

Para el cálculo se consideran todos los tributos aplicables que no generen crédito fiscal.

La anualidad de la inversión se calculó multiplicando el monto de la inversión por el factor de recuperación del capital obtenido con una tasa de actualización del 12% real y una vida útil de 20 años para el equipo de generación y de 30 años para el equipo de conexión.

Asimismo, con Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD del 30.09.2004 se ha aprobado el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, y con Resolución OSINERGMIN N° 525-2007-OS/CD fecha 28.08.2007 se han modificado los Artículos 4°, 5°, 6° y 7° del referido Procedimiento, todo lo cual se aplica para la presente Fijación Tarifaria.

La Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, se fijan en el 3,00% y el 32,7%, respectivamente, de acuerdo a la Resolución del OSINERGMIN N° 618-2008-OS/CD.

2.8 COSTOS DE RACIONAMIENTO

El costo de racionamiento representa el costo promedio incurrido por los usuarios al no disponer de energía eléctrica y abastecerse de fuentes alternativas. De acuerdo a lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas este costo debe ser fijado por el OSINERGMIN, por lo que para el presente estudio se ha considerado el costo de racionamiento vigente de 250 US\$/MWh.

2.9 TASA DE ACTUALIZACION

La tasa de actualización utilizada en los cálculos es del 12% real anual, de acuerdo con el Artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

3 PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

3.1 SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

Para la estimación de la demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional se utiliza igual procedimiento que el aplicado por el OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria de mayo 2011, que incluye:

- Considerar la demanda del año menos uno (en este caso el 2011) como valor ejecutado. En esta propuesta se ha utilizado el modelo ARIMA para proyectar la demanda de los últimos meses del año 2011.
- Utilizar para los años subsiguientes el modelo Econométrico de correcciones de errores como se explica más adelante.

000009

Se ha tomado en consideración las comunicaciones de diversos agentes del mercado eléctrico para la determinación de los proyectos de demanda que ingresarán durante el periodo de estudio (Mayo 2011 – Abril 2014).

Incrementos de Potencia en MW	2011	2012	2013	2014
Expansión de la concentradora Cujajone		6		
Expansión de la concentradora Toquepala		2		34
Expansión de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre				
Proyecto Tia Maria			10	
Proyecto Constancia				67
Proyecto Conga		5	25	100
Proyecto Galeno				
Ampliacion Quimpac		26		
Antapacay		90		
Ampliacion Brocal		31		
Marcobre (Mina Justa)		5	35	
Proyecto Magistral				
Ampliación Siderperú				
Proyecto Toromocho		10	15	131
Proyecto (Concentrados) Cerro Verde			10	30
Proyecto Bambas				70

Potencia Acumulada en MW				
Expansión de la concentradora Cujajone	-	6	6	6
Expansión de la concentradora Toquepala	-	2	2	36
Expansión de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre	-	-	-	-
Proyecto Tia Maria	-	-	10	10
Proyecto Constancia	-	-	-	67
Proyecto Conga	-	5	30	130
Proyecto Galeno	-	-	-	-
Ampliacion Quimpac	-	26	26	26
Antapacay	-	90	90	90
Ampliacion Brocal	-	31	31	31
Marcobre (Mina Justa)	-	5	40	40
Proyecto Magistral	-	-	-	-
Ampliación Siderperú	-	-	-	-
Proyecto Toromocho	-	10	25	156
Proyecto (Concentrados) Cerro Verde	-	-	10	40
Proyecto Bambas	-	-	-	160
Suma Proyectos	0	164	234	435
Suma Total Esperada	0	164	249	589

Energía en GWh				
Expansión de la concentradora Cujajone	-	50	50	50
Expansión de la concentradora Toquepala	-	17	17	300
Expansión de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre	-	-	-	-
Proyecto Tia Maria	-	-	83	83
Proyecto Constancia	-	-	-	379
Proyecto Conga	-	38	210	900
Proyecto Galeno	-	-	-	-
Ampliacion Quimpac	-	28	105	214
Antapacay	-	278	725	725
Ampliacion Brocal	-	143	268	268
Marcobre (Mina Justa)	-	39	315	315
Proyecto Magistral	-	-	-	-
Ampliación Siderperú	-	-	-	-
Proyecto Toromocho	-	42	130	1,218
Proyecto (Concentrados) Cerro Verde	-	-	39	158
Proyecto Bambas	-	-	-	171
Suma Total	0	635	1944	4782

A continuación se describe los principales proyectos.

