
**Cálculo preliminar del peaje de la
Garantía por Red Principal (GRP) de
Camisea correspondiente al 7^{mo}
Año de Cálculo y de la
compensación a los GG.EE. por la
contratación del Servicio Firme de
transporte de gas natural**

Lima, Febrero del 2010

ÍNDICE

1. RESUMEN EJECUTIVO	4
2. OBJETIVO	6
3. MARCO LEGAL	6
4. PROCEDIMIENTO Y RESULTADOS PARA EL CÁLCULO DE LA GRP DEL 7MO AÑO DE CÁLCULO	7
4.1. Actualización de Tarifas de Transporte y Distribución de la Red Principal de Camisea aplicables en el 6to Año de Cálculo.....	7
4.2. Determinación del AACA del 6to Año de Cálculo.	7
4.3. Actualización de Tarifas de Transporte y Distribución por Red Principal aplicables para el 7mo Año de Cálculo.....	9
4.4. Determinación del Ingreso Garantizado Anual (IGA) del 7mo Año de Cálculo.....	9
4.5. Estimación de la Demanda Eléctrica (VAMD) para el 7mo Año de Cálculo	10
4.6. Estimación de la Demanda de Gas Natural de Otros Clientes No Generadores Eléctricos.....	11
4.7. Estimación de la Demanda de Gas Natural de Clientes Generadores Eléctricos.....	11
4.8. Determinación de los Ingresos Estimados para el 7mo Año de Cálculo.....	12
4.9. Determinación del monto a recaudar por GRP y el valor del peaje por GRP del 7mo Año de Cálculo.	13
5. PROCEDIMIENTO Y RESULTADOS PARA EL CÁLCULO DE LA COMPENSACIÓN POR LA CONTRATACIÓN DEL SERVICIO FIRME DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL	15
5.1 Liquidación del Periodo Mayo 2009 – Abril 2010.....	16
5.2 Determinación de la compensación para el Periodo Mayo 2009 – Abril 2010	16
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	17

1. Resumen Ejecutivo

En cumplimiento de lo establecido en el Artículo 7.6 de la Ley de Promoción de la Industria del Gas Natural, se han elaborado los cálculos preliminares para la determinación de los peajes por concepto de la Garantía por Red Principal de Transporte (TGP) y Distribución (Cálidda) de gas natural de Camisea, correspondientes al 7mo año de cálculo, con la información disponible hasta la fecha (Diciembre 2009) y considerando la normatividad vigente referente al cálculo de la GRP.

El procedimiento de cálculo del peaje GRP, define a la GRP como la diferencia entre el Ingreso Garantizado Anual de cada uno de los concesionarios de la Red Principal menos los Ingresos Esperados por el servicio de transporte y distribución de la Red Principal más el Ajuste por Año de Cálculo Anterior (AACA), todo esto dividido entre la demanda eléctrica proyectada para el siguiente año de recaudación.

El monto del AACA representa la diferencia entre lo realmente recaudado por concepto de peaje de GRP y el monto estimado por GRP, en el año de cálculo anterior. Es positivo cuando se recauda menos de lo estimado y negativo en caso contrario.

Para la determinación del AACA se ha considerado la información disponible hasta diciembre del 2009, considerando las facturas emitidas por las empresas concesionarias TGP y Cálidda a sus clientes por concepto de la utilización de la Red Principal, así como los montos recibidos por ambas empresas concesionarias por concepto del peaje por GRP del año anterior.

Respecto a los Ingresos Estimados de gas natural se determinaron los consumos proyectados de gas natural para los siguientes dos años, considerando los estudios de capacidades contratadas presentados por ambos concesionarios, así como los resultados obtenidos en el análisis de demanda de gas natural preparado para la determinación de la tarifa por Red Principal de Camisea del periodo 2010-2012, utilizando un modelo probabilístico evaluado con el software @Risk de Palisade.

Los resultados preliminares obtenidos en la determinación del peaje por GRP son los mostrados en el cuadro N° 1.

Cuadro N° 1

PEAJE POR RED PRINCIPAL
7° AÑO DE CÁLCULO
Valores con Probabilidad Media
Millón de US\$ de Marzo 2010

Parámetro	TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN	TOTAL
	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
IGA 7mo AÑO	133.48	13.01	146.49
IES 7mo AÑO	172.12	13.87	185.99
AACA 6° AÑO	1.59	-0.34	1.25
GRPL: MAR-ABR 7° AÑO	0.00	0.00	0.00
VAMD: Mayo 2009 - Febrero 2010 (KW-Mes)	38,599,616	38,599,616	38,599,616
GRP 7mo AÑO	-37.04	-1.20	-38.25
PEAJE GRP	US\$/kW-mes	US\$/kW-mes	US\$/kW-mes
PEAJE GRP 7mo AÑO	0.0000	0.0000	0.0000
PEAJE GRP APL 7mo AÑO	0.0000	0.0000	0.0000

El AACA obtenido para el cálculo del peaje del presente año ascendió a US\$ 1,25 Millones, correspondiendo un AACA de US\$ 1,59 Millones para TGP (Transporte) y un AACA de US\$ - 0,34 Millones para Cálidda (Distribución).

