

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.
- Utilizar para los años subsiguientes el modelo Econométrico de correcciones de errores como se explica más adelante.

000007

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).

3.1.1 PROYECTOS DE DEMANDA

Incrementos de Potencia en MW	2012	2013	2014
Expansión de la concentradora Cuajone	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
Proyecto Galeno			
Ampliacion Quimpac		25	
Antapacay	90		
Ampliacion Brocal	31		
Marcobre (Mina Justa)			65
Proyecto Magistral			
Ampliación Siderperú			
Proyecto Toromocho	10	15	131
Proyecto (Concentrados) Cerro Verde		10	140
Proyecto Bambas			70

Potencia Acumulada en MW	2012	2013	2014
Expansión de la concentradora Cuajone	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
Proyecto Galeno	-	-	-
Ampliacion Quimpac	-	25	25
Antapacay	90	90	90
Ampliacion Brocal	31	31	31
Marcobre (Mina Justa)	-	-	65
Proyecto Magistral	-	-	-
Ampliación Siderperú	-	-	-
Proyecto Toromocho	10	25	156
Proyecto (Concentrados) Cerro Verde	-	10	150
Proyecto Bambas	-	-	160
Suma Proyectos	129	169	359

000068

Suma Total Esperada	138	191	512
----------------------------	------------	------------	------------

Energía Esperada en GWh	2012	2013	2014
Expansión de la concentradora Cuajone	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
Proyecto Galeno	-	-	-
Ampliacion Quimpac	-	81	171
Antapacay	278	725	725
Ampliacion Brocal	143	268	268
Marcobre (Mina Justa)	-	-	512
Proyecto Magistral	-	-	-
Ampliación Siderperú	-	-	-
Proyecto Toromocho	42	130	1,218
Proyecto (Concentrados) Cerro Verde	-	44	657
Proyecto Bambas	-	-	171
Suma Total	530	1436	4746

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 5 MW y 30 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.

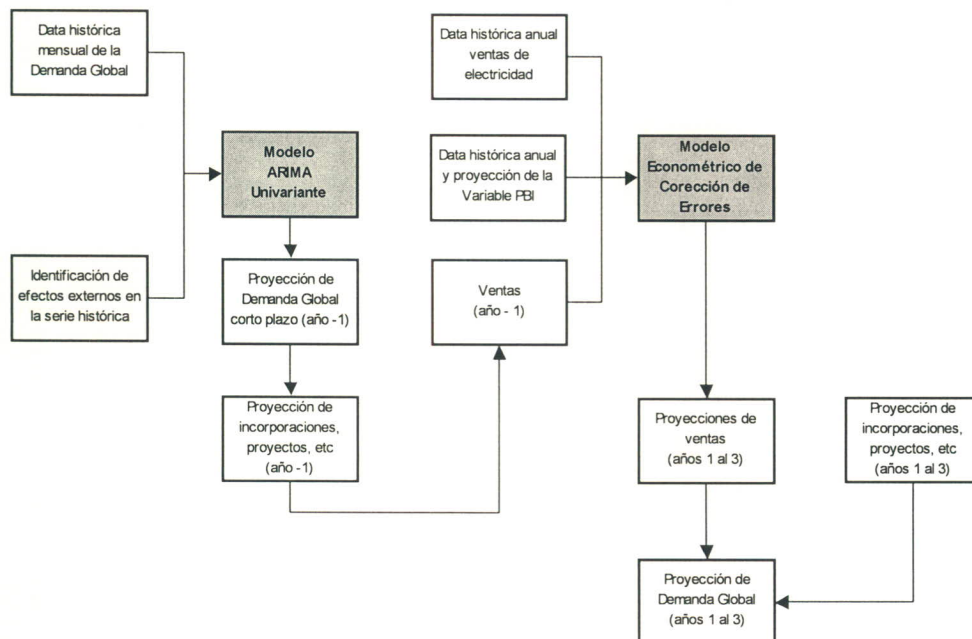
Proyecto (Concentrados) de Cerro Verde. Este proyecto cuenta ya con contrato de suministro de energía a partir del 2014 por 150 MW, su probabilidad es casi del 100%.

3.1.1 METODOLOGÍA

Sobre la base del primer año (2011) se aplica los crecimientos que 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**



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.

000010

**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 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

CUADRO 3.2

**PROYECCION DE PARAMETROS
ECONOMETRICOS Y VENTAS DE
ENERGIA DEL SEIN**

Año	PBI (Soles de 1994)	%	VENTAS (GWh)	%
2010	195894		21706	
2011	209214	6.8%	22924	5.6%
2012	220512	5.4%	24309	6.0%
2013	232640	5.5%	25796	6.1%
2014	246599	6.0%	27527	6.7%

000011

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

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

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

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

Para obtener la demanda global se adicionan las grandes cargas no consideradas en el modelo econométrico. En el

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

Año	Demanda (*)	Energía (*)	Factor de	Tasa de Crecimiento (%)	
	Anual	Anual	Carga	Potencia	Energía
	MW	GWh	Anual	Potencia	Energía
2010	4579	32315	80.6%		
2011	4961	35223	81.0%	8.3%	9.0%
2012	5401	37981	80.3%	8.9%	7.8%
2013	5823	41630	81.6%	7.8%	9.6%
2014	6503	47723	83.8%	11.7%	14.6%

se resumen los resultados del pronóstico para el período 2011-2014.

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

Año	Demanda (*)	Energía (*)	Factor de	Tasa de Crecimiento (%)	
	Anual	Anual	Carga	Potencia	Energía
	MW	GWh	Anual	Potencia	Energía
2010	4579	32315	80.6%		
2011	4961	35223	81.0%	8.3%	9.0%
2012	5401	37981	80.3%	8.9%	7.8%
2013	5823	41630	81.6%	7.8%	9.6%
2014	6503	47723	83.8%	11.7%	14.6%