

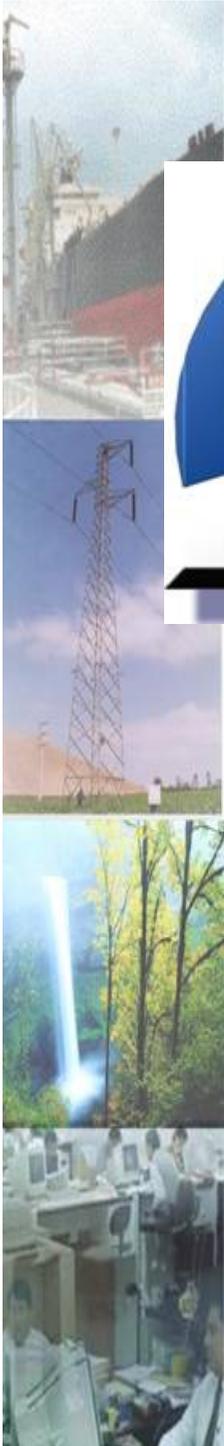


Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

La Promoción de las Inversiones y la Seguridad de Suministro

Alfredo Dammert Lira
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

Marzo, 2011





Contenido

1. Aspectos Conceptuales sobre la Confiabilidad del Suministro
2. Instrumentos para garantizar la Confiabilidad de Suministro
3. Evolución Reciente y Proyecciones en el Caso Peruano
 - i. Balance de Oferta y Demanda
 - ii. Margen de Reserva
4. Problemática de las Inversiones y Medidas Adoptadas en el Perú
 - i. Diagnóstico
 - ii. Medidas Adoptadas
5. Comentarios Finales



Aspectos Conceptuales sobre la Confiabilidad de Suministro

- La confiabilidad del suministro de electricidad está asociada a dos conceptos que están interrelacionados pero son diferentes: la adecuación (“*adequacy*”) y seguridad (“*security*”), que de acuerdo a la NERC (1996) se refieren:
- **Seguridad**: la habilidad del sistema eléctrico para soportar disturbios imprevistos tales como cortes de los circuitos eléctricos o pérdidas no anticipadas de elementos del sistema.
- **Adecuación**: la habilidad del sistema eléctrico para suplir los requerimientos de demanda de los consumidores en todo momento teniendo en cuenta la programación del despacho y un número razonable salidas de elementos del sistema no programadas.



Inversiones y Reserva de Capacidad

En base a esta distinción, Stoft (2002) define dos tipos de reservas:

INVERSIONES PLANIFICADAS:

- Aquellas requeridas para mantener la adecuación del sistema permitiendo cubrir la máxima demanda (anticipadas y por lo tanto asociadas a niveles de reserva).
- En este caso está más bien asociada a los mecanismos de remuneración de la capacidad y contratos de largo plazo.
- Es un bien privado.

RESERVAS OPERATIVAS

- Aquellas destinadas a mantener la seguridad del sistema permitiendo el manejo de los disturbios de corto plazo.
- En este caso, la reserva viene a ser más bien un servicio complementario (*ancillary service*).
- Es un bien público sujeto a los problemas de free rider.



Alternativas de Remuneración de la Capacidad

Mercados de Solo Energía (“Only Energy Markets”) donde no hay pago de capacidad

- En un mercado competitivo de generación basado en ofertas de precios y cantidades por parte de los diferentes tipos de generadores se obtendrá un resultado eficiente en el largo plazo sin la necesidad de introducir cargos por capacidad.
- Sin embargo, este mecanismo requiere la posibilidad de que los precios se incrementen de forma súbita (“*spike prices*”) y que existan los mecanismos para transferir estas señales a los usuarios de forma tal que se genere una respuesta de la demanda.
- Su viabilidad requiere de diferentes mercados, como un mercado de día previo, y el desarrollo de un mercado de contratos de largo plazo que permita manejar estos riesgos.
- Los problemas de implementación, necesidad de incrementos súbitos de precios y posible incremento del poder de mercado, han llevado a que tradicionalmente se implementen mecanismos de pago de capacidad.



Mecanismos de Pago de Capacidad

1) Costo de Expansión

- Consiste en fijar las tarifas basadas en los costos de producción de energía de las unidades marginales y complementarlas con un cargo por capacidad basado también en el costo de inversión y costos fijos de la central marginal.
- Si a todos los generadores se les remunera al costo marginal de la tecnología más cara despachada en cada momento, todos terminan con un déficit de recuperación de costos equivalente al costo fijo unitario de la central del pico.
- Este esquema se utiliza en Perú y Chile.



Mecanismos de Pago de Capacidad

2) Voll por LOLP

- La capacidad instalada a instalarse debe considerar el número de horas de operación y el valor de la energía no suministrada (Value of Load Load, VOLL, en inglés).
- En las horas que la probabilidad de corte es mayor, se debe dar una señal para la inversión en capacidad en base al VOLL. Este sistema tiene algunas ventajas sobre el sistema de un pago de capacidad uniforme
- Un esquema de este tipo se usó en Inglaterra donde el pago por capacidad era el producto de la probabilidad de pérdida de carga (Loss of load probability, LOLP, en inglés) y la diferencia entre el VOLL y el Precio Marginal del Sistema (Marginal Price of System, MPS, en inglés).

$$\text{Pago de Capacidad} = \text{LOLP} \times (\text{VOLL} - \text{MPS})$$



Mecanismos de Pago de Capacidad

3) Imposiciones Cuantitativas de Capacidad Instalada

- Las metodologías basadas en precios pueden dar lugar a ineficiencias (nivel excesivo o insuficiente de capacidad), por lo que se han adoptado otros mecanismos.
- Este mecanismo consiste en la obligación de tener contratos con generadores por un nivel de capacidad por encima de la demanda máxima dentro de un cierto período de tiempo.
- En este tipo de mercados con imposiciones cuantitativas de capacidad, se han desarrollado mercados secundarios que permiten a los responsables de abastecer la demanda la compra/venta de los contratos de capacidad.
- La obligación de contratar permite a los generadores recaudar ingresos extra para cubrir los costos fijos de la reserva de capacidad no utilizada en el sistema, dando incentivos al sistema para construir reservas más allá de las necesidades de corto plazo para cubrir los servicios complementarios.



