



IV Reunión ARIAE – CEER

El papel de OSINERGMIN en el desarrollo de infraestructura energética del Perú

Ing. Jesús Tamayo Pacheco

Presidente del Consejo Directivo de OSINERGMIN, Perú

Marzo 2013



Contenido

1. Política y Marco Institucional del Sector Energético Peruano
2. Situación Actual del Sector Energético y Necesidades de Inversión
3. El Rol del Regulador, Logros y Retos
 - Generación Eléctrica
 - Transmisión Eléctrica
 - Distribución Eléctrica
 - Gas Natural
4. Comentarios Finales



1. Política y Marco Institucional del Sector Energético Peruano



Política energética

geoestratégica

SEGURIDAD

económica

COMPETITIVIDAD

**sector
energía**

SOSTENIBILIDAD

social

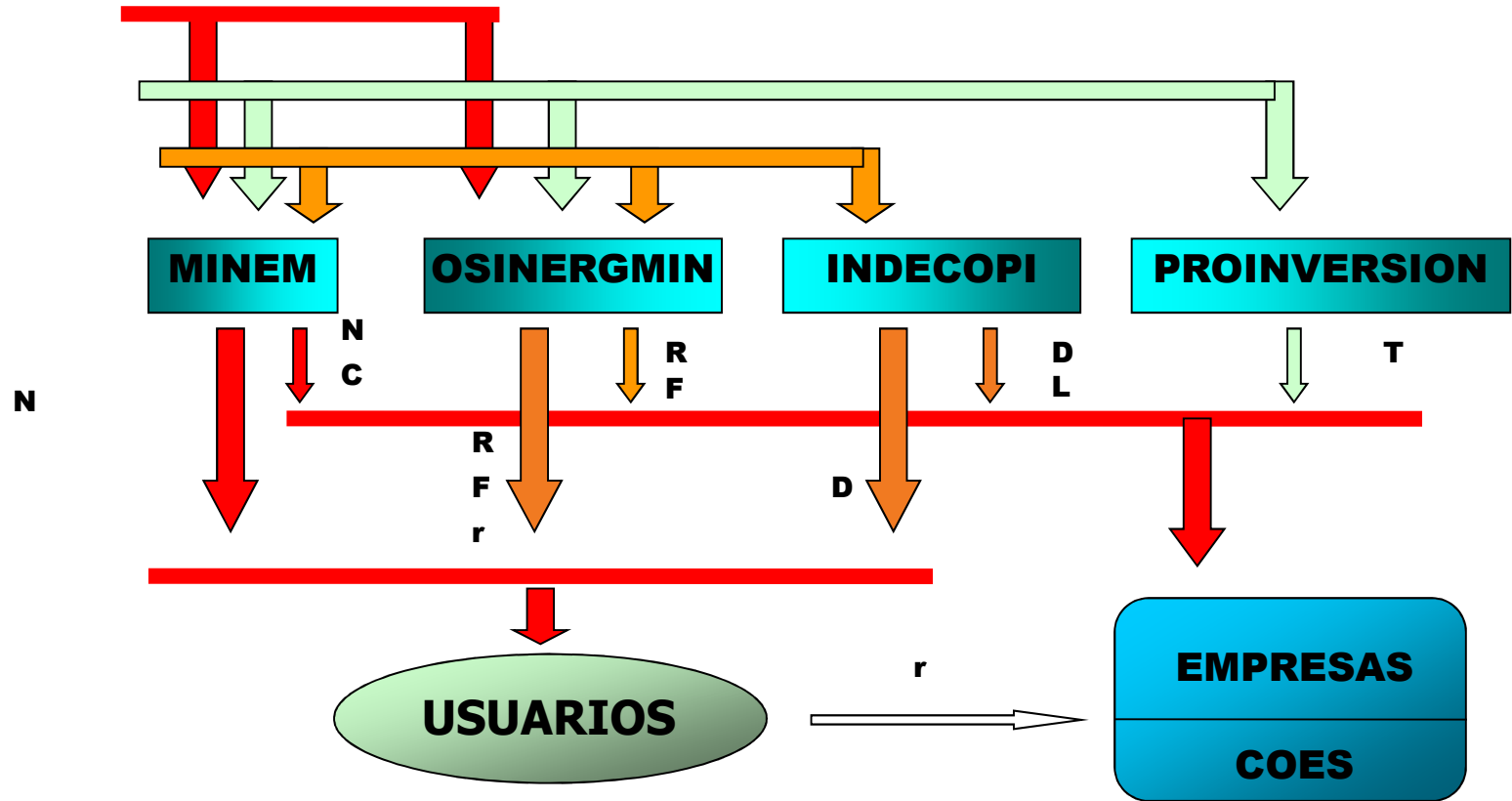


Estructura del Sector

**NORMATIVIDAD
PLAN REFERENCIAL
CONCESIONES**

**TRANSFERENCIAS AL SECTOR
PRIVADO**

**FISCALIZACIÓN Y
REGULACIÓN**



N=Normatividad
C=Concesiones
F=Fiscalización
R=Regulación
D=Defensa del Consumidor
L=Libre Competencia
T=Transferencias
r=Reclamos

MEM : MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS
OSINERGHMIN: ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
INDECOPI: INSITUTO DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA Y LA PROPIEDAD INTELECTUAL
PROINVERSION: AGENCIA DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PRIVADA
COES: COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA (OPERADOR DEL SISTEMA Y DEL MERCADO)



OSINERGMIN

- En el Perú se optó por separar al organismo regulador/supervisor del ministerio del sector, el cual otorga las concesiones y genera los grandes lineamientos de política.
- Los marcos regulatorios establecidos buscaron otorgar predictibilidad sobre las decisiones del regulador a fin de reducir el riesgo de las inversiones y fomentar la eficiencia en las empresas.
- OSINERGMIN es un organismo público descentralizado, adscrito a la Presidencia del Consejo de Ministros. Tiene personería de Derecho Público. Posee autonomía administrativa, funcional, técnica, económica y financiera.
- La Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos (Ley N° 27332) promulgada el año 2000, definió su ámbito de acción, naturaleza, funciones, mecanismo de financiamiento (mediante un aporte cobrado a los usuarios de los sectores regulados) y régimen laboral (carácter privado).



Funciones de OSINERGMIN

	Hidrocarburos Líquidos	Gas Natural	Electricidad	Minería
Fijación tarifas		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
Normativa	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Fiscalización - Supervisión	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Reclamos de Usuarios		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
Solución de Controversias	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Post-Privatización	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	



2. Situación Actual y Necesidad de Inversión



Sector Eléctrico

- Principales variables:

Indicadores	Unidades	2001	2011	I S-2012
Cobertura	%	72.1	89.2	92
Nº Clientes	Millones	3.5	5.5	6
Ventas de Energía	GW.h	16,417	31,775	16,625
Facturación	Millones S/.	3,973	7,858	4,364
Máxima Demanda SEIN	MW	2,798	4,961	5,291
Potencia Instalada Efectiva	MW	4,382	6,444	6,517
Participación Gas Natural	% (Capacidad)	5	42	40
	% (Producción)	4	38	37

Fuente: REPORTE SEMESTRAL DE MONITOREO DEL MERCADO ELÉCTRICO, setiembre 2012 - OSINERGMIN



Sector Gas Natural

- Principales variables:

Variables	Unidades	2004	2011	I SEM 2012
Cobertura	%	0.0	0.9	1.2
Clientes Residenciales	Número	0	51,977	81,448
Clientes Comerciales	Número	0	593	688
Clientes Industriales	Número	11	409	419
Generadores Eléctricos	Número	1	10	10
Demanda Nacional	MMPCD	85	445	495
Demanda Total	MMPCD	85	1,186	1,182
Vehículos Convertidos	Número	0	122,221	138,893
Talleres de Conversión	Número	0	212	216

Fuente: REPORTE SEMESTRAL DE MONITOREO DEL MERCADO DE GAS NATURAL, setiembre 2012 - OSINERGHMIN

Brecha de infraestructura en el sector energético

- De acuerdo al IPE (2009), tomando como referencia a Chile y otros estándares, la brecha de inversión en infraestructura del Perú, que debería cerrarse en diez años, alcanzaba cerca de US\$ 37,800 millones. Las brechas en el sector electricidad y de gas natural superaban los US\$ 12 mil millones, lo que representaba alrededor del **32% de la brecha nacional de infraestructura**.

