

Estudio de Tarifas en Barra periodo mayo 2015 – abril 2016

Contenido

Introducción

Cálculo del Precio Básico de Energía

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Simulación del Perseo y Resultados

Cálculo del Precio Básico de Potencia

Formulas de Reajuste

Introducción

- ✓ Anualmente se fija los precios de potencia y energía en barra (PPM y PEM), con vigencia de Mayo a Abril del año siguiente.
- ✓ Corresponde al Subcomité de Generadores del COES efectuar los estudios para la fijación de los precios de potencia y energía en barra, y presentarlos para su revisión y aprobación por OSINERGMIN.
- ✓ El proceso se inicia con la presentación de la propuesta de los generadores a OSINERGMIN, máximo el 15 de noviembre del año anterior, y concluye con la Resolución de OSINERGMIN que fija las tarifas que estarán vigentes el siguiente periodo de 12 meses, así como sus formulas de reajuste.

Base Legal

- ✓ Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), El artículo 46 de la LCE establece que las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijadas anualmente por OSINERG y entrarán en vigencia el mes de mayo de cada año.
- ✓ Reglamento de la LCE.
- ✓ Ley N° 28832 “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”.



Cálculo del Precio de Energía

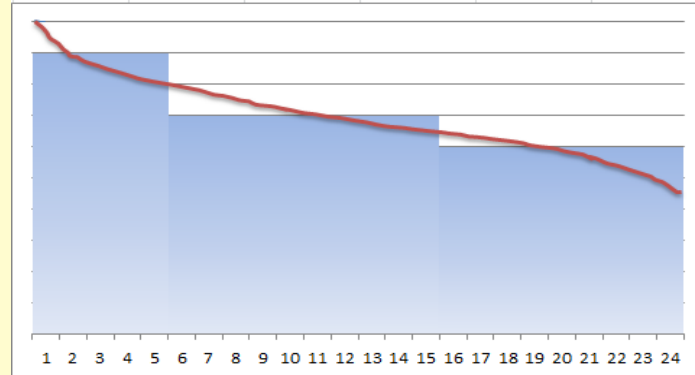
Procedimiento General

- ✓ Los precios de energía en punta y fuera de punta (PEMP y PEMF) se calculan mediante la determinación teórica de los CMg mensuales, para los bloques de punta y fuera de punta, del periodo de 36 meses: 12 meses previos y 24 meses posteriores a la fecha de fijación, en este caso Abril 2014 a Marzo 2017.
- ✓ Los CMg se calculan con el modelo digital PERSEO, según los procedimientos previamente establecidos por OSINERGMIN.
- ✓ PERSEO simula el despacho óptimo de generación hidrotérmica, para cubrir la demanda mensual al mínimo costo total variable de generación, y determina los CMg para los bloques de carga de punta, media y base de cada mes.
- ✓ Las unidades termoeléctricas se representan por su potencia efectiva, costos variables totales (CVNC + CVC), su tasa de indisponibilidad y programa de mantenimiento.
- ✓ Las hidroeléctricas se representan por su potencia efectiva, volumen de regulación anual, estacional o diaria y los caudales turbinables mediante una serie histórica de 49 años (1965-2013), y el programa de mantenimiento mayor.

Procedimiento General

- ✓ El sistema eléctrico se representa mediante 105 barras de demanda, con sus enlaces de transmisión según la configuración del SEIN. Cada enlace está limitado a su máxima capacidad técnica.
- ✓ En cada nodo de demanda se modela la carga mensual mediante 3 bloques:

- Punta de 18 a 23 horas
- Media de 8 a 18
- Base de 23 a 8

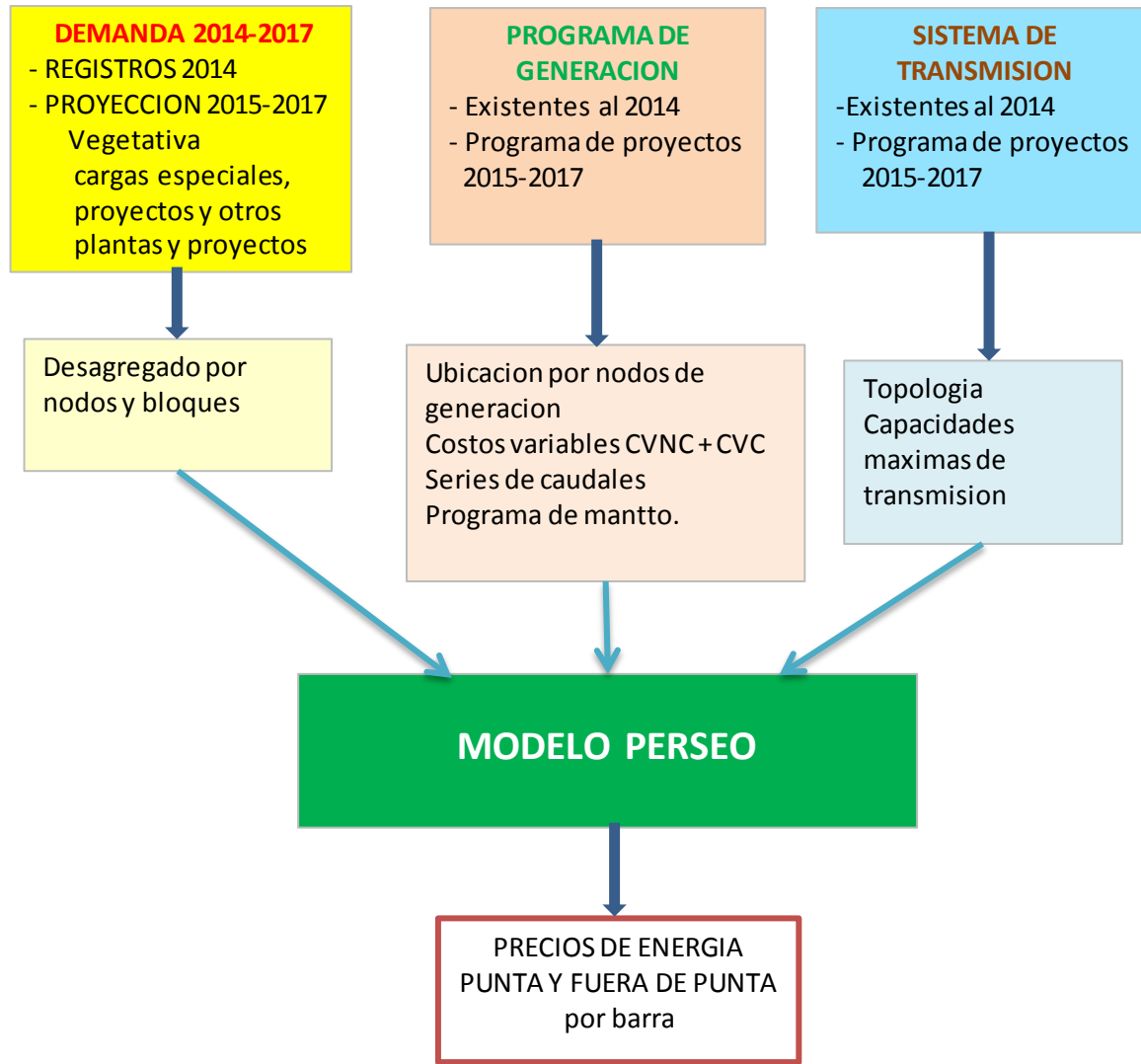


- ✓ La carga comprende
Ventas + pérdidas (distrib y subtrasm) + consumo propio
- ✓ Se cumple que $Carga\ SEIN = \sum_1^n Carga\ nodo\ i + Perd\ transm$
- ✓ El precio de energía se calcula con la fórmula

$$PE = \frac{VP(CMg * E)}{VP(E)}$$

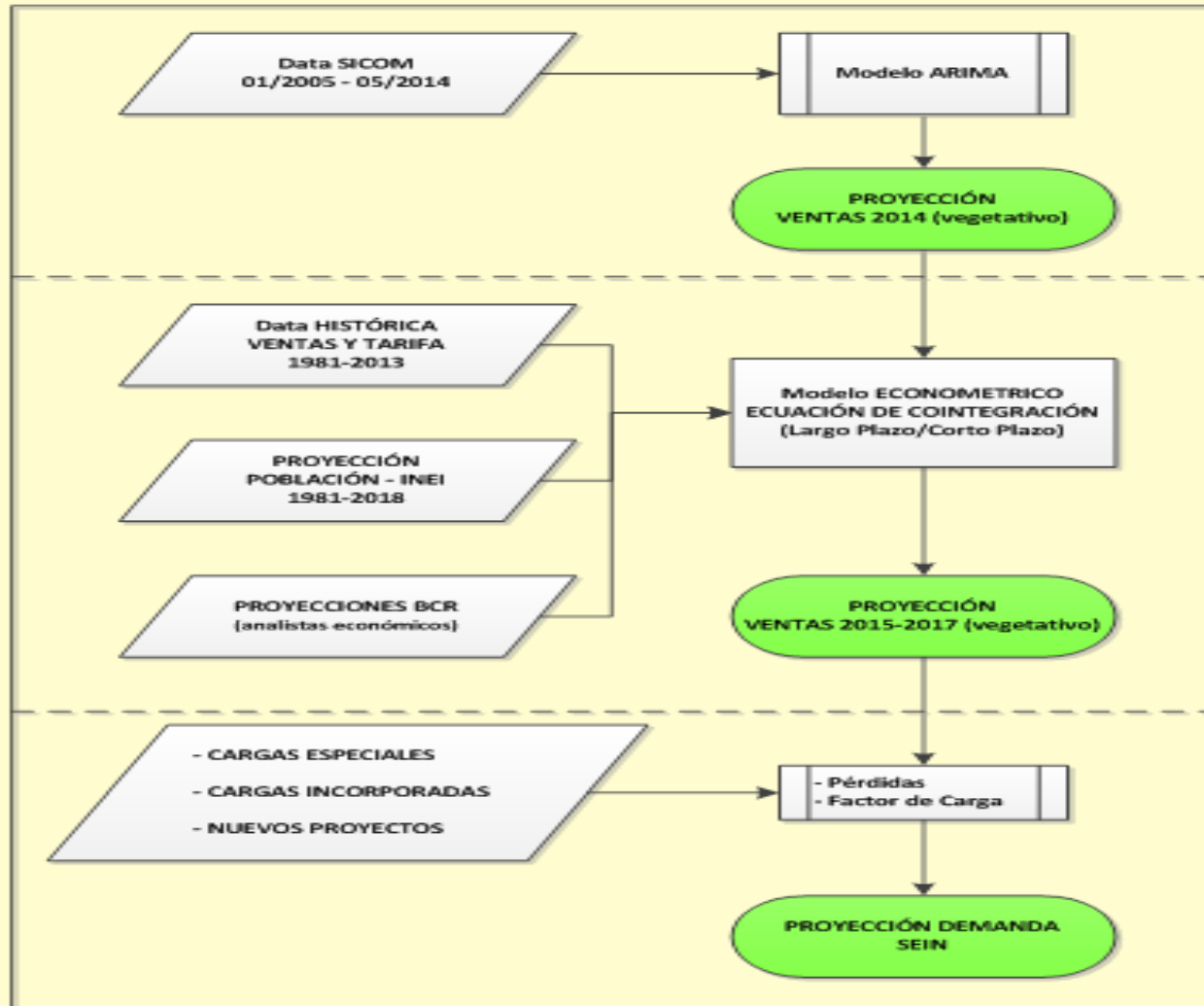
- ✓ PERSEO calcula los Precios para cada nodo del modelo.