Mecanismos de Pago de Capacidad

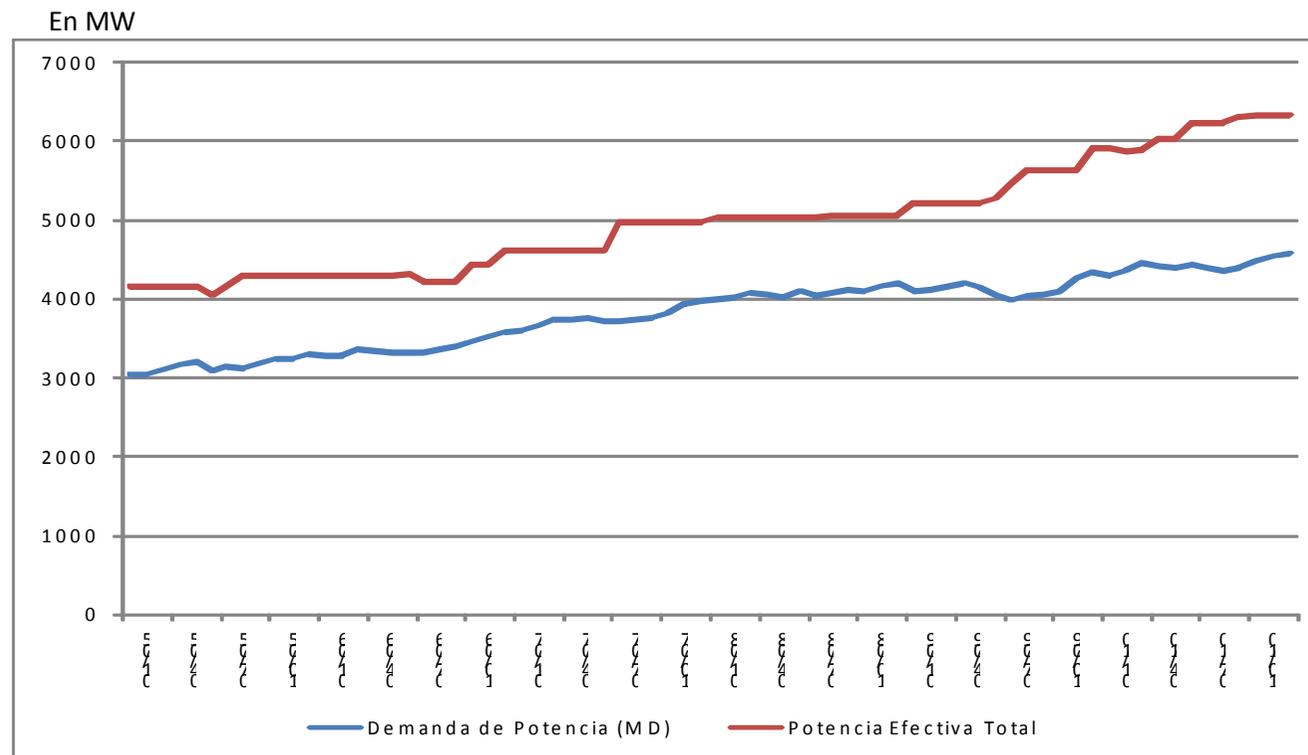
4) Sistemas Obligatorios de Seguros o Hedging

- Una forma mas avanzada es la creación de *Sistemas Obligatorios de Seguros o Hedging*, ya que el sistema de requerimientos cuantitativos de contratación de capacidad puede implicar una sobre inversión si el porcentaje requerido es, ex-post, excesivo.
- Una alternativa es requerir que los distribuidores y comercializadores mantengan contratos que le aseguren una estabilidad de precios en circunstancias de escasez.
- Esto es equivalente a requerir que los distribuidores y comercializadores mantengan hedges por ciertos porcentajes de su demanda pico a un cierto precio de ejercicio (“strike price”).
- En este sistema los generadores garantizan la disponibilidad de su capacidad para producir energía a un precio de ejercicio. El “cargo por capacidad” aquí es la prima por el *call option* sobre la capacidad comprometida. Cuanto más alta la prima, más bajo el precio de ejercicio y viceversa.



Evolución Reciente del Caso Peruano (2005-2010)

- La demanda de potencia creció en el periodo 2005-2010 a una tasa promedio anual de 6.9%, mientras que la potencia efectiva lo hizo a 7.9%.
- En el periodo 2005-2009, a nivel departamental se destaca el crecimiento del consumo de los departamentos de Arequipa (20.2%), Cajamarca (19.6%), Apurímac (17.1%) y Puno (16%).