Brecha de inversión en infraestructura, 2008

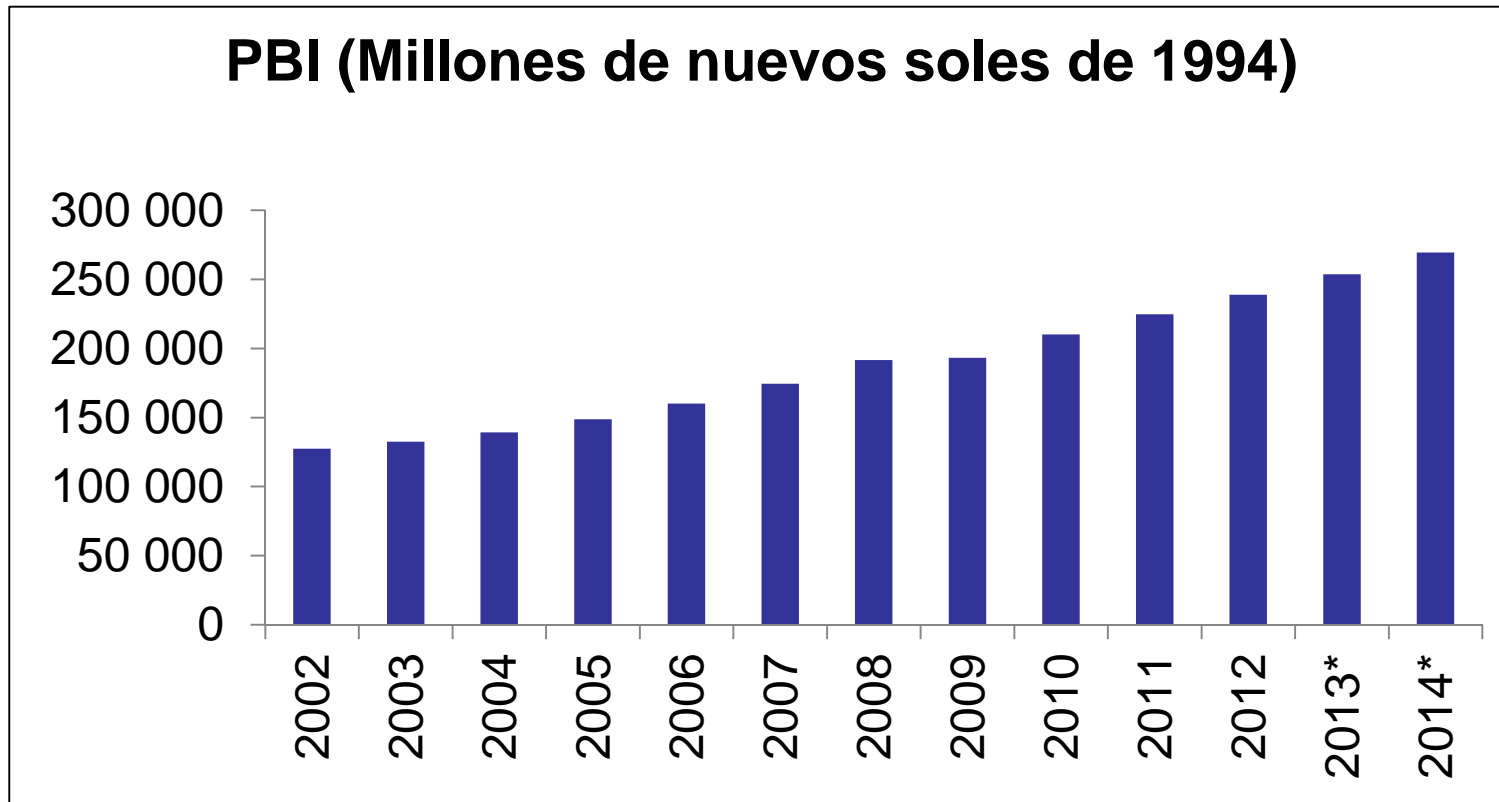
Sectores	Brecha 2008	%
Transportes	13,961	37.0
Saneamiento	6,306	16.7
Electricidad	8,326	22.0
Generación	5,183	
Transmisión	1,072	
Cobertura	2,071	
Gas Natural	3,721	9.9
Telecomun.	5,446	14.4
Total	37,760	100.0

Fuente: IPE (2009)
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERGMIN



Necesidades crecientes de inversión

- En el periodo 2002 – 2012, el PBI ha crecido a una tasa promedio anual de 6.4%. El BCRP ha proyectado que en el año 2013 crecerá a una tasa de 6.2%, mientras que en el año 2014 crecerá a una tasa de 6.3%.



* Proyectados (Ver Reporte de Inflación Dic. 2012)

Fuente: BCRP

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN



- En vista de ello, se prevé que las necesidades de inversión en el sector energético en el país continúan aumentando.
- Se espera que la máxima demanda crezca a tasas superiores al 8% en los próximos años.
- La máxima demanda del SEIN en el año 2012 fue de 5,291 MW.

Evolución de la Máxima Demanda y Proyecciones				
Periodo	Máxima Demanda del SEIN (MW)	Tasa de crecimiento (%)	Var % 1/	Var % 2/
2000-2004	2,885	4.50%		
2005-2010	4,130	6.70%		
2011	4,961	8.30%		
2012	5,291	6.65%		
2013 (p)	5,725		8.20%	8.70%
2014 (p)	6,446		12.60%	12.10%
2015 (p)				10.20%

1/ OSINERGMIN (Tarifas en barra)2/ Máxima demanda a fin de periodo.

2/ Propuesta COES Fijación Mayo 2013 Fuente: COES y GART - OSINERGMIN.

Fuente: COES, OSINERGMIN



3. El Rol del Regulador, Logros y Retos



Política regulatoria en sector energético – electricidad

- La Ley de Concesiones Eléctricas (Ley 25844, 11/1992) buscó el logro de la eficiencia mediante un sistema de precios que refleje los costos marginales del suministro eléctrico en el caso de la generación y a través de modelos de regulación por incentivos en el caso de la transmisión y distribución.
- En el 2002 se implementó un esquema de subsidios al consumo de electricidad (**FOSE**)
- En julio de 2006, la Ley 28832, “Ley de Generación Eficiente,” introdujo algunas mejoras al marco regulatorio de la generación y la transmisión.
- Se estableció un esquema de licitaciones de contratos de las empresas distribuidoras, siendo posible que los precios ofertados se mantengan hasta por 14 años y ya no salgan de un procedimiento administrativo de fijación de precios.
- En transmisión se dio la obligación al COES de proponer un Plan de Transmisión que debe ser aprobado por el MINEM y OSINERGMIN, cuyas obras son licitadas al menor costo.



Política regulatoria en sector energético – gas natural

- En el caso del gas natural, el marco regulatorio implementó el esquema de garantía de ingresos al transportista del ducto del proyecto Camisea, el cual era financiado por los usuarios eléctricos. Ello permitió garantizar un flujo de ingresos que reduzca el riesgo a las empresas. Un esquema similar se está evaluando para un proyecto en el sur del país, siempre que contribuya a la seguridad del Sistema Energético.
- Adicionalmente, en el marco regulatorio se ha diseñado un sistema tarifario que busca facilitar la conversión de los usuarios residenciales al gas natural y se ha incluido un Sistema de compensaciones al distribuidor (Calidda) si es que incrementa el número de conexiones.
- Por último, recientemente se han dictado medidas para promover la inversión en provincias, mediante gas natural comprimido (GNC).