Proceso de Cálculo



Proyección de la Demanda

Proyección de la Demanda



Proyección de la Demanda

Demanda Vegetativa

- ✓ Proyección de corto plazo: modelo ARIMA para completar la demanda de energía del año 2014.
- ✓ Proyección 2015-2017: Puesto que las series económicas y de mercado eléctrico, no son estacionarias se usa modelos de corrección de errores (MCE), lo que implica estimar un modelo de largo plazo, a través de la relación de cointegración, y posteriormente un modelo de corto plazo, mediante el MCE, incorporando los errores del primer modelo, ajustando la predicción de corto plazo.

Cargas Especiales

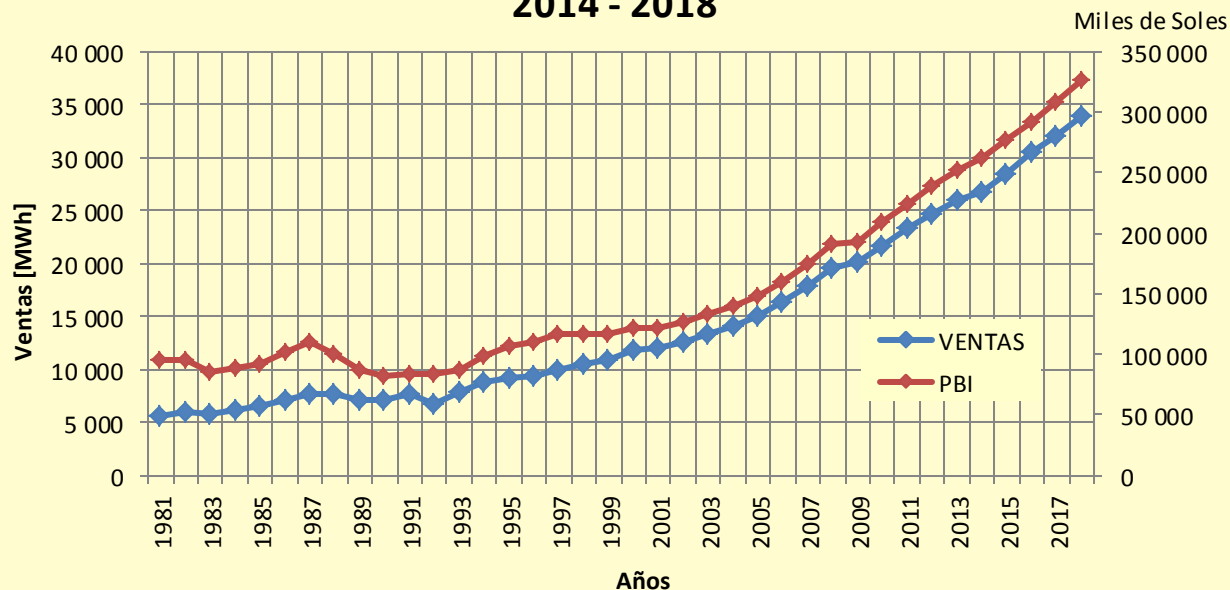
- ✓ Información reportada por los Titulares de generación y transmisión de la proyección de demanda de las cargas importantes y nuevos proyectos y los resultados de la Actualización del Plan de Transmisión 2015-2024
- ✓ Demanda global SEIN: Se agrega la demanda vegetativa, cargas especiales, nuevos proyectos, cargas incorporadas y las pérdidas de distribución, subtransmisión y consumo propio.
- ✓ Con los factores de carga, se proyecta la demanda potencia global del SEIN para el período 2015-2017.

Proyección de la Demanda Vegetativa

Parámetros Econométricos y Ventas de Energía

Año	PBI	% Δ PBI	Ventas (GWh)	% Δ ventas
2014	262273	3.9%	26679	2.8%
2015	276698	5.5%	28507	6.9%
2016	292470	5.7%	30457	6.8%
2017	309141	5.7%	32041	5.2%

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA VEGETATIVA DEL SEIN 2014 - 2018



Proyección de la Demanda Total

Energía (GWh)