Expansión Concentradora Cuajone. Este proyecto permitirá procesar 120 mil toneladas de material mineralizado por día. Según la más reciente comunicación de Southern Copper (SCC), este proyecto tendría un 100% de probabilidad e iniciaría sus operaciones el año 2012 demandando 6 MW y el 2015 con 35 MW.

Expansión Concentradora Toquepala. Este proyecto permitirá procesar 100 mil toneladas de material mineralizado por día. Según la más reciente comunicación de Southern Copper (SCC), este proyecto tendría un 100% de probabilidad e iniciaría sus operaciones el año 2012 demandando 2 MW y el 2014 con 36 MW.

Proyecto Tía María. Se trata de nuevas operaciones de SCC con 100% de probabilidad para la extracción de minerales y producir 100 mil toneladas de cátodos de cobre por año. Durante el año 2013 SCC prevé una demanda de 10 MW.

Proyecto Minas Conga informada por La Empresa Minera Yanacocha para la explotación de minerales cobre, oro y plata con un consumo esperado de 30 MW y 130 MW en el 2013 y 2014 respectivamente.

Ampliación Quimpac (Planta de Cloro de Soda). Se trata de la instalación de una planta de cloro soda que demandará 25.7 MW a partir del año 2012. La probabilidad de este proyecto es de 60%.

Marcobre (Mina Justa). De acuerdo a la compañía Marcobre SAC, este proyecto minero requerirá 5 MW a partir del año 2012 (etapa de construcción) y posteriormente, a partir del año 2013 35 MW adicionales.

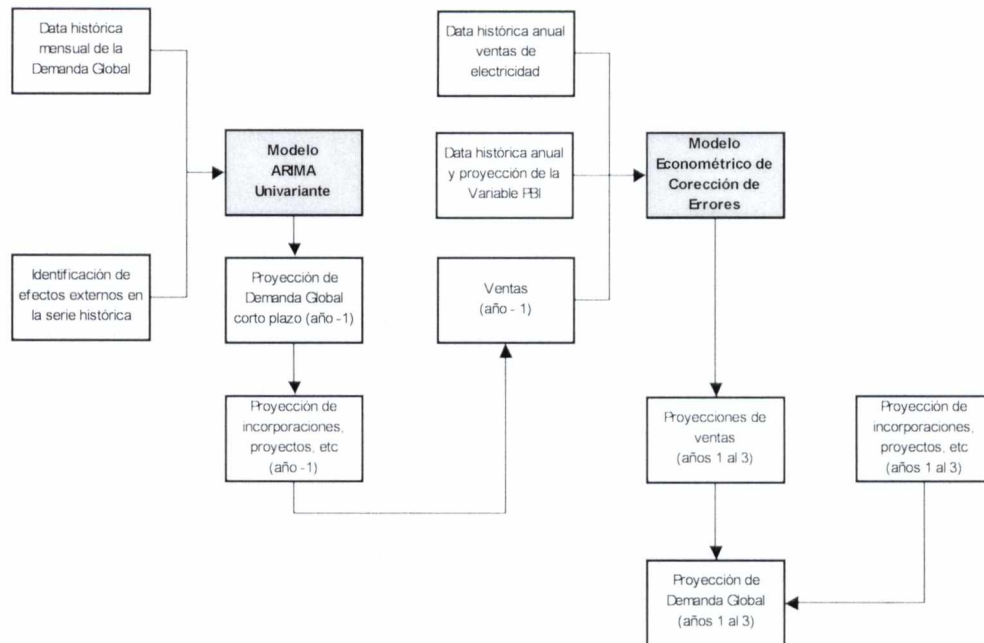
Para efectos de determinación de la demanda del año 2011 por el modelo ARIMA, se debe desagregar la demanda de los proyectos que se activaron durante el año 2010.

3.1.1 METODOLOGÍA

Se considera que una metodología de modelos combinados ARIMA – ECONOMETRICO mejora los pronósticos de demanda. Para completar el primer año (2011) se utiliza el ARIMA y su resultado se utiliza como base para la aplicación de los crecimientos que luego se obtengan del Modelo de Econométrico de corrección de errores.

La metodología aplicada se ilustra en el esquema incluido como la Figura No 1.

Figura No 1
METODOLOGIA EMPLEADA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA



Por consiguiente con el modelo ARIMA se cierra la proyección global de demanda del año 2011 y con el modelo econométrico con especificación de corrección de errores se proyecta el crecimiento anual de las ventas de los 2012 al 2014, tal como se indica en el Cuadro No 3.1.