3. El Rol del Regulador, Logros y Retos

Generación Eléctrica

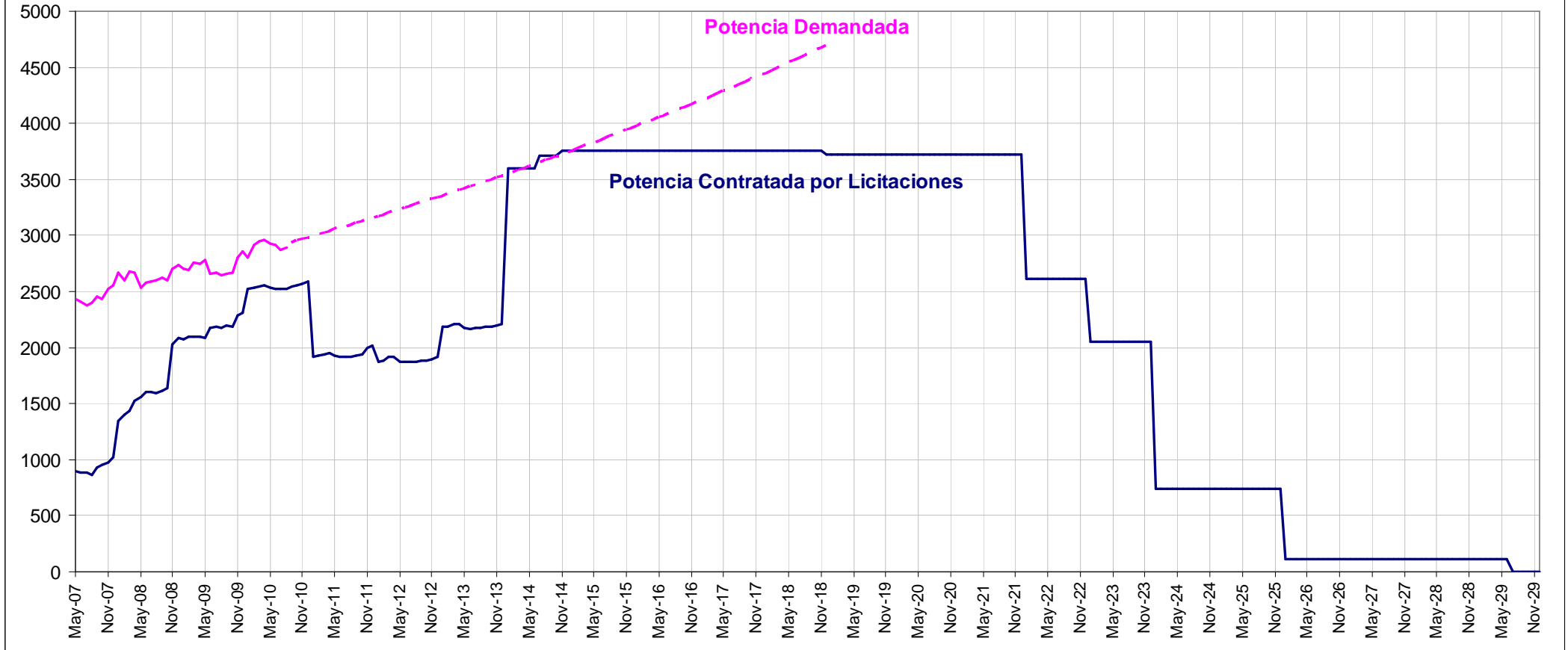


Licitaciones de Contratos de Empresas Distribuidoras (1)

- Los procesos de licitación tienen el propósito de **establecer los precios del suministro eléctrico** (potencia y energía asociada) en condiciones de competencia, mediante concursos públicos que finalizan con la suscripción de contratos entre generadores y distribuidores.
- En ese sentido, desde el 2006 (según lo dispuesto por la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, **Ley N° 28832**) se vienen realizando **procesos de licitaciones** de generación con el objetivo de cubrir las necesidades de la demanda.
- El **OSINERGMIN es administrador de los procesos de licitación** convocados por las empresas de distribución. OSINERGMIN aprueba los precios máximos (que solo se revelan si las ofertas lo superan).



Potencia Demandada Vs Contratada Total por Licitaciones para Usuarios Regulados (MW)

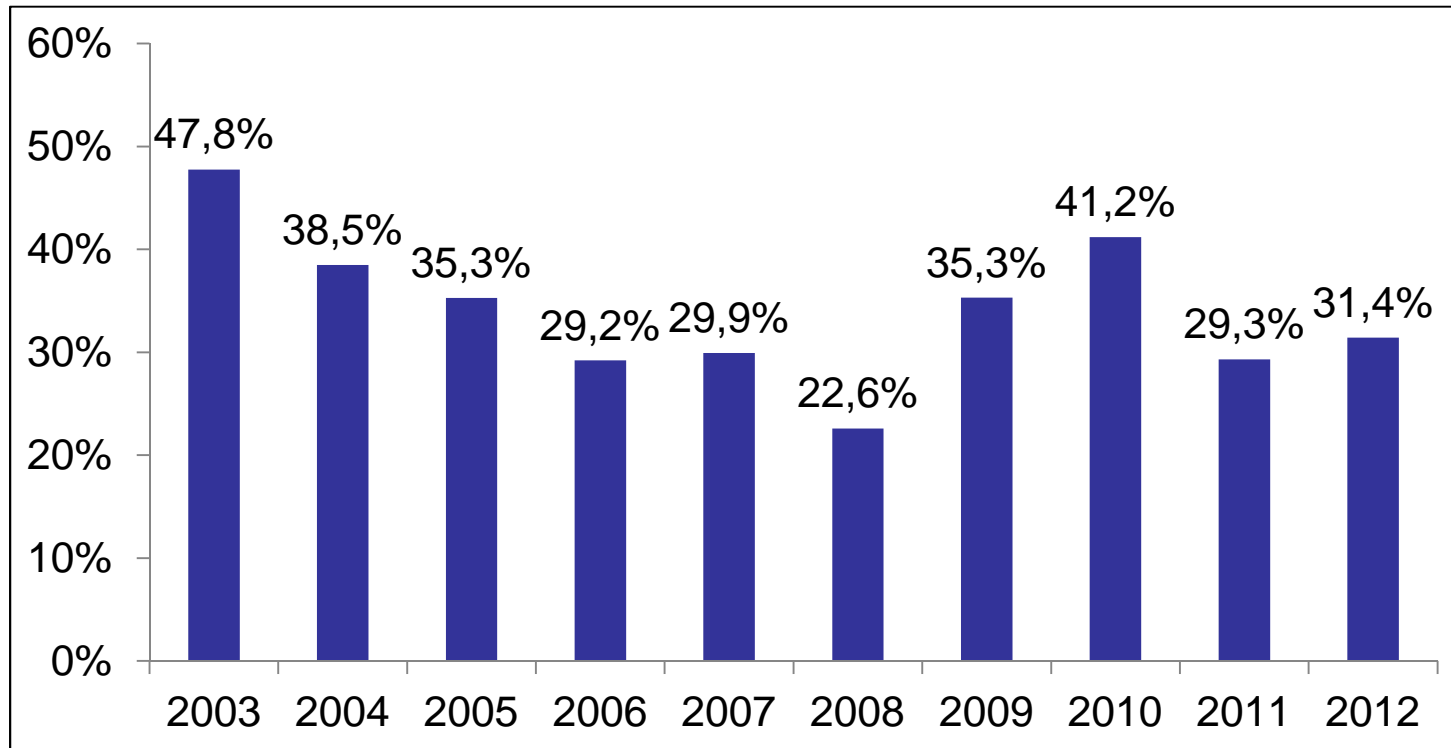


- Las subastas de corto y largo plazo han permitido resolver el problema de falta de contratación de las distribuidoras.
- Es necesario asegurar que una subasta competitiva para que el resultado obtenido sea eficiente.



- Contar con importantes reservas y producción de gas natural ha permitido que la oferta siga el crecimiento que ha experimentado la demanda en los últimos años, manteniéndose un margen de reserva de alrededor de 30%, pese a algunos períodos de riesgo de crisis como los del año 2008.

Margen de reserva*
(2003 – 2012)



* Potencia Efectiva – Máxima Demanda

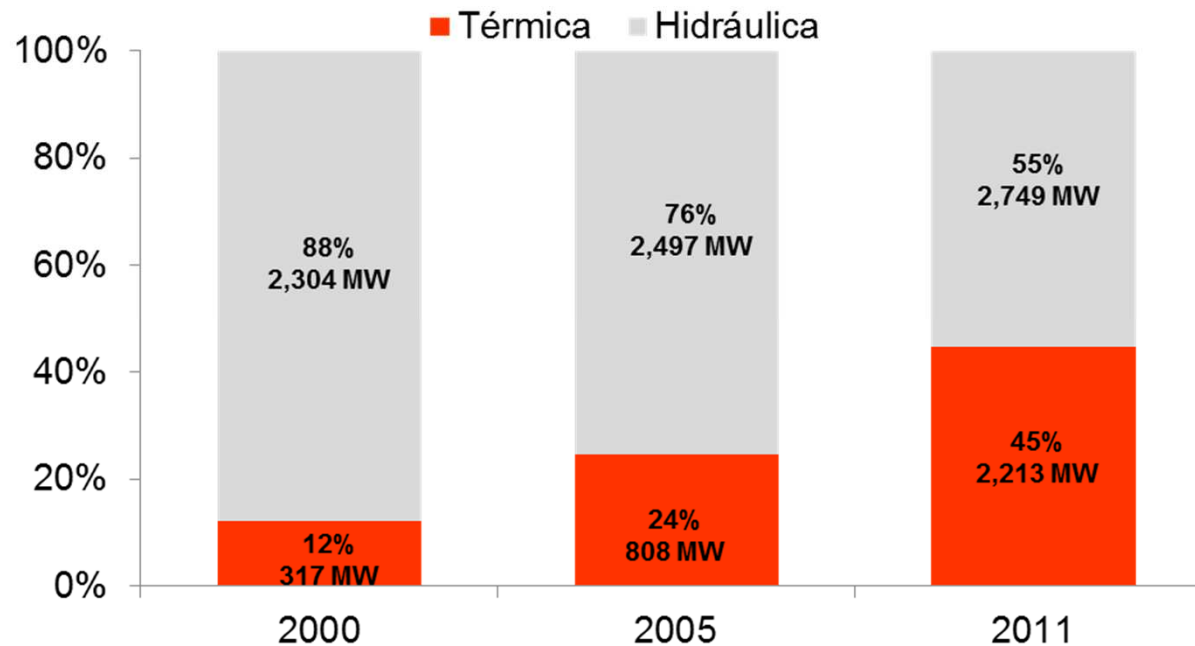
Fuente: COES y OSINERGMIN - GART

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERGMIN



- La participación de la energía térmica en la cobertura de la máxima demanda del SEIN ha crecido de forma apreciable principalmente por la entrada de centrales a base de gas natural proveniente del yacimiento de Camisea (a partir del 2004).
- Si bien se han reiniciado algunos proyectos hidroeléctricos, los de mayor escala enfrentarán problemas ambientales y de financiamiento.