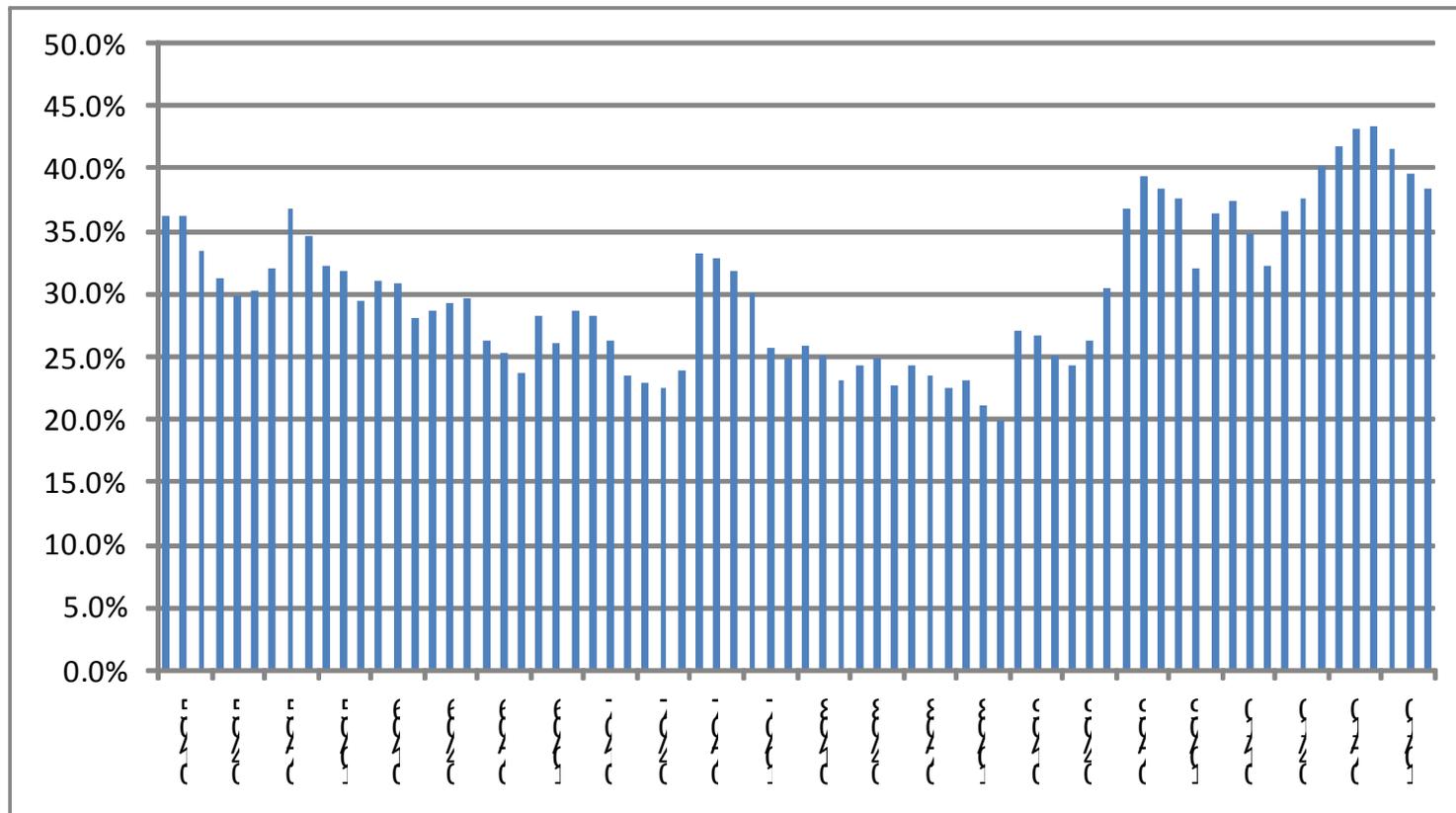
Fuente: COES y GART

Elaboración Propia



Evolución Reciente del Caso Peruano (2005-2010)

- El margen de reserva nominal fluctuó entre 19.9% (2008) y 38.4% (2009) tomando como referencia el mes de diciembre de cada año.
- Cabe señalar que dicho margen no toma en cuenta las posibles indisponibilidades de las centrales de generación.

