

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 3,55% y el 22,51%, respectivamente, de acuerdo a la Resolución del OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD.

2.8COSTOS 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 746 US\$/MWh que se sustenta en el Informe-No.0010-2012-OEE-OS.

2.9TASA 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

3.1SISTEMA 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 2013, que incluye:

- Considerar la demanda del año menos uno (en este caso el 2013) como valor ejecutado. En esta propuesta se ha utilizado el modelo ARIMA para proyectar la demanda de los últimos meses del año 2013.
- Utilizar para los años subsiguientes el modelo Econométrico de correcciones de errores como se explica más adelante.

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 2013– Abril 2016).

A continuación se describe los principales proyectos.

- **Proyecto de expansión de la concentradora Cuajone:** La misma que demandará del SEIN, 17 MW en el 2015, con consumo de energía esperado de 113 GWh.
- **Proyecto de expansión de la concentradora Toquepala:** La misma que demandará del SEIN, 8 MW en el 2014 y 80 MW en el 2015, con consumos de energía esperados de 67 GWh, y 533 GWh respectivamente.

- **Proyecto de Expansión de la Fundición de Ilo y refinería de cobre:** La misma que demandará del SEIN, 8 MW en el 2015 con consumo de 67 GWh de energía esperada.
- **Proyecto Tía María:** Proyecto que demandará del SEIN 10 MW en año 2015 y 77 MW el año 2016, con una energía esperada de 42 GWh y 320 GWh respectivamente.
- **Proyecto Constancia:** Proyecto que demandará del SEIN 62 MW en año 2014 y 87 MW los años 2015 y 2016, con una energía esperada de 217 GWh, 457 GWh y 549 GWh respectivamente.
- **Proyecto El Brocal:** Este proyecto requerirá una demanda de 39 MW el año 2014 y 45 MW para los años 2015 y 2016, con consumos esperados de 152 GWh, 298 GWh, 316 GWh respectivamente.
- **Proyecto Toromocho:** Este proyecto requerirá una demanda de 114 MW el año 2014 y 152 MW para los años 2015 y 2016, con consumos esperados de 599 GWh, 1198 GWh, 1198 GWh respectivamente.
- **Proyecto (concentrados) Cerro Verde:** Proyecto que demandara del SEIN 332 MW en el 2015, 406 MW en el 2016, con consumos asociados de 580 GWh y 2554 GWh.
- **Proyecto Bambas:** Según información proporcionada vía electrónica por el cliente, este proyecto demandará 11 MW en el año 2014, 150 MW en los años 2015 y 2016, con consumos de 15.4 GWh, 584 GWh y 1148 GWh respectivamente.

En el Cuadro No 3.1 se puede apreciar el detalle completo

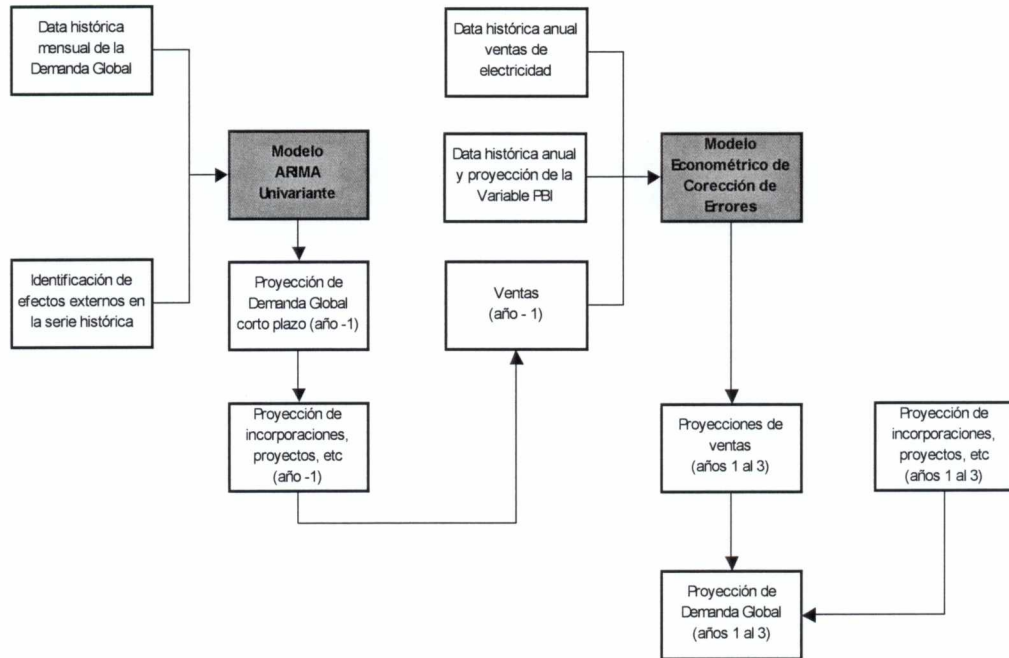
CUADRO N° 3.1
DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA DE PROYECTOS E INDUSTRIAS