Cobertura de la máxima demanda del SEIN por fuente



Fuente: GART - OSINERGHMIN.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERGHMIN



Empresa	Fecha	Central Hidroeléctrica	Potencia (MW)
Huanza Generación	feb-13	Huanza	90
EGEMSA	jun-14	Machupicchu, segunda etapa	101
LDS	dic-14	Santa Teresa (Cuzco)	91
SN POWER	sep-14	Cheves (Huaura - Lima)	168
ENERSUR	oct-14	Quitaracsa	112
RER	ene-15	Angel I, II, III	60
Total			622

Empresa	Fecha	Central Térmica	Potencia (MW)
ELECTROPERU	may-12	Emergencia de Mollendo	60
ELECTROPERU	jun-12	Emergencia de Piura	80
SDE	jul-12	Tablazo SDE Piura	30
KALLPA	ago-12	Conversión a ciclo combinado C.T. Kallpa	857
FENIX POWER	jun-13	Fenix CC	534
ENERSUR	dic-12	Conversión a ciclo combinado C.T. Chilca I	818
EEPSA	sep-13	Reserva Fría de Talara - TG5	183
ENERSUR	sep-13	Reserva Fría de ILO	460
TERMOCHILCA	sep-13	Santo Domingo de Olleros	197.6
COBRA	abr-14	Reserva Fría de Planta Eten	214
Total			3,433.6

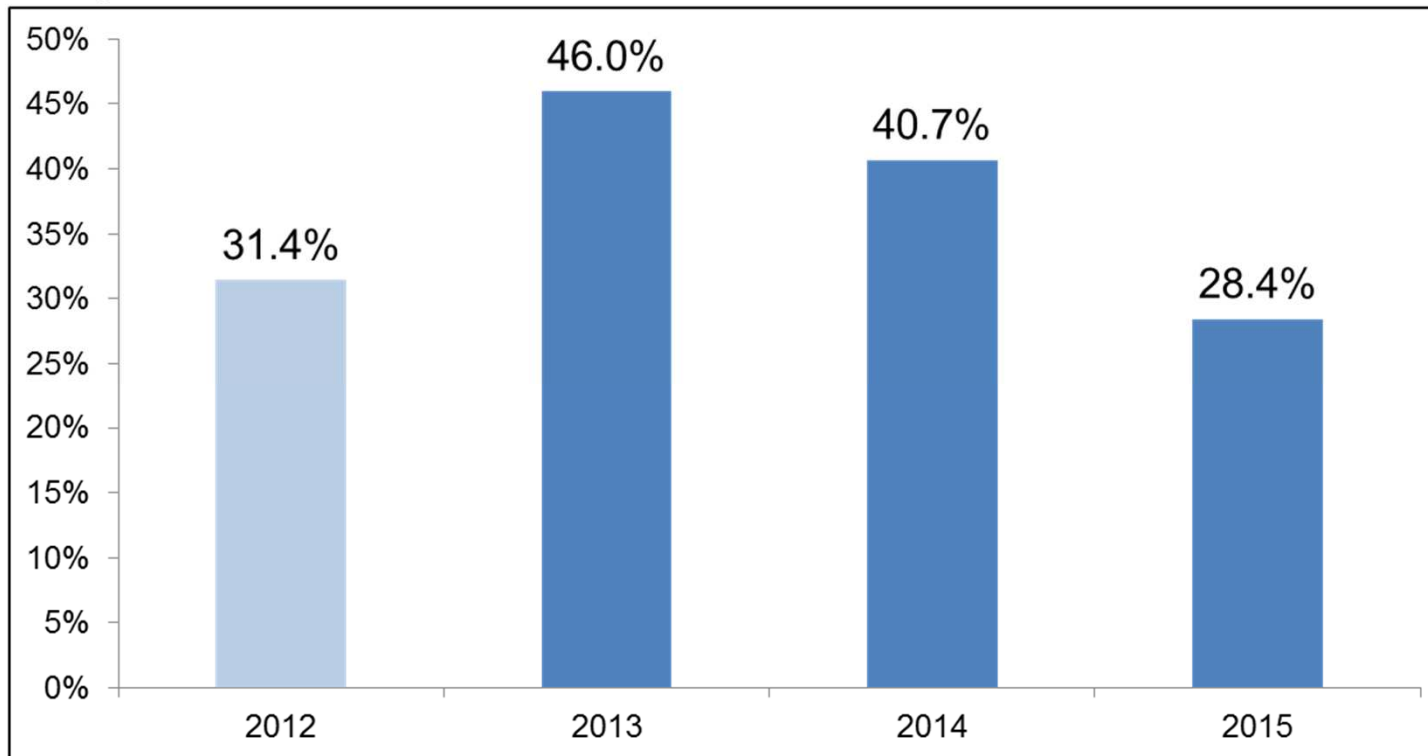
Fuente: GART – OSINERGMIN
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERGMIN



Evolución del Margen de Reserva

- El 2012 el margen de reserva se mantendría ha disminuido aunque se recuperaría para el 2013 y 2014 gracias a las nuevas inversiones.

Margen de Reserva de Potencia Efectiva Esperado hasta el 2015



Fuente: COES y OSINERGMIN - GART
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos



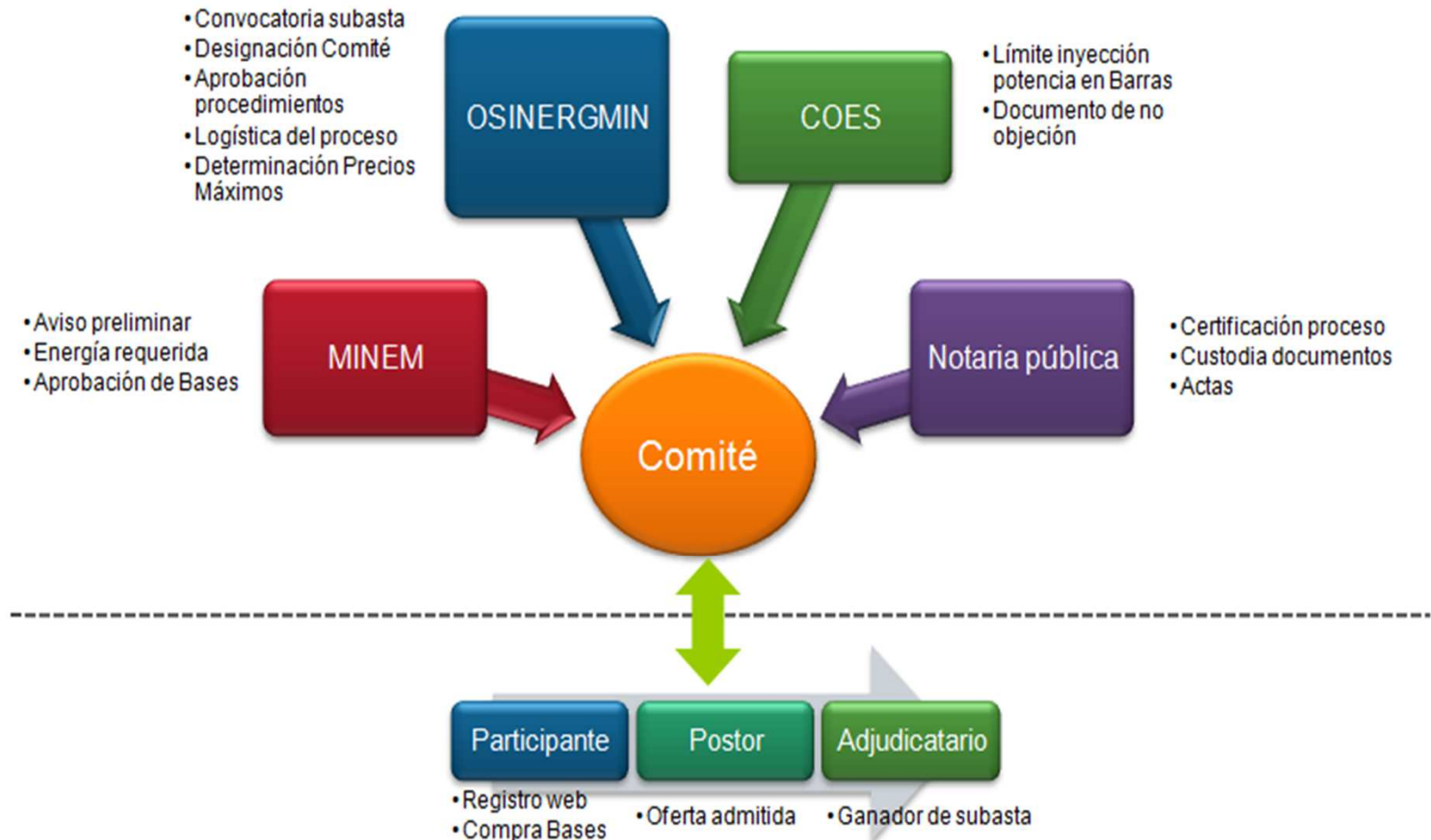
Subastas de Energías Renovables No Convencionales