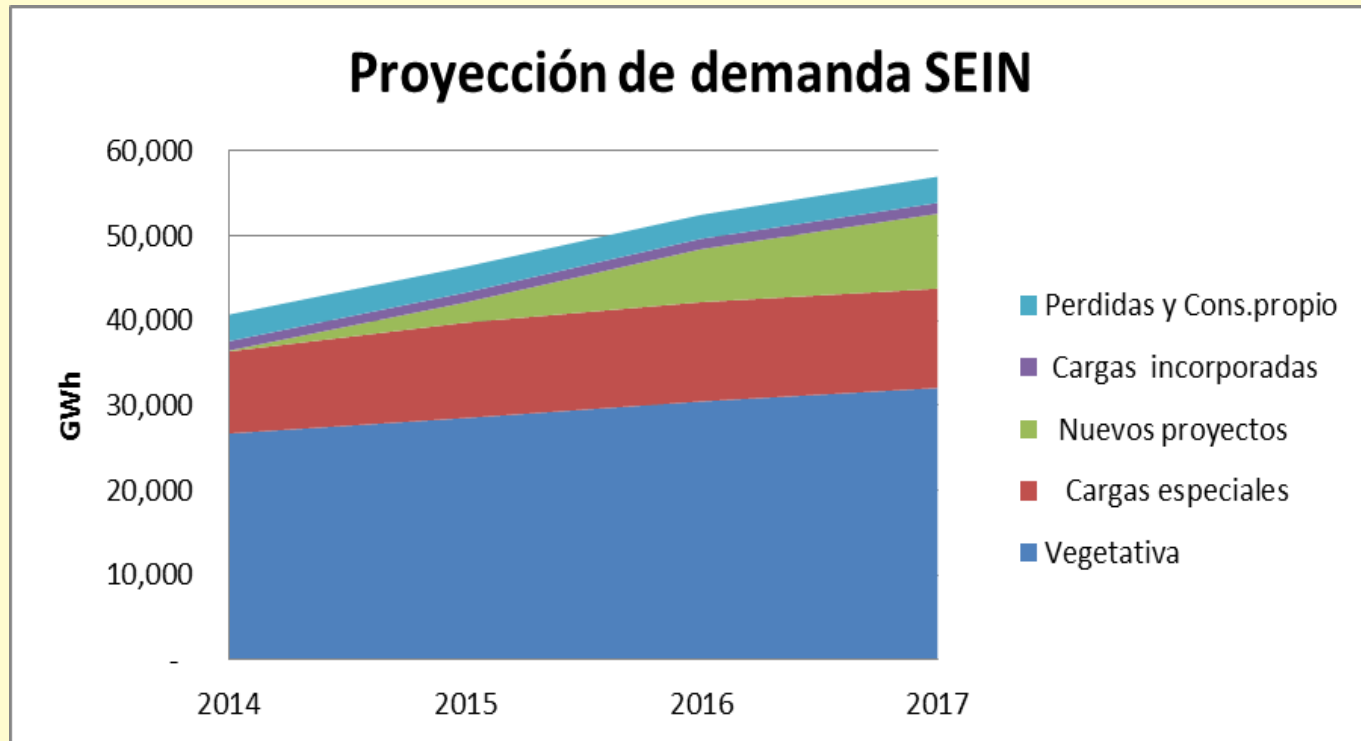
	GWh			
	2014	2015	2016	2017
Vegetativa	26,679	28,507	30,457	32,041
Cargas especiales	9,678	11,239	11,707	11,713
Nuevos proyectos	93	2,372	6,246	8,828
Cargas incorporadas	1,113	1,160	1,226	1,276
Subtotal cargas especiales	10,884	14,771	19,179	21,816
Total ventas	37,562	43,277	49,636	53,858
Perdidas y Cons.propio	3,127	3,051	2,816	3,091
Total SEIN	40,689	46,328	52,452	56,948

Potencia (MW)

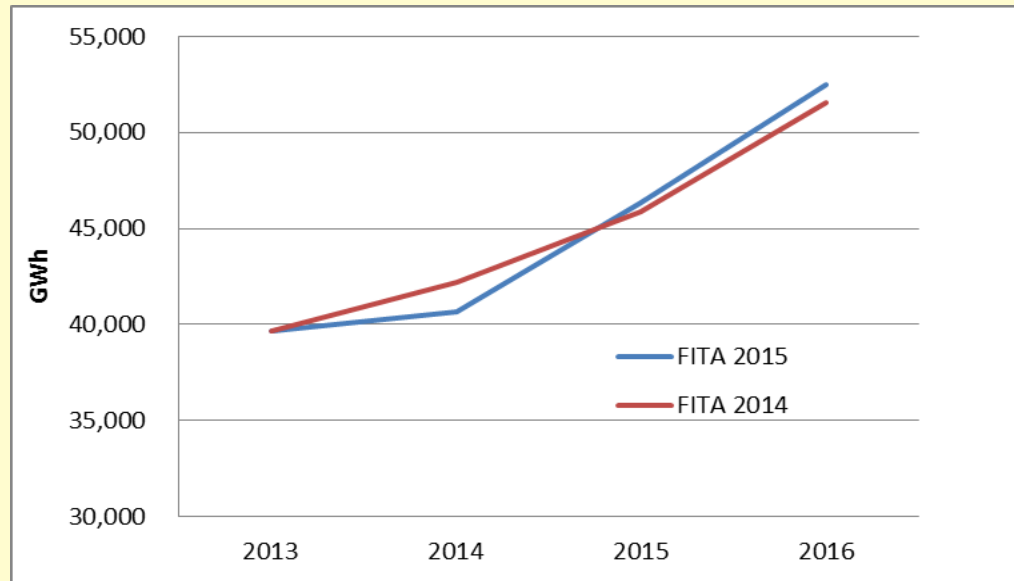
	2014	2015	2016	2017	2018
SEIN (1)	5 894.3	6 868.6	7 334.1	7 989.4	8 447.6
TC	7.2%	16.5%	6.8%	8.9%	5.7%

(1) Incluye pérdidas

Proyección de la Demanda Total



Comparación de Proyección de la Demanda (GWh)



	2013	2014	2015	2016
FITA 2015	39,667	40,689	46,328	52,452
FITA 2014	39,667	42,170	45,852	51,521
Difer. %	0.0%	-3.5%	1.0%	1.8%

