

2.2.3.3 Distribución

La regulación de la distribución se define bajo el concepto del valor agregado de distribución, lo cual se basa en una empresa modelo.

2.3 Esquema Tarifario

2.3.1 Perú

De acuerdo al marco regulatorio, las tarifas máximas a los usuarios regulados por OSINERGMIN comprenden:

- Los precios a nivel de generación.
- Los peajes unitarios de los sistemas de transmisión.
- El valor agregado de distribución.

2.3.2 Colombia

De acuerdo a lo que establece la CREG, los costos incluidos a un usuario final son:

- Costos de generación: corresponde al costo de compra de energía por parte del comercializador como promedio del mercado de contrato y en la bolsa de energía.
- Costo de transmisión: corresponde al costo promedio por uso del sistema nacional de tensiones de 220 KV y mayores.

- Costo de distribución: Corresponde al costo de transporte de menos de 220 kV desde la subestación del sistema de transmisión nacional hasta el usuario final.
- Costos adicionales: Comercialización y otros.

2.3.3 Honduras

La ley Marco establece los siguientes precios regulados:

- El precio de venta de los generadores a las empresas distribuidoras a través del operador del sistema (ANEE).
- El precio de venta de los distribuidores a los usuarios finales.
- El precio por el uso de las redes de transmisión y de distribución.

3 CUADROS COMPARATIVO CON OTROS MODELOS

3.1 Cuadro Modelo de Mercado

PERÚ	COLOMBIA	HONDURAS
<p>La modalidad elegida para el mercado peruano tiene las características siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pool mandatorio centralizado • Basado en ofertas de Costo Marginal de operación • Competencia en Generadores y Distribuidores por los clientes libre (para venta a clientes libres) • El "Libre acceso" a las redes de Transmisión y Distribución. • Negocio en Generación: Venta al mercado Spot + Venta a Clientes • Negocio en Transmisión: Reconocimiento del costo en inversión y de la operación y el mantenimiento. <p>Un esquema que muestra el modelo es el siguiente:</p> <p>Modelo del Mercado Peruano</p> <p>Figura N° 2.1: Modelo del Mercado Peruano</p>	<p>De acuerdo con la Resolución CREG 024 de 1995, el Mercado Mayorista es el conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos.</p> <p>Los agentes que pueden establecer contratos son los generadores, los comercializadores y los usuarios no regulados (UNR), como se indica en la Figura 18. No obstante, en el mercado mayorista el responsable frente a la bolsa siempre será un generador o un comercializador, puesto que los usuarios no pueden comprar directamente en la bolsa.</p> <p>Figura N° 2.2 : Agentes Participantes en Mercado Mayorista de Energía Colombiano</p>	<p>La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), es el mayor agente del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) básicamente de propiedad estatal, con atribuciones establecidas en parte en su Ley constitutiva.</p> <p>Una de las características más distintivas del Modelo de Mercado Eléctrico Nacional es su integración vertical, en la cual la ENEE en representación del estado de Honduras ejerce control sobre las actividades de generación, transmisión, centro de despacho, distribución y comercialización a través del Centro Nacional de Despacho y a la vez administra el mercado.</p> <p>El tipo de transacción que se efectúa en el MEN es puramente física, es decir compra y venta de energía y potencia eléctrica en las condiciones establecidas en cada contrato, para lo cual la ENEE es el comprador único de la energía eléctrica generada por los productores locales o importada por las interconexiones internacionales existentes con los sistemas de las repúblicas de El Salvador, Guatemala, y Nicaragua.</p> <p>Figura N° 2.3: Organización del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) de Honduras</p>