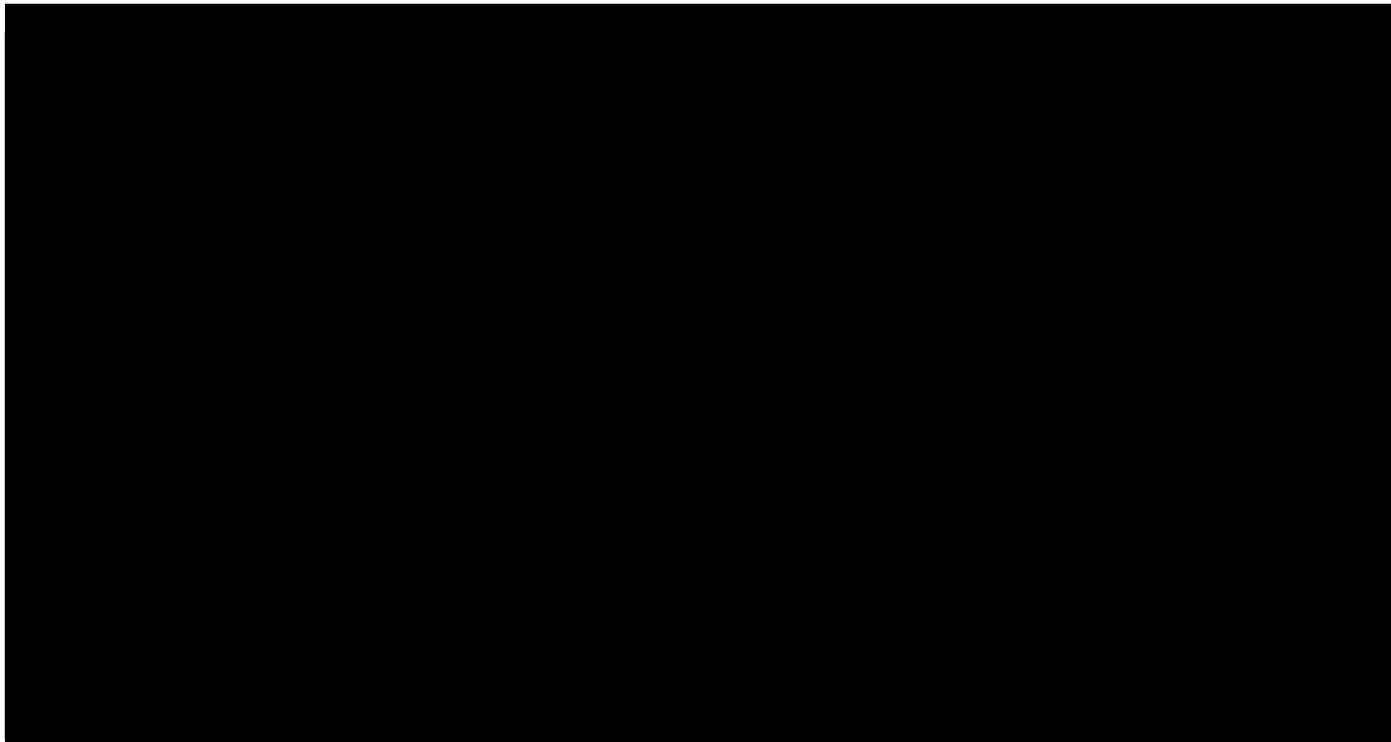


Elaboración Propia



Proyecciones – Potencia Efectiva

- Se asume que no hay restricciones que afecten a las generadoras.
- No hay limitaciones temporales en el abastecimiento de gas natural.
- Las plantas pueden operar a su máxima capacidad efectiva.
- La potencia efectiva crecería en 8.7% en el periodo 2011-2014, explicada en gran medida por la potencia adicional de las centrales térmicas (11.2%).
- Se espera potencia adicional de centrales a diesel (24.1%) y a gas (9.5%) principalmente. Sin embargo, la potencia de las centrales a gas dependerá de la disponibilidad de gas.