Ref. Informe N° 0183-2014-GART

Programa de Obras

Programa de Obras

Fuentes de Información:

1. Programa de mediano plazo de la operación del SEIN (agosto 2014 – julio 2015). Informe COES/D/DO/SPR-IT-093-2014.
2. Informe: “Supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica”, OSINERGMIN-Gerencia de Fiscalización Setiembre 2014. Actualizada al mes de agosto 2014.
3. Programa de Obras de Generación y Transmisión para estudios de Pre Operatividad COES. Actualizado al 7 julio 2014.
4. Información remitida por los agentes para el estudio de fijación de tarifas en barra 2015.
5. Acta de cierre de la Tercera Subasta de Generación con Energías Renovables.
6. Fichas técnicas de proyectos en operación fiscalizados por OSINERGMIN.

Programa de Obras

Proyecto Generación septiembre 2014 – Diciembre 2017

Nombre	Potencia MW	Fecha entrada	REF.	Comentario
CH Santa Teresa G1	49.1	nov-14	5	Aun no entra en servicio
CT Fénix CC TG11	268.0	abr-15	5	Carta de Fénix a COES del 24/9/2014 se completa CC 2 TG + 1 TV
CB La Gringa V	2.0	nov-14	1	
CH Canchayllo	5.2	ene-15	1	
CS Moquegua	16.0	ene-15	1	
C.H. Runatullo II	19.0	may-15	2	
CH Cheves III	168.2	abr-15	4	SN Power
CT RF Pucallpa	40.0	mar-15	1	
CT RF Puerto Maldonado	18.0	mar-15	1	
CH Runatullu III	20.0	abr-15	1	15 dic 2014 según 2
CH Santa Teresa G2	49.1	abr-15	1	
CH Quitaracsa I	111.8	abr-15	1	
CH Machupicchu 2da.fase	99.9	abr-15	5	se asocia a fecha de entrada LT Machupicchu Cotaruse
CT Eten Reserva Fría	219.0	jun-15	1	
CH Tingo	8.8	ago-15	1	
CH Chancay	19.2	ene-16	2	
CH 8 de Agosto	19.0	ene-16	2	
CH El Carmen	8.4	ene-16	2	
CE Tres Hermanas	90.0	ene-16	2	

Programa de Obras

Proyecto Generación septiembre 2014 – Diciembre 2017

Nombre	Potencia MW	Fecha entrada	REF.	Comentario
CH Cerro El Aguila G1	170.0	feb-16	4	Ficha técnica Cerro del Águila
CH Cerro El Aguila G2	170.0	mar-16	4	Ficha técnica Cerro del Águila
CH La Virgen	84.0	abr-16	4	Información del titular
CH Cerro El Aguila G3	170.0	may-16	4	Ficha técnica Cerro del Águila
Nodo Energético Mollendo - CT Puerto Bravo	500.0	may-16	2	
CH Chaglla	406.0	ago-16	2	
CH RenovAndes H1	20.0	ago-16	2	
CH Huatziroki	19.2	oct-16	2	Pendiente aprobación Cronograma
CH Carpapata III	12.8	nov-16	2	
C.H. Colca	12.1	ene-17	3	
C.H. Maranon	88.0	ene-17	2	
C.H. Yarucaya	15.0	ene-17	2	
C.H. Potrero	19.9	ene-17	2	
C.H. Karpa	19.0	ene-17	2	
Nodo Energético Ilo	600.0	mar-17	2	
Carhuac	15.8	ene-17	6	
Santa Lorenza I	18.7	ene-17	6	
Hydrica 1,2,3,4 y 5	38.6	ene-17	6	
Zaña 1	13.2	ene-17	6	Según (2) entrada el 29-12-2018
Laguna Azul	20.0	ene-17	6	
CH Viroc (Raura II)	12.5	abr-17	2	



Programa de Obras

Proyectos de Transmisión

	Nombre	Tensión kV	Fecha entrada
SE	Nueva Jicamarca (SE Mirador) 120 MVA	220	Ago.2014
LT	Carabayllo'-Nueva Jicamarca (doble circuito)	220	Ago.2014
LT	Repotenciación LT Piura Oeste-Talara (existente) de 152 a 180 MVA	220	Ago.2014
SE	La Ramada 30 MVA	220	Ago.2014
LT	Repotenciación LT Paragsh - Vizacarra de 152 a 250 MVA	220	Nov.2014
LT	Ampliación LT San Juan-Chilca de 350 a 700 MVA (conversión a doble terna)	220	Dic.2014
SE	Nueva Reque (antes Chiclayo Sur)	220	Ene.2015
SE	Paramonga Nueva 30 MVA	220/60	Ene.2015
SE	Pucallpa. Banco de condensadores 20 MVar	60	Ene.2015
SE	Puno. Banco de condensadores 2x7Mvar	60	Ene.2015
LT	Repotenciación LT Aguaytía-Pucallpa	138	Ene.2015
LT	Machupicchu - Suriray - Abancay - Cotaruse (2 Circuitos) 500 MVA	220	Abr.2015
LT	Repotenciación LT Paragsha-Huánuco de 45 a 75 MVA	138	Abr.2015
LT	Ampliación LT Ventanilla-Zapallal de 152 a 270 MVA por terna	220	Abr.2015
LT	Ventanilla-Chavarría de 189 MVA (4to circuito)	220	Abr.2015
SE	Shahuindo	220	Jun.2015
LT	Socabaya - Parque Industrial	138	Jul.2015
SE	Nueva Ilo 3 de 400 MVA	220/138	Dic.2015
LT	Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo	500	Dic.2016