| Incrementos de Potencia | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|------------|-------------|--------------|---------------|---------------|
| Expansión de la concentradora Cuajone | MW | | | 17 | |
| Expansión de la concentradora Toquepala | MW | | 8 | 72 | |
| Expansión de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre | MW | | | | |
| Proyecto Tia Maria | MW | | | 10 | 67 |
| Proyecto Constanca | MW | | 62 | 25 | |
| Proyecto Mallay | MW | | | | |
| Proyecto Quellaveco | MW | | | | |
| Ampliacion Quimpac | MW | 14 | 11 | | |
| Ampliacion Brocal | MW | | 39 | 6 | |
| Proyecto Chucapaca | MW | | | | |
| Proyecto Shahuindo | MW | | 10 | | |
| Proyecto Breapampa | MW | | | | |
| Proyecto Pucamarca | MW | | | | |
| Proyecto Toromocho | MW | | 114 | 38 | |
| Proyecto (Concentrados) Cerro Verde | MW | | | 332 | 74 |
| Proyecto Bambas | MW | | 11 | 139 | |
| Mina Justa | MW | | | | |
| Alpamarca | MW | | | | |
| Potencia Acumulada | MW | 14 | 269 | 908 | 1,049 |
| Expansión de la concentradora Cuajone | MW | - | - | 17 | 17 |
| Expansión de la concentradora Toquepala | MW | - | 8 | 80 | 80 |
| Expansión de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre | MW | - | - | - | - |
| Proyecto Tia Maria | MW | - | - | 10 | 77 |
| Proyecto Constanca | MW | - | 62 | 87 | 87 |
| Proyecto Mallay | MW | - | - | - | - |
| Proyecto Quellaveco | MW | - | - | - | - |
| Ampliacion Quimpac | MW | 14 | 25 | 25 | 25 |
| Ampliacion Brocal | MW | - | 39 | 45 | 45 |
| Proyecto Chucapaca | MW | - | - | - | - |
| Proyecto Shahuindo | MW | - | 10 | 10 | 10 |
| Proyecto Breapampa | MW | - | - | - | - |
| Proyecto Pucamarca | MW | - | - | - | - |
| Proyecto Toromocho | MW | - | 114 | 152 | 152 |
| Proyecto (Concentrados) Cerro Verde | MW | - | - | 332 | 406 |
| Proyecto Bambas | MW | - | 11 | 150 | 150 |
| Mina Justa | MW | - | - | - | - |
| Alpamarca | MW | - | - | - | - |
| Energia | GWh | 0.0 | 763.2 | 2871.3 | 3967.3 |
| Expansión de la concentradora Cuajone | GWh | - | - | 71 | 71 |
| Expansión de la concentradora Toquepala | GWh | - | 67 | 333 | 333 |
| Expansión de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre | GWh | - | - | - | - |
| Proyecto Tia Maria | GWh | - | - | 83 | 320 |
| Proyecto Constanca | GWh | - | 217 | 305 | 305 |
| Proyecto Mallay | GWh | - | - | - | - |
| Proyecto Quellaveco | GWh | - | - | - | - |
| Ampliacion Quimpac | GWh | - | - | - | - |
| Ampliacion Brocal | GWh | - | 152 | 316 | 316 |
| Proyecto Chucapaca | GWh | - | - | - | - |
| Proyecto Shahuindo | GWh | - | - | - | - |
| Proyecto Breapampa | GWh | - | - | - | - |
| Proyecto Pucamarca | GWh | - | - | - | - |
| Proyecto Toromocho | GWh | - | 300 | 599 | 599 |
| Proyecto (Concentrados) Cerro Verde | GWh | - | - | 580 | 1,419 |
| Proyecto Bambas | GWh | - | 28 | 585 | 604 |
| Mina Justa | GWh | - | - | - | - |
| Alpamarca | GWh | - | - | - | - |

3.1.1 METODOLOGÍA

Se considera que una metodología de modelos combinados ARIMA – ECONOMETRICO mejora los pronósticos de demanda. Para completar el primer año (2013) 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 N° 1.