Elaboración Propia



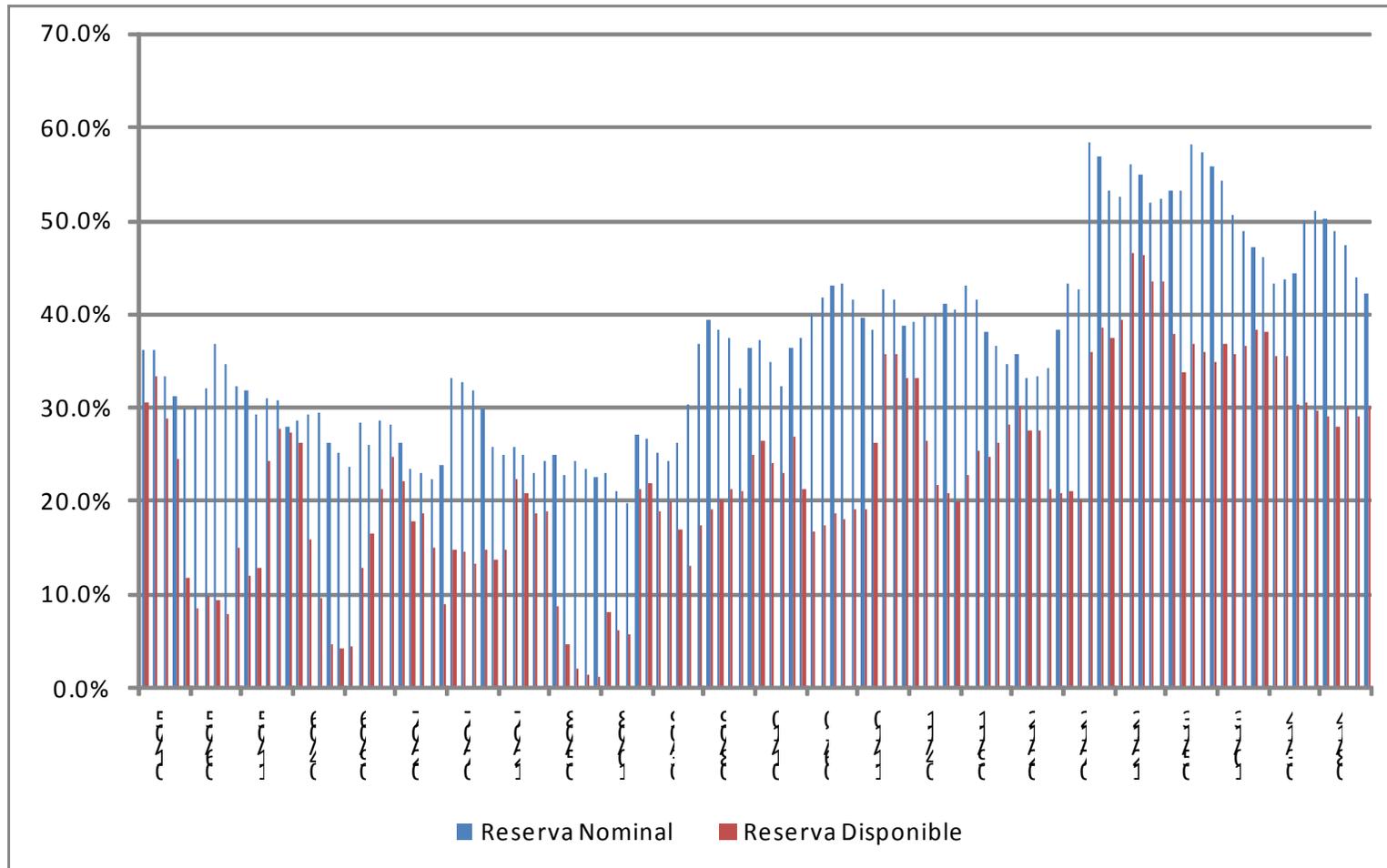
Margen de Reserva Nominal y Disponible

- El **Margen de Reserva Nominal** se calcula haciendo la diferencia entre la potencia y la máxima demanda, lo que nos brinda la reserva con la que se cuenta en el sistema, seguidamente se divide la reserva entre la máxima demanda para hallar el Margen de Reserva.
- El Margen de Reserva Nominal no toma en cuenta indisponibilidades de las centrales de generación, debido a lo cual se encuentra sobre estimado. El **Margen de Reserva Disponible** al tomar en cuenta dichas indisponibilidades es un mejor indicador de la verdadera reserva con la que cuenta el sistema. Sin embargo, cabe mencionar que en dicho cálculo no se están tomando en cuenta posibles problemas de congestión en la transmisión o falta de suministro de gas natural.



Proyecciones – Margen de Reserva Disponible

En %

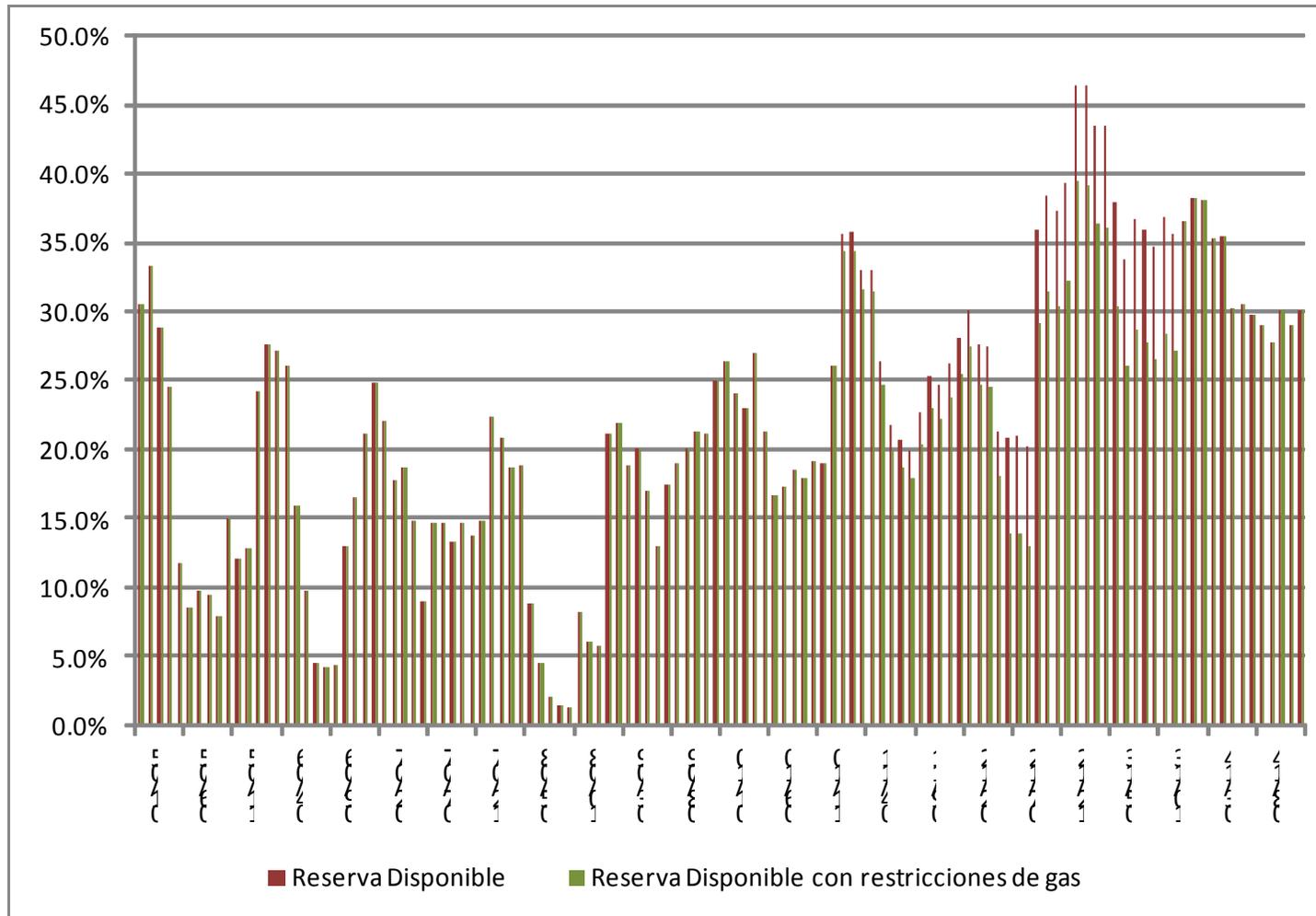


Elaboración Propia



Proyecciones - Potencia Disponible con restricciones en el suministro de gas

En MW



Elaboración Propia



Remuneración de la Reserva en el Perú

Como Inversión o Reserva Planificada

- Esta es remunerada mediante el mecanismo de pago de capacidad a través de los ingresos recaudados en la tarifa en barra de potencia por todos los generadores que tienen contratos ya sea con distribuidoras o clientes libres.
- Se crea una “Bolsa de Capacidad” en la que los generadores “depositan” mensualmente en el COES lo recaudado por capacidad y este monto es repartido en base criterios administrativos.