Programa de Obras

Proyectos de Transmisión

	Nombre	Tensión kV	Fecha entrada
LT	Mantaro Nueva - Campo Armiño	220	Dic.2016
LT	Socabaya Nueva - Socabaya	220	Dic.2016
LT	Carhuaquero - Cajamarca Norte - Caclic - Moyobamba	220	16-may-16
LT	Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya	220	13-ago-16
LT	La Planicie - Industriales (2circ)	220	Oct.2016
LT	Repotenciación LT Huanza - Carabayllo	220	ene-16
SE	Ampliación SE Aguaytía	220/138	ene-16
SE	Ampliación SE Pucallpa, 2do Transformador	138/60/10	ene-16
LT	Santiago de Cao-Malabrigo	138	jul-16
LT	Anillo Sistema Eléctrico Trujillo	138	jul-16
SE	Orcotuna 40 MVA	220/60	oct-16
SE	Malvinas (Nueva Colonial) 2x180 MVA	220	dic-16
LT	Mirador (Nueva Jicamarca)-Malvinas	220	dic-16
SE	Carapongo	500/220	ene-17
LT	Friaspata - Mollepata y SE 50 MVA	220/66	ene-17
LT	Moquegua - Los Héroes (2do circuito)	220	ene-17
LT	Industriales - Corpac	220	ene-17
SE	Nueva Corpac 2x50 MVA	220	ene-17
LT	Repotenciación LT Pachachaca - Callahuanca	220	ene-17
LT	Repotenciación LT Pomacocha - San Juan	220	ene-17



Costos Variables y Otros Datos para el PERSEO

Costos Variables

Precios de Combustibles Líquidos

- ✓ Se consideró el menor precio entre el de referencia publicado por el OSINERGMIN y el del mercado interno (PETROPERU). Precios al 30-10-2014.

Precios del Carbón

- ✓ Para la C.T. de Ilo 2 se usó 90,64 US\$/Ton, que es el Precio de Referencia publicado por el OSINERGMIN (vigente al 30.10.2014).

Precios del Gas Natural

- ✓ **Para las centrales que operan con gas natural de Camisea:** precio efectivamente pagado del gas de Camisea más el 90% del costo del transporte y de la distribución, según corresponda.
- ✓ **Para centrales que utilizan gas natural de otras fuentes:** se consideró el precio único que se obtiene como resultado del procedimiento N° 31 C del COES, teniendo como límite superior el valor que resulta del procedimiento establecido por el OSINERGMIN “Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra”.
- ✓ La información correspondiente al precio único, su fórmula de reajuste y la calidad del gas natural deberá efectuarse una vez al año, el último día hábil de la primera quincena del mes de junio en sobre cerrado. Dicha información tendrá vigencia desde el 1 de julio hasta el 30 de junio del año siguiente

Costos Variables y Otros

CVCN

- ✓ Los CVNC de las termoeléctricas son los aprobados por el COES conforme al procedimiento N° 34 (modificado por Resolución N° 214-2010-OS/CD).

CVC

- ✓ Resultan del producto del consumo específico por el precio local de los combustibles.

Series Hidrológicas

- ✓ Se utilizó las series hidrológicas del período 1965-2013 (49 años). Teniendo en cuenta los estudios hidrológicos aprobados enviados por el COES mediante la carta COES/D/DP-670-2014.

Retribución Única por Uso de Agua

- ✓ De acuerdo al Art. 107° de la LCE, se considera el 1% del precio de la energía en horas fuera de punta a nivel de generación. El monto vigente al 01 de noviembre de 2014 equivale a 0,4116 US\$/MWh.

Costos de Racionamiento

- ✓ Se ha considerado el costo de racionamiento vigente de 746 US\$/MWh que se sustenta en el Informe-No.0010-2012-OEE-OS. (OSINERGMIN)

Programa de mantenimiento

- ✓ Para el año 2014: según mantenimientos ejecutados.
- ✓ Para el año 2015: programa de mantenimiento anual publicado por COES.
- ✓ Periodo 2016-2017: Para las centrales hidráulicas, se tomó en consideración la información entregada por las empresas, incluyéndose las correcciones realizadas. Para las centrales que no enviaron información se ha considerado los mantenimientos del año 2014 y 2015, respectivamente; debidamente procesadas teniendo en cuenta que para el año 2014 se han retirado los mantenimientos fortuitos.
- ✓ Para las termoeléctricas se aplicó el proceso metodológico del modelamiento del Mantenimiento Mayor de las Centrales Térmicas del COES SINAC.

Representación de la Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia

- ✓ Se aplica el PR-21 “Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia” aprobado por Resolución OSINERGMIN N°194-2013-OS/CD, mediante el cual un 2% de la generación disponible, en periodo de avenida y estiaje, será asignada a este servicio. las centrales de generación con potencia menores a 10 MW quedan exentas de brindar dicho servicio.