- OSINERGMIN se encarga de realizar las licitaciones para nueva generación en base de recursos energéticos renovables (RER).
- OSINERGMIN subasta la asignación de primas a cada proyecto de generación RER, de acuerdo a las pautas fijadas por el MINEM (artículo 7 del Decreto Legislativo N° 1002 - Promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables).
- A la fecha se han realizado 2 procesos de subasta RER, el tercero está a la espera de una fecha de inicio.



Energías renovables

- En el Perú se estableció que el 5% de la generación eléctrica sea cubierta por centrales renovables no convencionales.
- Para ello se creó un sistema de subastas administrado por OSINERGMIN.



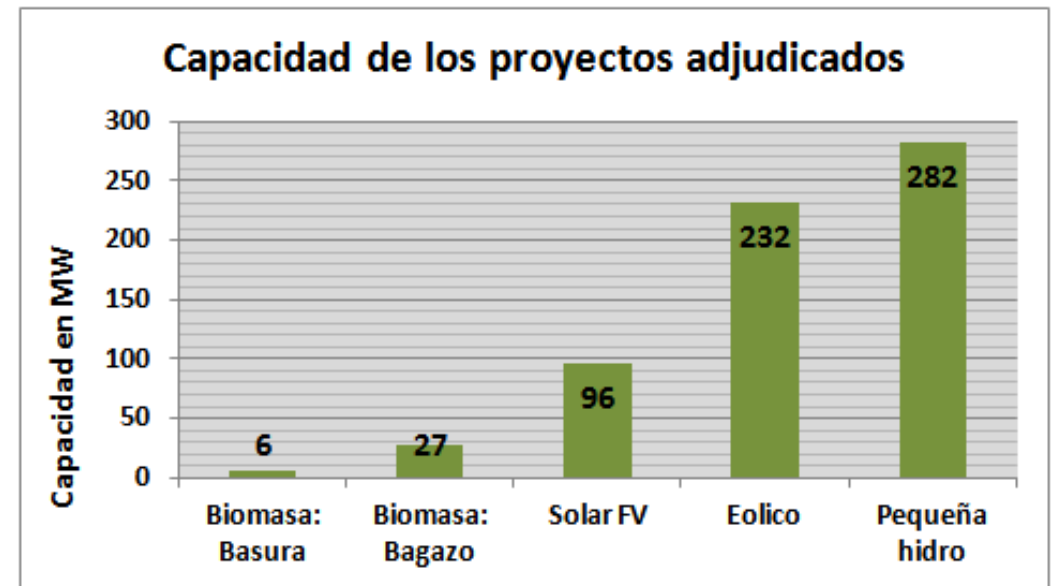
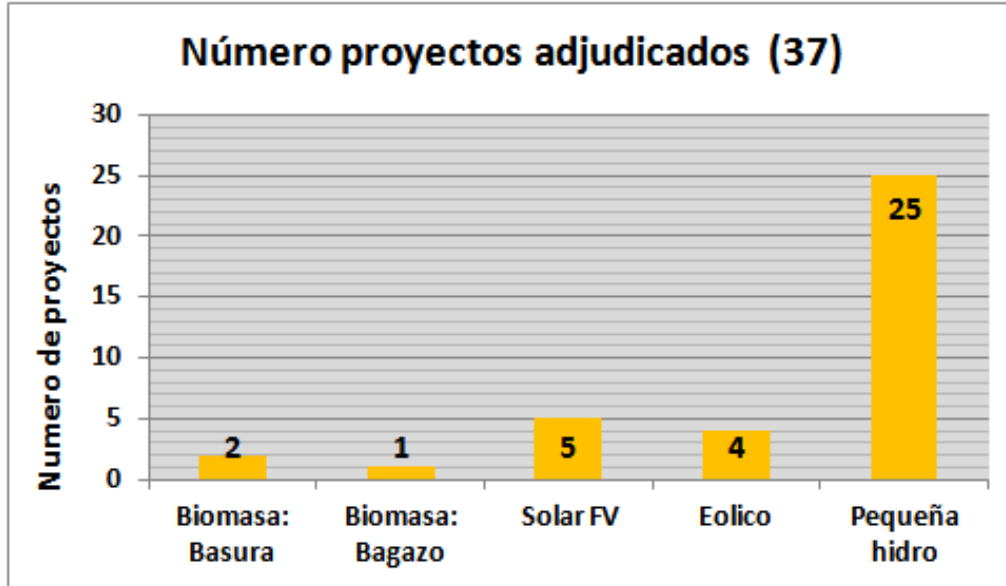


Proyectos energías renovables

- **Resultados de las subastas RER:**

- 37 proyectos RER Adjudicados
- 643 MW adjudicados
- Fecha de puesta en operación comercial: diciembre 2012 / diciembre 2014.

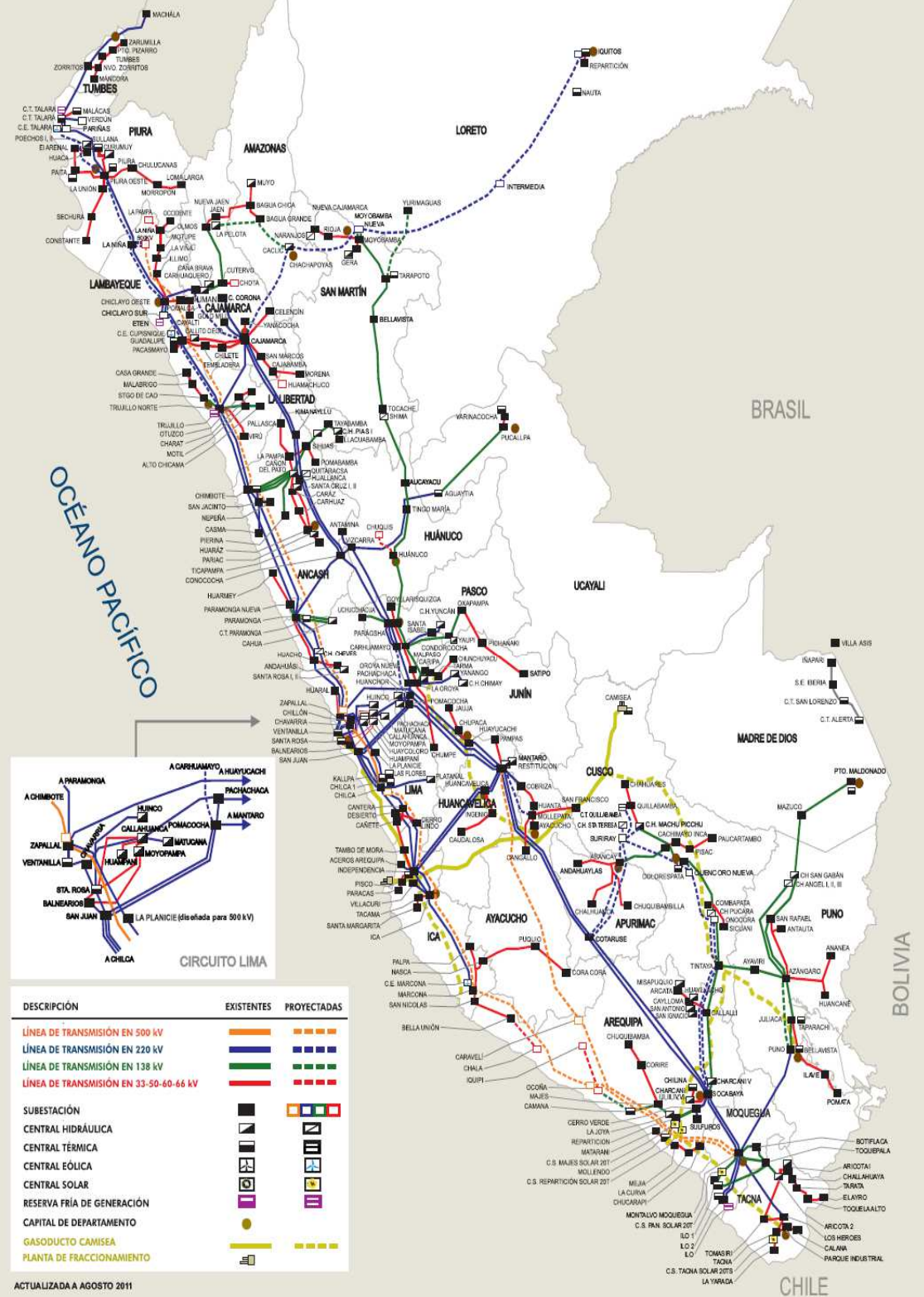
- A enero del 2013 son **17** las centrales RER que han ingresado a operación comercial (11 hidroeléctricas, 02 de biomasa y 04 solar)
- Como se indicó, se espera la entrada de cerca de 500 MW adicionales los proyectos restantes hasta el año 2015