$$\text{Bolsa de Capacidad} = \text{PBP} \times \text{Máxima Demanda Mensual}$$

Siendo PBP: Precio Básico de Potencia, definido como:
$$\text{PBP} = \text{PTG} \times (1 + \text{MRFO}) \times \left(\frac{1}{1 - \text{TIF}} \right)$$

Donde:

- PTG: precio del turbogenerador (anualidad de la inversión más costos fijos de operación y mantenimiento)

MRFO: margen de reserva firme objetivo (30%).

TIF: tasa de indisponibilidad fortuita (3%)

- De acuerdo a los procedimientos del COES, el reparto de la bolsa de capacidad se realiza de la siguiente forma: 30% se reparte a las centrales que despachan en la máxima demanda y 70% se reparte a las unidades que están disponibles en base al criterio de potencia firme remunerable.



Diagnóstico de la Problemática

- Si bien en principio la adecuación de la oferta a la demanda tiene un carácter privado, la capacidad de la oferta de reaccionar de forma rápida al crecimiento de la demanda es limitada por factores tales como:
- Reparto del Pago por Potencia en base a criterios administrativos
 - ✓ La noción de potencia firme no representa la capacidad real de las centrales de garantizar el suministro, en particular las hidroeléctricas.
 - ✓ El total recaudado se basa en un margen de 30% y se reparte entre una proporción mayor de centrales, por lo que se tiene que recurrir a criterios administrativos para adecuar el reparto distorsionando el pago y no garantizando la recuperación de los costos fijos de las centrales de reserva eficientes.
- Persistencia de barreras a la entrada
- Problemas de financiamiento de nuevas inversiones
- Tiempos de construcción y riesgos preoperativos
- Limitaciones en el acceso a insumos (transporte de gas natural),
- Limitaciones en la capacidad de transmisión, entre otros.



Diagnóstico de la Problemática

En el caso de las inversiones en centrales hidroeléctricas se detectó:

- Existe poca claridad de las normas que regulan la protección ambiental de actividades eléctricas. Los plazos para la entrega de permisos y autorizaciones son muy amplios y afectan el financiamiento de los proyectos hidráulicos.
- Hay problemas relacionados al establecimiento de servidumbres. Los procesos de negociación con la población son engorrosos y generan demoras para el inicio de operaciones de las centrales.
- Las posibles demoras en las operaciones de las nuevas centrales ocasiona que los clientes libres o regulados no tengan incentivos para firmar contratos de largo plazo de suministro con nuevas centrales, debido al riesgo de desabastecimiento transitorio.



Medidas adoptadas

Subastas en el sector eléctrico (Ley 28832).

- Dicho mecanismo busca reducir los riesgos regulatorios asociados a una fijación administrativa de los mismos, lo facilitaría las inversiones.
- Busca también promover la mayor competencia en generación posibilitando la entrada de centrales nuevas dada la convocatoria anticipada de las subastas con un plazo mayor a los 3 años.
- Los precios ofertados se mantienen firmes hasta por 20 años.
- Las empresas eligen la fórmula de actualización de acuerdo a los riesgos que enfrentan.
- Bonificación a centrales hidroeléctricas en las licitaciones (15%).



Medidas adoptadas

- Bajo el nuevo marco (Ley de Generación Eficiente) se ha iniciado el proceso de subastas de energía de largo plazo, concluyéndose a la fecha 6 subastas para contratos hasta el 2025. Con ello, las necesidades estimadas se cubrirían hasta el año 2014; para el periodo 2014 a 2023 se habría cubierto la demanda base, faltando licitar los incrementos anuales desde el año 2015, los cuales deberán ser cubiertos prácticamente en su totalidad por nuevos proyectos de generación.
- **Se han desarrollado propuestas para facilitar nuevas inversiones en hidroeléctricas (Licitaciones a cargo de Proinversión).**