Otros

- ✓ Según la Décima Disposición Complementaria Final de la Ley 30115 el DU-049-2008 extiende su vigencias hasta el 31 de diciembre de 2016.
- ✓ Debido a la vigencia del DU se ha considerado el despacho con restricción del gaseoducto de TGP a partir del año 2017, con capacidad del ducto de 920 MPCD.
- ✓ Se tomó en cuenta la R.M 607-2008-MEM/DM que fija el valor máximo de los costos marginales de corto plazo del SEIN en 313,5 nuevos soles/MWh, hasta diciembre de 2016.
- ✓ Las restricciones de transmisión se incluyen a partir del 2017

Resultados

Barra de referencia Santa Rosa 220 kV

	Punta	F.Punta	Total
US\$/MWh	30.774	29.438	29.686
Cts Sol/kWh	8.986	8.596	8.668

TC 2.92 Soles/US\$

Comparación con resultados FITA 2014 (\$/MWh)

Año	Mes	Punta	F.Punta	Total	P/FP	Variación A/B - 1
2015 (A)	Mayo	30.774	29.438	29.686	1.05	11.6%
2014 (B)	Mayo	28.807	26.072	26.599	1.10	

- Sensibilidad al esquema de RPF

	Punta	F.Punta	Total
RPF vigente (2%)	30.774	29.438	29.686
RPF anterior	30.852	29.508	29.757
Diferencia	-0.25%	-0.24%	-0.24%

Precio de Potencia

Procedimiento General

- ✓ De acuerdo con el Art. 47° inciso e) de la LCE, se determinó el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico.
- ✓ Para esta unidad se determinan los costos de inversión del equipamiento de generación y su sistema de conexión al SEIN, que comprende:
 - a) El costo del equipo, incluyendo su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que le son aplicables.
 - b) El costo de instalación y conexión al sistema.
- ✓ Se determina la anualidad de la inversión mediante la fórmula de pagos fijos (factor de recuperación del capital) a la tasa de descuento de 12% anual y un periodo de una vida útil de 20 años para el equipo de generación y de 30 años para el equipo de conexión.
- ✓ A la anualidad se agrega los costos fijos de personal (incluyendo los beneficios sociales) y el costo fijo de mantenimiento.

- ✓ El costo anual reconocido para determinar el Precio de Potencia es:
 - $C_{\text{anual}} = \text{anualidad} + C_{\text{fijo de O\&M}}$.

- ✓ El costo por kw instalado es $C_{\text{anual}}/\text{Pot efectiva}$.

- ✓ El Precio de potencia = $\text{Costo por kw} * (1 + M_{\text{res}})/(1 - \text{TIF})$.

Precio Básico de Potencia

Tamaño y Costo de la Planta de Punta

- ✓ De acuerdo con el Procedimiento del OSINERGMIN, se tomó como la unidad de ciclo abierto de mayor tamaño del SEIN, la TG8 de Santa Rosa con una potencia efectiva a condiciones de sitio de 185.06 MW.
- ✓ La capacidad estándar de la unidad de punta será al menos el menor valor entre el de 3,5% de la máxima demanda anual del sistema para el año en que se presenta la propuesta y el 75% de la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad instalada en el sistema (límite inferior). Asimismo, será a lo más igual a la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad instalada en el sistema (límite superior):
- ✓ Según la potencia máxima proyectada para el 2015, 3.5% de 6,869 MW es 240 MW
- ✓ Por lo tanto los límites mínimo y máximo están determinados por la potencia de la unidad turbogas de mayor tamaño: entre 138.79 MW y 185.06 MW.
- ✓ De acuerdo con las 5 últimas publicaciones de la Revista GTWH se procedió a determinar la Capacidad Estándar ISO así como el precio FOB de la Turbina a Gas.
- ✓ La Potencia ISO de la unidad seleccionada es de **170 MW** y el precio FOB **44.27** millones US\$

Precio Básico de Potencia

Costos FOB Adicionales

- ✓ Repuestos Iniciales, Transporte marítimo, Aranceles ad-valorem, Gastos de desaduanaje: Se mantiene el porcentaje utilizado por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria 2014.
- ✓ Transporte local, Montaje electromecánico, Pruebas y puesta en marcha, Supervisión, Adquisición de terreno, Obras preliminares y cerco, Obras civiles, Suministro de sistema de combustible, Suministro de sistema contra incendio: Se ha basado en la Fijación Tarifaria 2014 actualizados con factores de ajuste en moneda nacional y extranjera:

Factor de ajuste 2015 M.N.	0.972939
Factor de ajuste 2015 M.E.	1.007455

Precio Básico de Potencia

Gastos Generales y Utilidades del Contratista

- ✓ Se considera la fórmula utilizada por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria 2014 que es equivalente al 10% de las obras ejecutadas por el contratista local, compuesta por las partidas correspondientes a transporte local, montaje electromecánico, obras civiles, suministro de sistema de combustible y contra incendio, más los seguros establecidos también por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria 2014.

Precio Básico de Potencia

Costos de Conexión al SEIN y O&M

Costo de conexión: Se aplicó el mismo criterio de la regulación del año 2014, de modo que para el caso de la celda y del transformador de potencia se hace uso de los precios FOB contenidos en la “Actualización de la Base de Datos de los Módulos Estándares de inversión para sistemas de transmisión con costos 2013”, aprobada con la Resolución OSINERGMIN N° 017-2014-OS/CD y modificado con la Resolución OSINERGMIN N° 056-2014-OS/CD. Para el resto de partidas se consideraron los mismos costos de la regulación del año 2013.

Costos Fijos del Personal de la Unidad de Punta: En el rubro “Sueldo bruto US\$/mes” se han actualizado los costos establecido en la fijación de mayo de 2014 haciendo uso de la publicación del PRICE WITERHOUSE al 31.01.2014. Por otro lado, se ha corregido el rubro de beneficios sociales (ítem CTS).

Precio Básico de Potencia

Finalmente, se ha mantenido los porcentajes por concepto de seguros multiriesgo que es el 5% del costo total de inversión de la unidad de punta y de su conexión al sistema.