3.2 Cuadro Método de Regulación (Generación, Transmisión Distribución)

GENERACIÓN		
PERU	COLOMBIA	HONDURAS
<p>La Ley de Concesiones Eléctricas se fundamenta en que los incentivos para la expansión de la generación en Perú estaban basados en las señales de precios del mercado de contratos a precio regulado para la venta a los distribuidores, y del mercado spot. Se establecía para los distribuidores la obligación de contar con contratos para su demanda por un plazo de al menos dos años. La volatilidad de los costos marginales y la falta de contratos llevo en el 2006, a la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, para corregir las ineficiencias de las señales dadas por la LCE.</p>	<p>La producción de la energía eléctrica, la puede desarrollar cualquier agente económico. La ley establece dos modalidades de transacción: i) como resultado de las fuerzas del mercado (bolsa de energía) y ii) mediante contratos bilaterales. En el Numeral 5.1 (Pág.43), se describen las características de estas transacciones.</p> <p>En la reglamentación del mercado se distinguen los siguientes tipos de generadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los generadores que posean plantas o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, con capacidad mayor o igual a 20 MW, están obligados a ofertar precios y declarar capacidad para el Despacho Central (transar en la bolsa de Energía), de acuerdo con la Resolución CREG 054 de 1994. En la Figura 2 se presentan los generadores que son o no despachados centralmente. • Los generadores conectados al SIN con plantas menores o unidades de generación, con capacidad mayor o igual a 10 MW y menor a 20 MW, pueden optar por participar en la oferta para el Despacho Central, de acuerdo con las Resoluciones CREG 086 de 1996 y 039 de 2001. <div style="text-align: center;"> </div> <p>Figura N° 2.5 Generadores que son o no Despachados Centralmente</p>	<p>En la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico (Decreto Legislativo 158-94), en el capítulo IV, los artículos 10 al 14 se estableció la regulación de la actividad de la generación o producción de energía eléctrica por cualquier medio. A continuación los artículos 11 y 12 de la Ley Marco:</p> <p>Artículo 11.- Se permite la producción de energía, mediante la construcción o arrendamiento de centrales o unidades generadoras o por cualquier medio, conforme a esta Ley.</p> <p>Artículo 12.- Las empresas públicas, privadas y mixtas acogidas a la presente Ley, para vender su producto, tendrán las opciones siguientes: a) Vender directamente a un gran consumidor o a una empresa distribuidora en estos casos, deberán construir las líneas necesarias para hacerlo; y b) Vender su producto a ENEE.</p> <p>Hasta la fecha, la ENEE opera bajo el esquema de un comprador único (monopsonio). La ENEE, con el objetivo de para satisfacer las necesidades nacionales de energía eléctrica, administra una serie de contratos de suministro de potencia y su energía asociada (PPA: Power Purchase Agreement) con empresas generadoras del sector privado, donde estas empresas privadas suministran una gran parte de la demanda del sistema.</p>

TRANSMISIÓN		
PERU	COLOMBIA	HONDURAS
<p>La clasificación de los Sistemas Transmisión establecida por la Ley de 1992 fueron:</p> <p>Sistema Principal de Transmisión (SPT).- Parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.</p> <p>Sistema Secundario de Transmisión (SST).- Parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde el Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Transmisión.</p> <p>Con la Ley 28832 se introdujo cambios en el marco regulatorio para superar los problemas existentes así se introdujo:</p> <p>Sistema Garantizado de Transmisión (SGT).- Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que se construyen como resultado del Plan de Transmisión.</p> <p>Sistema Complementario de Transmisión (SCT).- Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que no conforman el Sistema Garantizado de Transmisión.</p> <p>Los sistemas anteriores de SPT y SST quedaron congelados, de manera que no se ampliaría y su remuneración ya no sería revisada.</p>	<p>Son los agentes que desarrollan la actividad del transporte de la energía en el sistema a tensiones iguales o superiores a 220 kV, a estas redes se les denomina Sistema de Transmisión Nacional – STN.</p> <p>La transmisión se remunera con una metodología de ingreso máximo, la cual se establece con base en:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La tipificación de los activos existentes hasta antes de 1999, los cuales se valoran con costos índices. • La expansión que se ejecuta mediante procesos de subastas para la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos contenidos en el plan de expansión del STN realizado por la Unidad de Planeación Minero Energética. 	<p>Actualmente las redes de transmisión y subestaciones son propiedad de la ENEE que tiene a su cargo los servicios de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el país, también la empresa estatal está a cargo del planeamiento de la expansión, la construcción de ampliaciones y refuerzos de las redes. En relación a la transmisión, el capítulo V, los artículos 15 al 19 de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, se reserva al Estado a través de la ENEE, la operación del sistema de transmisión y el Centro Nacional de Despacho (CND).</p> <p>El sistema de redes de transmisión se describe como un sistema débilmente mallado, es decir, como un componente de radialidad importante. Se tiene entendido que las pérdidas del sistema de transmisión oscilan entre 4 y 5 % de la generación total. Por otra parte, se presentan en la actualidad algunos déficits de energía asociados a problemas de congestión en la red de transmisión y problemas de regulación de tensión.</p>