3. El Rol del Regulador, Logros y Retos

Transmisión Eléctrica

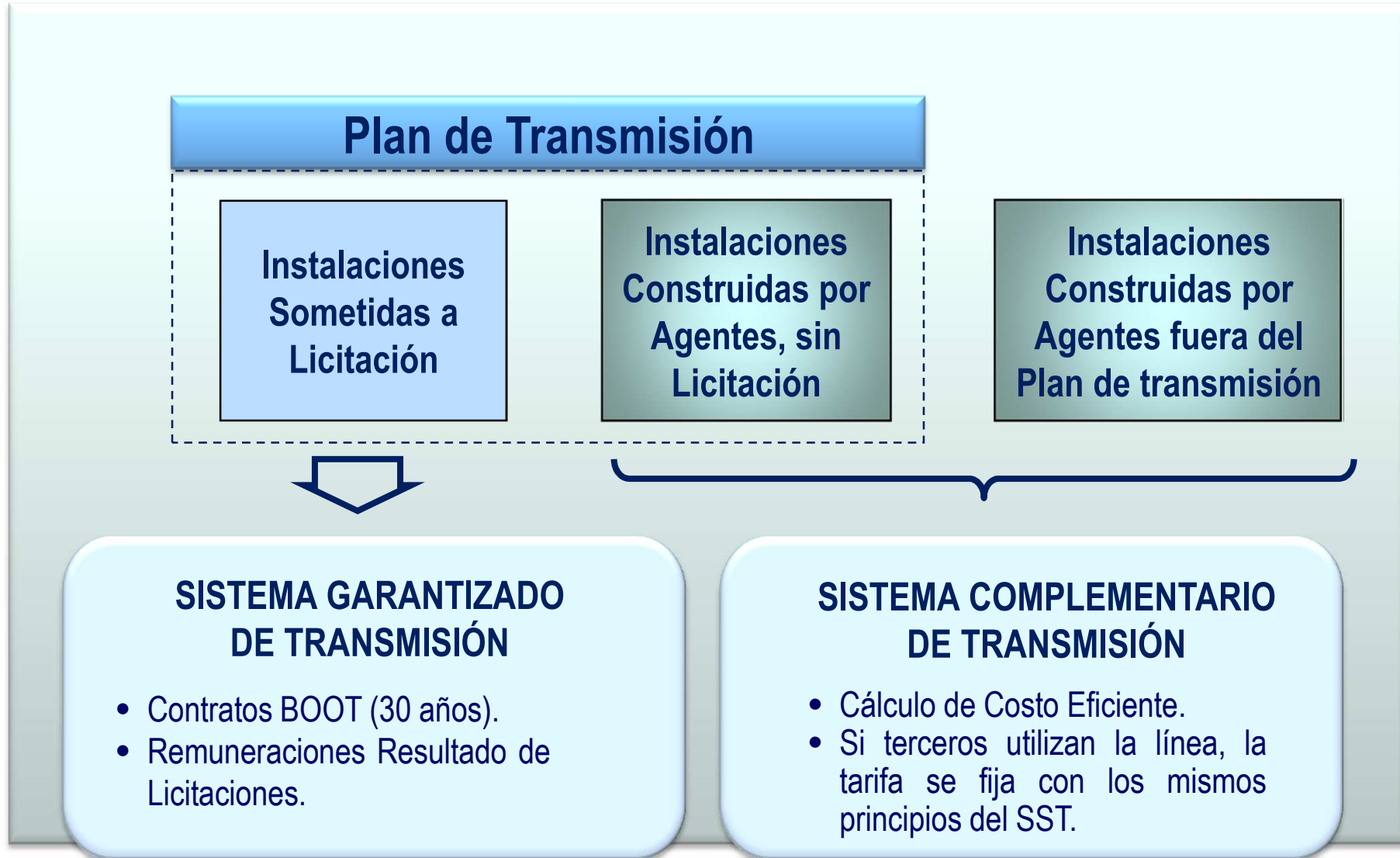




- ✓ La Ley de Concesiones Eléctricas - LCE (1992) establecía dos Sistemas de Transmisión: **Sistema Principal** y **Sistema Secundario**.
- ✓ La Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (2006) añade dos Sistemas de Transmisión: **Sistema Garantizado** y **Sistema Complementario**.
- ✓ Bajo el nuevo marco normativo, en la **Planificación de la Transmisión se presentan 3 etapas**: a) El COES planifica b) El MINEM aprueba con observaciones de OSINERGMIN c) El MINEM licita las ampliaciones y nuevas líneas del sistema garantizado por 30 años en contratos BOOT.
- ✓ El MINEM puede encargar a ProInversión esta última tarea.



Planificación de la Transmisión





Plan de Transmisión (1)

- En el caso de la red troncal del sistema de transmisión, se cuenta con el **Plan de Transmisión**, que es un instrumento que permite definir las necesidades del sistema (calidad, confiabilidad y seguridad), considerando un periodo de 10 años. El MINEM aprobó hacia finales de diciembre de 2012 el Plan de Transmisión 2013-2022, vigente hasta el 2014, y contó con **opinión favorable del OSINERGMIN**.
- El Plan incluye proyectos vinculantes (proyectos cuya ejecución debe realizarse durante los dos primeros años, la vigencia del plan, cuyo avance es programado hasta el 2018) y no vinculantes, los cuales totalizan una inversión estimada de 1,239.56 millones de dólares:

Tipo de Proyecto	Monto (Millones de USD)
Proyectos vinculantes	466.56
Proyectos no vinculantes	773.00
Total	1,239.56



Plan de Inversiones (1)

- En el caso de la red que atiende exclusivamente a la demanda, **OSINERGMIN aprobó** el **Plan de Inversiones** para el periodo 2013-2017 referido al sistema complementario de transmisión. Este Plan de Inversiones responde a un proceso de Planificación que tiene un alcance de 10 años y cuyos criterios y procedimientos para su elaboración han sido definidos por OSINERGMIN en una norma especial.
- Dicho plan es de cumplimiento obligatorio por parte de las empresas concesionarias. Conforme se vayan realizando los proyectos contenidos en los planes se podrá atender a la demanda de manera adecuada en todo el territorio nacional.