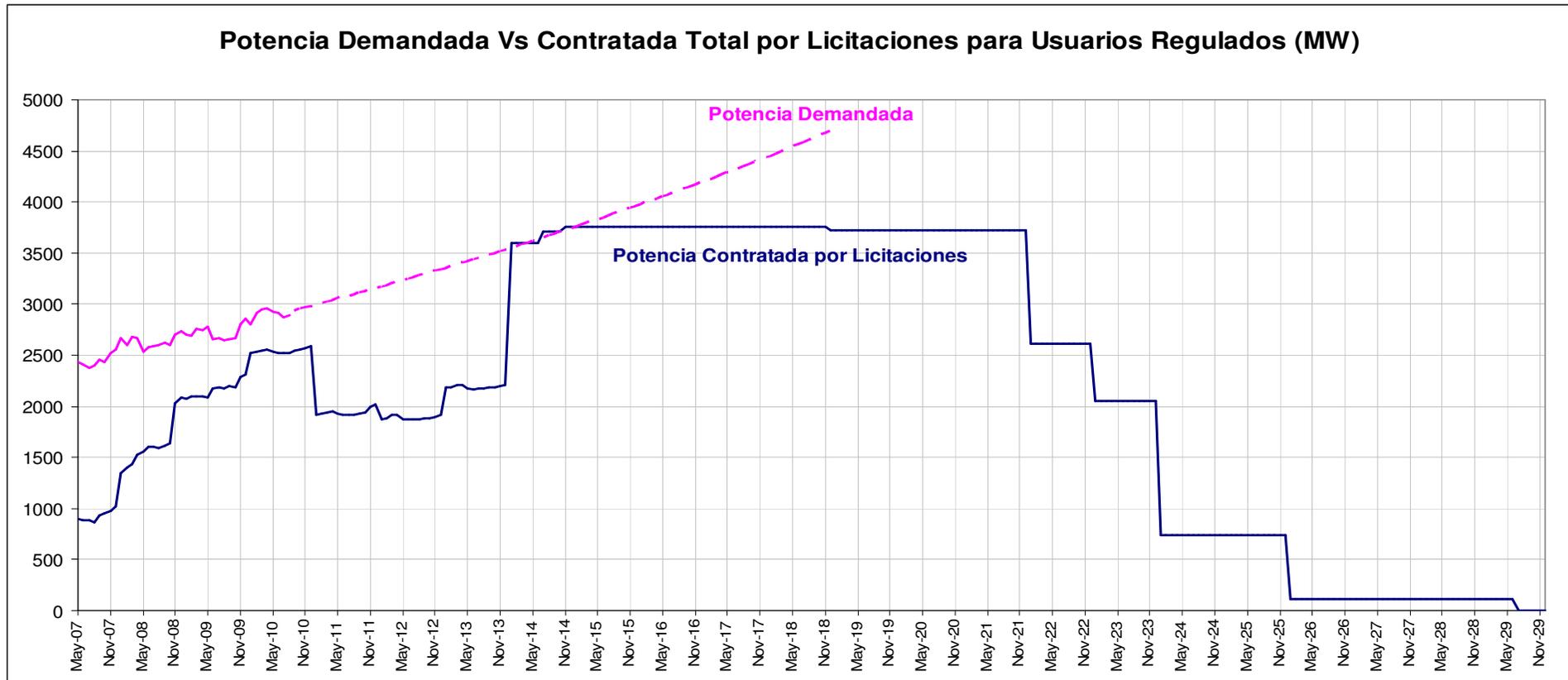
Licitaciones de Largo Plazo

Año	Licitación	Potencia Requerida (MW)			Potencia Adjudicada (MW)			Cubierto de Licitación (%)
		Fija	Variable	Total	Fija	Variable	Total	
2009	ED-01-2009-LP : 2014-2021	1.010,71	202,14	1.212,85	1.010,71	202,14	1.212,85	100%
2009	ED-02-2009-LP : 2014-2023	551,88	110,38	662,26	551,88	110,38	662,26	100%
2009	ED-03-2009-LP : 2014-2025	541,58	108,31	649,89	541,57	108,32	649,89	100%
2009	DISTRILUZ: 2013-2022	465,116	93,022	558,138	387,59	77,52	465,11	100%
2010	LDS -01-2010-LP: 2014 - 2023	558	111,6	669,6	558	111,6	669,6	100%
2010	ELD-01-2010: 2014 - 2018	24,908	4,982	29,89	24,908	4,982	29,89	100%
Totales		2.569,28	513,85	3.083,13	2.491,75	498,35	2.990,10	100%

2010	Electro Oriente Sistema Aislado: 2013 - 2027	Suspendido temporalmente
------	--	--------------------------



Medidas adoptadas



- Las subastas de corto y largo plazo han permitido resolver en buena parte el problema de falta de contratación de las distribuidoras.
- Es necesario controlar el poder de mercado para que la subasta resulte un mecanismo de adjudicación eficiente



Medidas adoptadas

- La promoción en generación con recursos energéticos renovables - RER (D.L. 1002), entre ellas la hidráulica (generadoras de hasta 20 MW).
 - ✓ Busca incentivar dichas inversiones mediante un ingreso mínimo garantizado. Se brinda prioridad a la generación con RER en el despacho diario en el COES.
- Se ha establecido un cuota de 5% del parque generador con un esquema de pagos garantizados.
- Esta alcanza los 500 MW de capacidad adicionales.
- Debe evaluarse el potencial de las energías renovables y su espacio en el futuro, principalmente aquellas donde hay más potencial como la eólica (22,452 MW según el Atlas Eólico).



Medidas adoptadas

- El Estado ha renovado el alquiler de centrales a diesel 2 en la zona norte hasta la ampliación de las líneas de transmisión.
- Las centrales hidroeléctricas tienen como beneficio adicional un régimen de depreciación acelerada para efectos del impuesto a la renta permitiendo depreciar sus activos en 5 años.
- **Posibilidad de exportación de excedentes de electricidad a países vecinos, que incentivaría la inversión en generación en el Perú. Se ha firmado un acuerdo marco con Brasil para la construcción de 5,000 MW en centrales hidroeléctricas.**
- **Se ha previsto que haya una reserva de Gas Natural, concertando con TGP y la exportadora de Gas Natural para asegurarse de que haya abastecimiento en los próximos años.**
- Es necesario monitorear la expansión del ducto para evitar problemas de abastecimiento en el año 2012.



Propuestas Promoción de Centrales Hidroeléctricas

En el Perú, sólo se ha aprovechado alrededor de un 5% del potencial hidroeléctrico con el que se cuenta, por lo que a continuación se proponen diversas medidas para incrementar dicho porcentaje.