Cuadro No 3.1
DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA GLOBAL

AÑO	Secuencia	Fórmula
2011	Demanda global del SEIN determinada por metodología ARIMA (Información estadística enero-septiembre). Luego se determina el equivalente de la demanda de ventas correspondiente.	$V_{2011} = D_{2011} - k_{2011}$
2012	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2012/Año2011) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2012. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2012} = \exp(\ln(V_{2012}) + \Delta \ln_{(2012/2011)})$ $D_{2012} = V_{2012} + k_{2012}$
2013	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2013/Año2012) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2013. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2013} = \exp(\ln(V_{2013}) + \Delta \ln_{(2013/2012)})$ $D_{2013} = V_{2013} + k_{2013}$
2014	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2014/Año2013) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2014. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2014} = \exp(\ln(V_{2014}) + \Delta \ln_{(2014/2013)})$ $D_{2014} = V_{2014} + k_{2014}$

$D_{2011-2014}$: Demanda Global años 2011 a 2014
 $V_{2011-2014}$: Ventas de los años 2011 a 2014
 $K_{2011-2014}$: Pérdidas, incorporaciones, grandes cargas, proyectos, etc (años 2011 a 2014).
 $\Delta \ln$: Crecimientos en diferencias de logaritmos anuales.

En el Anexo B, se muestra la proyección de la demanda global y su representación por barras para el modelo Perseo.

3.1.2 RESULTADOS

Las ventas de energía obtenidas se muestran en el Cuadro No 3.2.

Cuadro No 3.2
PROYECCION DE PARAMETROS ECONOMETRICOS Y VENTAS DE
ENERGIA DEL SEIN

Año	PBI ² (Soles de 1994)	%	VENTAS (GWh)	%
2011	207843	6.1%	22833	5.2%
2012	219482	5.6%	24230	6.1%
2013	232432	5.9%	25782	6.4%
2014	246145	5.9%	27492	6.6%

Asimismo, se ha determinado que la proyección de las ventas de energía en el SEIN está fundamentada por las siguientes ecuaciones:

$$\ln(\text{ventas}) = c_0 + m_1 \cdot \ln(\text{Población}) + m_2 \cdot \ln(\text{PBI}) + m_3 \cdot \ln(\text{Tarifas})$$

$$\ln(\text{Error}) = \ln(\text{Ventas}) - (c_0 + m_1 \cdot \ln(\text{Población}) + m_2 \cdot \ln(\text{PBI}) + m_3 \cdot \ln(\text{Tarifas}))$$

$$D(\ln(\text{ventas})) = d_0 + k_1 \cdot D(\ln(\text{PBI})) + k_2 \cdot D(\ln(\text{Ventas}(-2))) + k_3 \cdot \ln(\text{Error}(-1)) + k_4 \cdot D(\text{DUMMY}_{92})$$

Para obtener la demanda global se adicionan las grandes cargas no consideradas en el modelo econométrico. En el Cuadro No 3.3 se resumen los resultados del pronóstico para el período 2010-2013.

2 El crecimiento del PBI para el periodo 2011-2012 se ha tomado del Cuadro 4 del Reporte de Inflación – Setiembre 2011 publicado por el Banco Central de Reserva del Perú. Para el año 2014 se asumió el mismo crecimiento que el año 2013 al no haber otra referencia.

000013

Cuadro No 3.3
PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SEIN
Período 2011-2014

Año	Máx Demanda Anual	Energía Anual	Factor de Carga	Tasa de Crecimiento (%)	
				Máxima Demanda	Energía
2010	4579	32315	80.6%		
2011	4965	35174	80.9%	8.4%	8.8%
2012	5432	37995	79.8%	9.4%	8.0%
2013	5896	42112	81.5%	8.5%	10.8%
2014	6519	47469	83.1%	10.6%	12.7%

4 PROGRAMA DE OBRAS

4.1 PARQUE GENERADOR EXISTENTE

Las centrales hidráulicas existentes en el SEIN, se muestran en el Cuadro No 4.1.

Cuadro No 4.1
CENTRALES HIDRAULICAS EXISTENTES

Central	Potencia Efectiva (MW)
Mantaro	670.7
Restitución	215.4
Huinco	247.3
Matucana	128.6
Callahuanca	80.4
Moyopampa	66.1
Huampaní	30.2
Yanango	42.6
Chimay	150.9
Huanchor	19.6
Cahua	43.1
Pariac	5.0
Gallito Ciego	38.1
Misapuquio	3.9
San Antonio - San Ignacio	1.0
Huayllacho	0.2
Carhuaquero	110.8
Cañón del Pato	263.5
Yaupi	112.7
Malpaso	48.0
Pachachaca	9.7
Oroya	9.5
Yuncán	136.8
Santa Rosa I (1)	1.0
Charcani I	1.7
Charcani II	0.6
Charcani III	4.6