3. El Rol del Regulador, Logros y Retos

Distribución Eléctrica



Aspectos Regulatorios

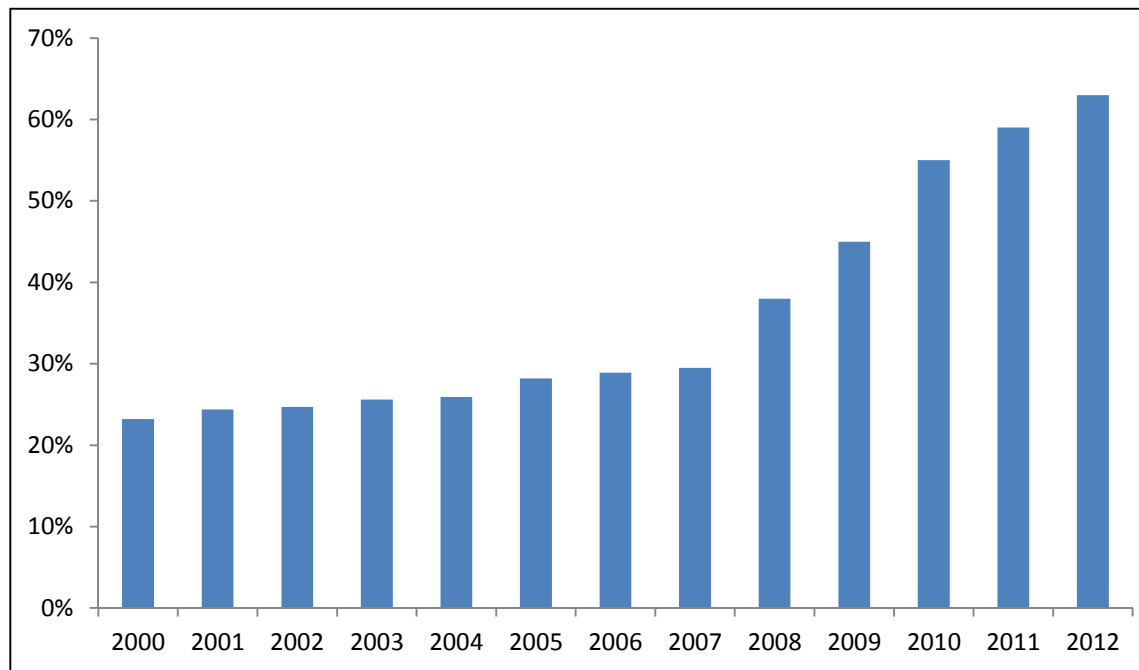
- Marco regulatorio basado en criterios de eficiencia pero que busca distinguir diferentes sistemas eléctricos mediante su clasificación en sectores típicos (**Yardstick Competition**). Se han venido incrementado estos sectores para reflejar los costos diferenciados de las áreas rurales en los sistemas.
- Para la fijación tarifaria del periodo 2009-2013 se agregó a la lista de sectores típicos, los **Sistemas Eléctricos Rurales (SER)**, lo cual está acorde con la Ley General de Electrificación Rural.
- **FOSE**: Es un mecanismo que busca favorecer el acceso y permanencia del servicio eléctrico a todos los usuarios residenciales cuyos consumos mensuales sean menores a 100 KWh. El FOSE se financia mediante un recargo en la facturación en los cargos tarifarios de potencia, energía y cargo fijo mensual de los otros usuarios.
- Se ha elaborado un **Libro Blanco**, el cual tuvo como objetivo realizar una propuesta de mejora del marco normativo en lo que se refiere a la metodología de cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras en Perú.



Evolución de la Cobertura Eléctrica

- En la última década se han dado avances importantes en el acceso a energía eléctrica. Según el **MINEM**, la **cobertura** en el **segmento rural** el avance fue de **23.2% a 63%**.
- A nivel departamental, las brechas de acceso de algunos departamentos todavía son apreciables, destacando los casos de Cajamarca, Loreto y Huánuco donde el porcentaje de hogares sin electricidad bordea el 30%.

Evolución del coeficiente de electrificación rural (2000-2012)



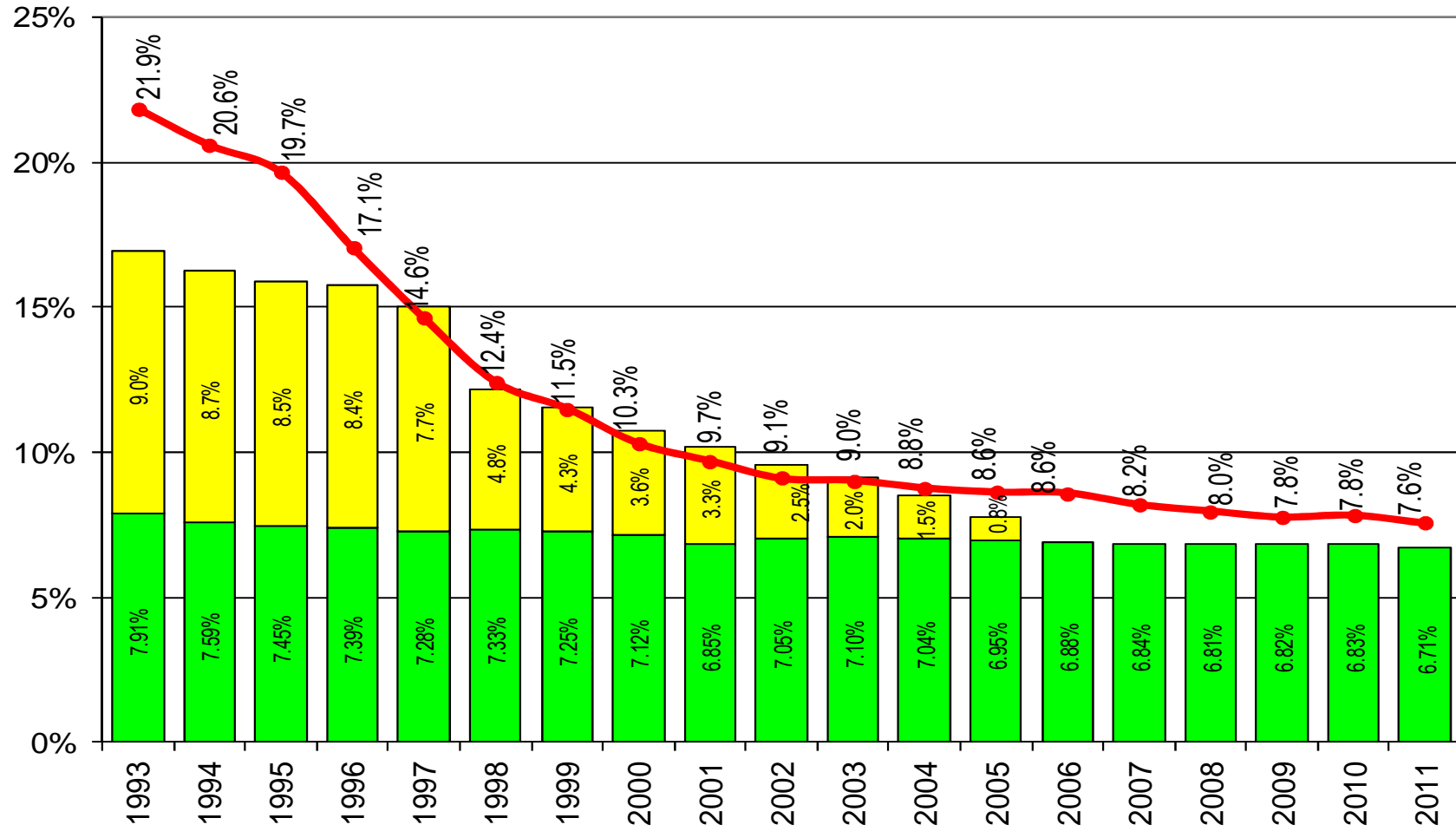
Fuente: MINEM - DGER

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERGMIN



Disminución de pérdidas de distribución

Evolución de las Pérdidas de Energía en Distribución TOTAL PERÚ (1993-2011*)



Fuente: Osinerghmin - GART



Problemas en la etapa de distribución

- La demanda eléctrica en provincias se ha incrementado más que en Lima, atendida principalmente por empresas distribuidoras estatales.
- Sin embargo, éstas enfrentan restricciones de endeudamiento y contrataciones, por lo que se están buscando alternativas para que se logren atender los nuevos requerimientos de la demanda de electricidad y no se deteriore la calidad en el suministro de este servicio.
- Estas alternativas incluyen incorporar prácticas de gobierno corporativo, fomento de asociaciones público – privadas para las inversiones en transmisión secundaria, entre otras.