**Figura N° 1
METODOLOGIA EMPLEADA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA**



Por consiguiente con el modelo ARIMA se cierra la proyección global de demanda del año 2013 y con el modelo econométrico con especificación de corrección de errores se proyecta el crecimiento anual de las ventas de los 2014 al 2016, tal como se indica en el Cuadro No 3.2.

**CUADRO N° 3.2
DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA GLOBAL**

| AÑO | Secuencia | Fórmula |
|------|---|---|
| 2013 | Demanda global del SEIN determinada por metodología ARIMA (Información estadística enero-septiembre). Luego se determina el equivalente de la demanda de ventas correspondiente. | $V_{2013} = D_{2013} - k_{2013}$ |
| 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. | $V_{2014} = \exp(\ln(V_{2014}) + \Delta \ln_{(2014/2013)})$ $D_{2014} = V_{2014} + k_{2014}$ |
| 2015 | Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos | $V_{2015} = \exp(\ln(V_{2015}) + \Delta \ln_{(2015/2014)})$ |

| | | |
|------|---|---|
| | (Año2015/Año2014) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2015. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global. | $D_{2015} = V_{2015} + k_{2015}$ |
| 2016 | Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2016/Año2015) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2016. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global. | $V_{2016} = \exp(\ln(V_{2016}) + \Delta \ln_{(2016/2015)})$ $D_{2016} = V_{2016} + k_{2016}$ |

$D_{2013-2016}$: Demanda Global años 2013 a 2016

$V_{2013-2016}$: Ventas de los años 2013 a 2016

$K_{2013-2016}$: Pérdidas, incorporaciones, grandes cargas, proyectos, etc. (años 2013 a 2016).

$\Delta \ln$: 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 N° 3.3.

CUADRO N° 3.3
PROYECCION DE PARAMETROS ECONOMETRICOS Y VENTAS DE ENERGIA DEL SEIN

| Año | PBI ² (Soles de 1994) | % | VENTAS (GWh) | % |
|------|-------------------------------------|------|-----------------|------|
| 2013 | 234846 | 5.5% | 26188 | 6.0% |
| 2014 | 237929 | 5.8% | 27908 | 6.6% |
| 2015 | 241053 | 6.0% | 29771 | 6.7% |
| 2016 | 244218 | 6.0% | 31721 | 6.5% |

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

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

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

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

Para obtener la demanda global se adicionan las grandes cargas no consideradas en el modelo econométrico. En el Cuadro No 3.2 se resumen los resultados del pronóstico para el período 2013-2016.

² El crecimiento del PBI para el periodo 2013-2014 se ha tomado del Cuadro 4 del Reporte de Inflación – Setiembre 2013 publicado por el Banco Central de Reserva del Perú. Para el año 2016 se asumió el mismo crecimiento que el año 2015 al no haber otra referencia.

**Cuadro N° 3.4
PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SEIN
Período 2013-2016**

| Año | Máx Demanda | Energía | Factor de | Tasa de Crecimiento (%) | |
|------|-------------|-------------|-------------|-------------------------|---------|
| | Anual (MW) | Anual (GWh) | Carga Anual | Potencia | Energía |
| 2012 | 5 178 | 36 590 | 80.7% | | |
| 2013 | 5 516 | 38 866 | 80.4% | 6.5% | 6.2% |
| 2014 | 5 993 | 42 190 | 80.4% | 8.6% | 8.6% |
| 2015 | 6 659 | 47 221 | 81.0% | 11.1% | 11.9% |
| 2016 | 7 079 | 50 927 | 82.1% | 6.3% | 7.8% |

4 PROGRAMA DE OBRAS

4.1 PARQUE GENERADOR EXISTENTE

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

**Cuadro No 4.1
CENTRALES HIDRAULICAS EXISTENTES**

| Central | Potencia Efectiva (MW) |
|-------------------|------------------------|
| MANTARO | 670.66 |
| CAÑON DEL PATO | 263.49 |
| HUINCO | 247.34 |
| PLATANAL | 217.38 |
| RESTITUCION | 215.35 |
| CHIMAY | 150.90 |
| CHARCANI V | 144.62 |
| YUNCAN | 136.76 |
| MATUCANA | 128.58 |
| SAN GABAN II | 113.10 |
| YAUPI | 112.68 |
| CARHUAQUERO | 95.02 |
| MACHUPICCHU I | 88.80 |
| MOYOPAMPA | 66.13 |
| MALPASO | 48.02 |
| CALLAHUANCA G 123 | 45.61 |
| CAHUA | 43.11 |
| YANANGO | 42.61 |
| GALLITO CIEGO | 38.15 |