- Determinar lugares dónde construir hidroeléctricas que tengan menor impacto ambiental.
- Desarrollar un catálogo de proyectos que incluya los respectivos estudios de pre-inversión (estudios de factibilidad), con sus correspondientes permisos ambientales.
- ✓ Ponerlos a disposición de los inversionistas interesados a través de licitaciones para el otorgamiento de las concesiones. De esta forma, se reduciría el riesgo pre constructivo.
- Analizar posibilidades de cofinanciamiento y facilitar el financiamiento a largo plazo dada la naturaleza de estas inversiones.



Propuestas Promoción de Centrales Hidroeléctricas

- Continuar con los mecanismos de promoción directa como las subastas llevadas a cabo por Proinversión (octubre de 2009) previa coordinación con el regulador.
- ✓ Bajo este esquema se otorgó un contrato de concesión definitiva y un contrato de suministro. Este último será transferido luego a una empresa distribuidora (algo similar al esquema de Brasil).
- Reducir la discrecionalidad en la regulación de protección ambiental.
- ✓ Sistematizar los mecanismos para la protección del medio ambiente, así como la determinación de los beneficios y costos de los proyectos para las comunidades vecinas.
- Mejorar la comunicación y elaborar planes de compensación en el caso de las comunidades afectadas por inversiones en hidroeléctricas.



Propuestas Promoción de Centrales Hidroeléctricas

- Mejorar la coordinación entre entidades estatales, por ejemplo la Autoridad Nacional del Agua (ANA) y el Ministerio del Ambiente (MINAM).
- ✓ Los inversionistas deben buscar alternativas para financiar sus inversiones a través de contratos de suministro de largo plazo.
- Desarrollo del mercado de bonos de carbono como fuente alternativa de ingresos para las centrales hidráulicas.



Licitaciones en Transmisión

- El DL N° 28832 (2006) establece que las nuevas líneas de transmisión así como las expansiones deben ser subastadas por el Estado bajo el esquema de contratos BOOT por 30 años, en los cuales se indican las metas de calidad establecidas en los procedimientos de OSINERGMIN y NTCSE.
- El operador del sistema (COES) está encargado de diseñar los planes de expansión, los cuales deben ser aplicados por el MEM.



Licitaciones en Transmisión

- En paralelo a las medidas en generación eléctrica, es necesario continuar con el plan de Transmisión Eléctrica. Los proyectos más relevantes licitados por PROINVERSION están con la siguiente marca al final [***]:
- ✚ LT Zapallal – Chimbote – Trujillo 500 kV (2009-Consorcio ISA-CTM): La línea **permitirá un mayor flujo de potencia activa hacia el norte**, el cual está limitado por la capacidad de la línea Zapallal – Paramonga – Chimbote 220 kV. [***]
- ✚ LT Independencia – Ica 220 kV (2009-Consorcio ISA-CTM): La línea va a **solucionar los problemas de congestión en la zona sur medio**, además de mejorar los perfiles de tensión de la zona. [***]
- ✚ LT. Machupicchu – Abancay – Cotaruse 220 kV: La línea **permitirá la entrega de la producción de la ampliación de la central hidroeléctrica Machupicchu (100 MW)**. [***]



Licitaciones en Transmisión

- ✚ LT Chilca – Marcona – Ocoña – Montalvo 500 kV (2010-consorcio ASA de España): La línea **soluciona el flujo de potencia hacia el Sur** el cual actualmente se encuentra limitado por la capacidad operativa de la línea Mantaro – Cotaruse – Socabaya 220 kV. Además mejora la confiabilidad ante una eventual falla de los circuitos en 220 kV. [***]
- ✚ LT. Tintaya – Socabaya 220 kV: La línea permitirá abastecer las nuevas cargas mineras ubicadas en las proximidades de Tintaya, **solucionando los posibles problemas de congestión entre la zona sur este y sur oeste del país.**
- ✚ LT Cajamarca Norte – Caclic y LT Caclic – Moyobamba 220 kV: La línea **mejora el abastecimiento de energía de la zona Oriental del País**
- ✚ LT Trujillo – Chiclayo: Una LT de 500 kV entre Trujillo y Chiclayo sólo sería **necesaria para resolver los problemas de transmisión del SEIN por lo menos a partir del año 2013.**



Comentarios Finales

- Asegurar el suministro de electricidad en el largo plazo es un problema complejo debido a las características de la demanda y las inversiones en el sector eléctrico.
- Las medidas van desde mecanismos regulatorios asociados a la remuneración de la capacidad hasta el fomento de contratos a largo plazo como los adoptados en los últimos años en los varios países latinoamericanos.
- En el caso peruano, el dinamismo de la economía ha presionado en la última década la capacidad de respuesta de las inversiones en el sector eléctrico, generándose algunos problemas como la reducción del margen de reserva y congestión en las infraestructuras de transmisión y transporte de gas natural.



Comentarios Finales

- Sin embargo, se han tomado medidas que han logrado que el riesgo de racionamiento se reduzca, entre las que se incluyen el esquema de licitación de contratos de largo plazo, las licitaciones de energías renovables, las licitaciones de reserva fría e incluso el alquiler de centrales de emergencia.
- En los próximos años se espera que las necesidades se incrementen, principalmente por la demanda de grandes proyectos, por lo cual es necesario hacer un seguimiento de las inversiones a fin de solucionar posibles cuellos de botella.



Muchas gracias

Muchas gracias

www.osinerg.gob.pe



OSINERGMIN