Crecimiento de la demanda de electricidad atendida por las empresas distribuidoras

Período	Lima			Provincias		
	BT	MT	MT + BT	BT	MT	MT + BT
1997 - 2004	3.5%	5.8%	4.3%	4.7%	6.9%	5.5%
2004 - 2011	5.6%	7.5%	6.4%	8.3%	11.9%	9.7%

Fuente: GART - OSINERGMIN Informes comerciales, varios números.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos-OSINERGMIN



Metas de Electrificación Rural

- En julio del 2011 se efectuaron modificaciones al Reglamento de la Ley de Electrificación Rural estableciéndose que la Dirección General de Electricidad (DGE) será la que califique los proyectos de electrificación como Sistemas Eléctricos Rurales (SER), los cuales tienen una tarifa especial fijada por OSINERGMIN.
- Entre las metas destacan:
 - 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 predominancia de proyectos a base de infraestructura que utiliza energías renovables.
 - Ubicar al país en el ámbito latinoamericano en el primer tercio de países con el más alto índice de cobertura eléctrica.



3. El Rol del Regulador, Logros y Retos

Gas Natural



Medidas de Promoción para la Expansión de Ductos de Gas Natural

- La entrada masiva del gas natural gracias al proyecto de Camisea (que inició operaciones en agosto 2004) fue factible gracias al “Mecanismo de Ingresos Garantizados” para la transportista del ducto troncal.
- La diferencia entre los ingresos garantizados y los recaudados la pagaban todos los usuarios eléctricos (principales beneficiarios de la entrada del gas natural usado principalmente en generación eléctrica) mediante el peaje de transmisión principal.
- Actualmente existe la Ley N° 29970 que busca afianzar la seguridad energética del país, para lo cual propone el beneficio del “Mecanismo de Ingresos Garantizados” siempre que exista una mejora en la seguridad energética del sector eléctrico.

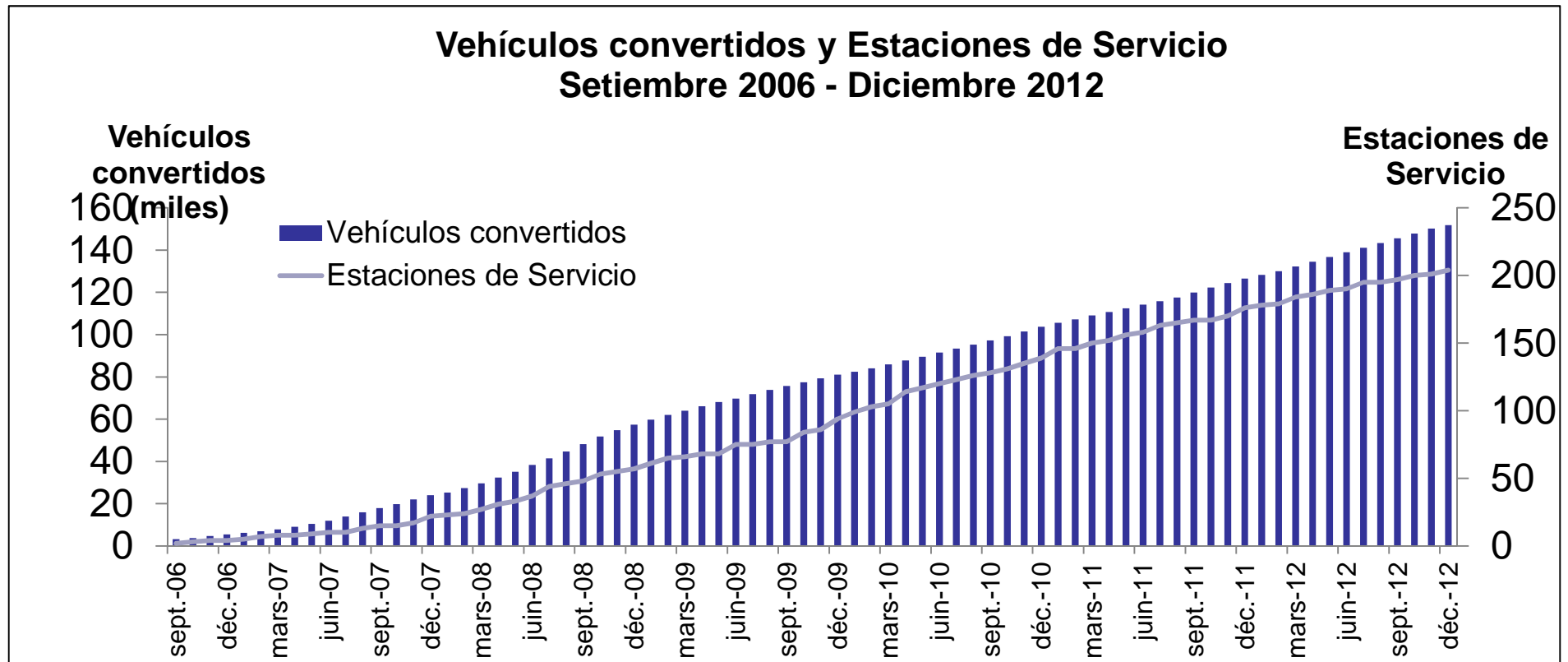


- La demanda de gas natural ha estado concentrada en la generación eléctrica.
- Sin embargo, el número de clientes de gas natural en el segmento residencial ha crecido en los últimos años principalmente por medidas regulatorias, a mediados del año 2012 se registraban 81,448 y a la fecha hemos alcanzado 100,000 clientes, casi todos en Lima
- Actualmente se viene instalando gas natural residencial en algunas ciudades al Sur de Lima.
- Cabe resaltar que entre los años 2005 y 2012, el crecimiento promedio anual fue de 82%.



Segmento de GNV (1)

- El segmento de GNV ha crecido en los últimos años, a septiembre del 2006 los vehículos convertidos y estaciones de servicio fueron de 3,194 y 2, respectivamente. Mientras que a diciembre del 2012 fueron de 151,781 y 204, respectivamente.



Fuente: INFOGAS - COFIDE.

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERGMIN



Masificación del uso de Gas Natural a nivel nacional

- Proyecto convocado por PROINVERSIÓN, mediante concurso de proyectos integrables.
 - Ciudades por abastecer: Abancay, Arequipa, Ayacucho, Cajamarca, Chiclayo, Lambayeque, Chimbote, Huaraz, Cusco, Quillabamba, Huancavelica, Huancayo, La Oroya, Tarma, Juliaca, Puno, Moquegua, Tacna y Trujillo.
- Comprende:
 - Sistema de transporte de gas natural (terrestre o marítimo) desde Pampa Melchorita.
 - Regasificación en los límites de dichas ciudades.
 - Suministro del gas natural a usuario final a través de ductos.
- La inversión se estima en US\$ 300 millones, según PROINVERSIÓN.



Gasoducto Sur Peruano – GSP (1)

- La propuesta actual del Gobierno para construir el GSP se dio a conocer en noviembre del 2012.
- Según PROINVERSIÓN, la inversión estimada para la construcción del GSP asciende a **US\$ 2,869 millones**, la cual incluye la construcción de un gasoducto y un poliducto.

Infraestructura	Inversión Sin IGV (Millones de US\$)	Inversión con IGV (Millones de US\$)
Gasoducto	1,970	2,325
Poliducto	461	544
Total	2,435	2,869

Fuente: MINEM

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos-OSINERGMIN



Gasoducto Sur Peruano – GSP (2)

- PROINVERSIÓN adjudicará el Proyecto GSP durante el tercer trimestre del 2013. El proceso de licitación será supervisado por **OSINERGMIN**. El plazo de la concesión será de 20 años.
- En el Plan de Promoción de la Inversión Privada para la construcción del GSP, publicado por PROINVERSIÓN, se indica que no utilizará recursos públicos y será remunerado con el Mecanismo de Ingresos Garantizados y el peaje adicional al Sistema Principal de Transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- Según el MINEM, el financiamiento del GSP impactará en las tarifas eléctricas en 3 años, una vez terminadas las obras. Las tarifas en el sector residencial, comercial e industrial se incrementarán en 2.3%, 3.5% y 4.4%, respectivamente.



Comentarios Finales

- El OSINERGMIN ha tenido un rol activo en la búsqueda de promover inversiones y mejorar la confiabilidad y cobertura del suministro de energía, lo cual ha permitido cubrir las crecientes necesidades de energía dado el creciente dinamismo de la economía.
- Sin embargo, aún existen retos importantes por superar, como la brecha en infraestructura en el sector de electricidad y gas natural, que es de US\$ 12 mil millones, lo que representaba alrededor del 32% de la brecha nacional de infraestructura.
- Otro reto importante es el surgimiento de conflictos sociales, pues el mal manejo de estos retrasa el desarrollo de las obras. A enero del 2013, el total de conflictos sociales fue de 220, de los cuales, los conflictos socio-ambientales representaron el 67% (147).
- A nivel regulatorio, se vienen evaluando alternativas como la revisión de los mecanismos de la remuneración de la capacidad para mejorar la confiabilidad de la generación, y del marco regulatorio de la distribución.



Gracias!