Costos Fijos de Operación y Mantenimiento: Según el literal a) del numeral 8.2.2 del PROCEDIMIENTO de OSINERGMIN, en tanto se mantenga como unidad de punta una turbina a gas, se estimará el valor del Costo Fijo de O&M(“CFOyM”) en función de las unidades que operen en el SEIN, y cuya capacidad efectiva se halle más próxima a la planta determinada (cuya potencia efectiva es igual a 161,8 MW).

Precio Básico de Potencia

Resumen de Costos

Unidad TG 170 MW	59,261	Miles.\$
Conexión al SEIN	2,984	Miles.\$
Inversion total	62,245	Miles.\$
Costos de personal	1,171	Miles\$/año
O&M Fijo	757	Miles\$/año
Capacidad estandar (ISO)	170.0	MW
Potencua efectiva	161.8	MW

Precio Básico de Potencia

Cálculo del Margen de reserva

- ✓ La Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) del SEIN, están fijadas en 3,55% y el 33,3%, respectivamente, de acuerdo a la Resolución del OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD.
- ✓ El Margen de Reserva es igual al MRFO menos la potencia de las plantas de reserva fría de Talara e Ilo, de 186,6 MW y 460 MW, respectivamente.
- ✓ Por lo que, considerando una máxima demanda de 6 869 MW para el año 2015, se obtiene un Margen de reserva de 24,27%.

Precio Básico de Potencia

Cálculo del Margen de Reserva

Máxima Demanda 2015 (MW):	6,868.61
---------------------------	----------

TIF	3.55%
-----	-------

Planta de Reserva Fría de Generación	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)
RF Talara	186.6	178.95
RF Ilo	460	441.14
Total RF	646.6	620.09

RFG / MaxDemanda	9.41%	9.03%
------------------	-------	-------

Resolución OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD:

Margen de Reserva	24.27%
TIF	3.55%



Precio Básico de Potencia

PRECIO BASICO DE POTENCIA DEL SEIN

UBICACIÓN : LIMA 220 KV

US\$/kW-año

			Turbogenerador	Conexión	Costos Fijos			Total
					Personal	CFNC	Total C.F.	
1	Costo Total	Millón US\$	59.26	2.98				62.24
2	Costo anual Total	Millón US\$/año	7.93	0.37	1.17	0.76	1.93	10.23
3	Costo anual/kW	US\$/kW-año	49.04	2.29	7.24	4.68	11.92	63.25
4	Con Margen de reserva y TIF	US\$/kW-año	63.19	2.95	9.33	6.03	15.36	81.49

PRECIO BASICO DE POTENCIA - COMPARACION

Caso		US\$/kW-año	S./kW-mes	Tipo de	Variación	
				Cambio	S./kW-mes A/B	US\$/kW-año A/C
A	Propuesta SCG FITA Mayo 2015	81.49	18.84	2.92	6.5%	4.5%
B	Resolución 067-2014-OSINERGMIN (FITa Mayo 2014)	79.63	17.69	2.81		
C	Pliegos Tarifarios Aplicables al Cliente Final (al 04/11/2014)	78.01	18.03	2.92		



Fórmulas de Actualización

Fórmula de Actualización

Precio Básico de la Energía

$$P_1/P_0 = d * FTC + e * FD_2 + f * FR_6 + g * FPGN + cb * FCB$$

Donde:

$$d = 0.1103 \quad e = 0.0003 \quad f = 0.0001 \quad g = 0.8708 \quad cb = 0.0186$$

FTC	= TC / TC ₀	Factor del tipo de cambio.
FD ₂	= PD2 / PD2 ₀	Factor del precio del petróleo Diesel N°2.
FR ₆	= PR6 / PR6 ₀	Factor del precio del petróleo Residual 6.
FPGN	= PGN / PGN ₀	Factor del gas natural
FCB	= (PCB / PCB ₀) * FTC	Factor del Carbón Bituminoso.

Fórmula de Actualización

Precio Básico de Potencia

$$PPM_1 = PPM_0 * FAPPM$$

$$FAPPM = a * FTC + b * FPM$$

$$FTC = TC / TC_0$$

$$FPM = IPM / IPM_0$$

Donde:

PPM_0 = Precio de la Potencia de Punta inicial, igual a 18.84 S/./kW-mes.

PPM_1 = Precio de la Potencia de Punta, actualizado, en S/./kWmes.

FAPPM = Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta.

FTC = Factor por variación del Tipo de Cambio.

FPM = Factor por variación de los Precios al Por Mayor.

a = Componente de moneda extranjera igual a 76.44%.

b = Componente de moneda nacional igual a 23.56%.



Precio monómico Teórico

PMP Soles/kW-mes	PMP equiv cts Sol/kWh	PEMP cts Sol/kWh	PEMF cts Sol/kWh	PE ponderado cts Sol/kWh	Precio teórico ponderado cts Sol/kWh
18.84	3.237	8.986	8.596	8.668	11.906

FC	80.83%
FEHP	18.56%

- A) Precio ponderado de licitaciones FITA 2014: 15.788 cts Sol/kWh
B) Precio teórico monómico: 11.906 cts Sol/kWh
B/A: 0.754
Esta por debajo del 10%, por lo tanto será necesario reajustar los precios de energía.

Muchas Gracias

V&M Consultores Asociados SAC

Dirección : Calle Alejandro Bertello 1167 Oficina 301 – Lima
Teléfono : (01)- 355-2176
Sitio Web : www.vmcasac.com