DISTRIBUCIÓN		
PERU	COLOMBIA	HONDURAS
<p>El estudio de costos del Valor Agregado de Distribución (VAD) para cada Sistema de Transmisión (SDT) comprende:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La optimización de las redes eléctricas de MT y BT, • La optimización de la operación y mantenimiento de las instalaciones de la empresa modelo incluyendo los costos de materiales, mano de obra, transporte y equipos necesarios para la ejecución los trabajos de O&M, • Los costos de explotación comercial para la atención al usuario y los costos indirectos asignados relacionados con la gestión, administración y contabilidad, entre otros, de la organización de la empresa modelo. <p>Determinación de las Tarifas de Distribución Eléctrica</p> <p>Figura N° 2.4 Determinación de las Tarifas de Distribución Eléctrica</p>	<p>Es la actividad del transporte de la energía en niveles inferiores a 220 kV, la cual se clasifica en:</p> <p>Sistema de Transmisión Regional – STR: Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones. Un STR puede pertenecer a uno o más Operadores de Red. En Colombia hay dos STR (Norte e Interior) y los usuarios conectados a un mismo STR pagan una estampilla única por kWh.</p> <p>Sistema de Distribución Local – SDL: Sistemas de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, dedicados a la prestación del servicio en uno o varios Mercados de Comercialización.</p> <p>La metodología adoptada para remunerar la actividad de distribución en los SDL, es una metodología de precio máximo, los usuarios perciben una tarifa fija (indexada por IPP). La CREG establece los cargos para cada nivel de tensión, los cuales se denominan CDn, con base en los cuales se determinan los cargos acumulados que debe pagar un usuario que está conectado en un determinado nivel de tensión.</p> <p>Figura N° 2.6 Representación del sistema de transmisión y distribución Colombiano</p>	<p>En la distribución participa únicamente el ENEE permaneciendo un monopolio natural en la actividad de distribución. No obstante la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico en su capítulo VI, da la posibilidad de la participación al sector privado en la actividad de la distribución, hasta la fecha no existen comercializadores independientes y la actividad de los grandes consumidores es prácticamente inexistente.</p> <p>Las tarifas aplicables a las ventas de una distribuidora se basaran en el concepto de Tarifa de Barra. Para el cálculo de la misma se tomará el promedio de los costos marginales sobre un periodo de cinco (5) años. Las ventas de energía y potencia estarán exentas del pago de impuesto sobre ventas. Para las tarifas de distribución se calculan en base al valor agregado de la distribución (VAD), adecuadamente distribuido entre las diferentes categorías de usuarios con el correspondiente valor de tarifa en barra. La regulación de Honduras, se basa en un esquema eficiente ó empresa modelo, es decir, es una regulación por incentivos, donde el precio ó tarifa de referencia se mantiene constante (mecanismo de estabilidad) en términos reales por un periodo regulatorio de 5 años, pero con posibilidad de revisión anual y mecanismos de ajustes establecidos en la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico y sus disposiciones reglamentarias. De acuerdo a la Ley Marco, la tarifa al consumidor final deberá reflejar el costo marginal del suministro y el Valor Agregado de Distribución y serán estructuradas de manera que promuevan el uso eficiente y económicamente equitativo de la energía eléctrica.</p>

3.3 Cuadro Esquema Tarifario

Perú	Colombia	Honduras
<p>Las tarifas y precios al cliente final se estructuran como la suma de los precios a nivel de generación, los cargos por el servicio de transmisión y las tarifas por distribución (o Valor Agregado de Distribución). Los precios de venta a los clientes consideran los cargos hasta los puntos de suministro, que puede ser en muy alta, alta, media o baja tensión.</p> <p>La forma como se estructuran los precios se muestra en el esquema siguiente:</p>	<p>Los comercializadores son aquellos agentes que compran y venden energía, básicamente los comercializadores prestan un servicio de intermediación, entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen electricidad. Legalmente el comercializador es el prestador del servicio.</p> <p>Por otra parte las Leyes 142 (numeral 73.13) y 143 de 1994 (Artículo 10), facultan a la CREG para determinar los límites entre usuarios regulados y no regulados. Siendo los usuarios no regulados aquellos que pueden negociar libremente sus tarifas con los comercializadores. Debido a la separación de mercados entre usuarios regulados y no regulados, las empresas comercializadoras pueden comercializar energía con destino al mercado regulado; pueden comercializar energía en el mercado no regulado; o pueden optar por ofrecer el servicio de intermediación en ambos mercados.</p>	<p>El precio regulado para ventas a las empresas distribuidoras que establece la Ley, designado como "Tarifa en Barra", es un precio al que las empresas distribuidoras pueden comprar sus necesidades de capacidad y energía. La tarifa en barra engloba los costos de la generación y de la transmisión; y la Ley indica que la deben calcular anualmente "las empresas generadoras" y proponerla a la Comisión Nacional de Energía para su aprobación. No es claro como las empresas generadoras procederán para realizar este cálculo, el cual requiere un conocimiento completo del sistema eléctrico. La única suposición razonable es que tendrían que haberlo hecho a través del Operador del Sistema.</p> <p>Las distribuidoras suman a sus costos de compra de capacidad y energía sus propios costos de distribución y de comercialización, conjunto que la Ley denomina "Valor Agregado de Distribución" para obtener las tarifas al usuario final.</p>