El menor consumo de los generadores eléctricos, debido a una menor demanda eléctrica ocurrida respecto a la estimada, ha generado que para el caso de TGP se obtenga un AACA positivo, sin embargo, dicha diferencia en el caso de la Red Principal de distribución se compensó por el mayor consumo real respecto a lo estimado en el caso de los demás clientes.

Por otro lado, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 5º del Decreto Legislativo Nº 1041, se ha determinado la compensación por la contratación del Servicio Firme de transporte de gas natural y eficiencia en su utilización, en base a los criterios establecidos en dicha norma, para el año 2010.

Dentro del periodo de determinación de dicha compensación, el cual comprende los meses de mayo 2010 a abril 2011, las empresas que poseen contratos a firme de capacidad de transporte de gas natural son: Edegel (C.T. Sta.Rosa y Ventanilla), Enersur, Egesur, Egasa, Kallpa, Egenor y SDF Energy.

El cálculo efectuado implica la determinación mensual de la diferencia entre los valores de la Capacidad Reservada Diaria y el Consumo Promedio Diario para cada central térmica, de las empresas citadas en el párrafo anterior, consolidándose los montos a compensar de manera anual para cada central considerando la liquidación del año anterior. Los resultados deben ser considerados para su inclusión en el peaje del Sistema Principal de Transmisión del SEIN.

En el cuadro Nº 2 se presentan los resultados probabilísticos de los montos a considerar para la compensación de las empresas generadoras térmicas para el año 2010, de acuerdo a lo establecido en el artículo 5º del Decreto Legislativo Nº 1041.

Cuadro Nº 2

Red	Empresa	Media	5%	95%	Desv. Std.
Transporte	Edegel (Ex-Etevensa)	11,819,032	10,551,665	19,929,449	2,905,999
	Edegel (Santa Rosa)	-	-	-	-
	Enersur	1,999,132	-	9,328,422	2,631,376
	Egesur	28,055	-	-	122,349
	Egasa	3,852,105	3,641,552	3,897,657	185,681
	Kallpa Generación	18,013,908	7,542,514	23,475,608	5,121,842
	Duke	79,336	-	-	345,991
	SDF Energy	-	-	-	-
Distribución	Edegel (Ex-Etevensa)	860,941	653,082	2,224,716	492,302
	Edegel (Santa Rosa)	577,849	566,295	584,146	45,766
	SDF Energy	-	-	-	-
TOTAL		37,230,358	22,955,108	59,439,997	
Liquidación Año Anterior		-1,740,955	-1,740,955	-1,740,955	
COMPENSACIÓN TOTAL		38,971,312	24,696,062	61,180,952	

2. Objetivo

El objetivo del presente informe es presentar los cálculos y resultados preliminares obtenidos para determinar el Peaje de la Garantía por Red Principal (GRP) del Proyecto Camisea, para el Séptimo Año de Cálculo; y la compensación por la contratación del Servicio Firme de transporte de gas natural para el periodo mayo 2010 – abril 2011, de acuerdo a lo establecido en el Decreto legislativo N° 1041.

3. Marco Legal

- Ley N° 27133, Ley de Promoción de la Industria del Gas Natural, aprobada y promulgada en junio de 1999.
- Decreto Supremo N° 040-99-EM, el cual aprueba el Reglamento de la Ley de Promoción del desarrollo de la Industria del Gas Natural, en adelante “El Reglamento”.
- Decreto Supremo N° 046-2002-EM, en el cual se establecen las disposiciones para regular la recaudación y pago de la Garantía por Red Principal antes de la puesta en Operación Comercial de la Red Principal del Proyecto Camisea.
- Resolución OSINERG N° 077-2004-OS/CD, la cual aprueba el “Procedimiento de cálculo de la GRP del Proyecto Camisea”.
- Resolución OSINERG N° 006-2005-OS/CD, la cual emitió la "Aprobación del Factor de Descuento definitivo, y reajuste de las Tarifas Base y Regulada de la Red Principal del Proyecto Camisea”.
- Resolución N° 111-2006-OS/CD, la cual modificó la Resolución OSINERG N° 077-2004-OS/CD, la cual aprueba el “Procedimiento de cálculo de la GRP del Proyecto Camisea”.
- Decreto Legislativo N° 1041, el cual crea la compensación por contratación de transporte de gas natural a firme para generadores eléctricos.
- Resolución OSINERGMIN N° 108-2009-OS/CD, la cual aprueba el “Procedimiento para la determinación del Incentivo a la contratación del Servicio Firme y eficiencia en el uso del gas natural”.
- Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS-CD, mediante la cual se fijan Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo del 2009 al 30 de abril del 2010, así como sus correspondientes Factores Nodales de Energía y Factores de Perdidas de Potencia asociados, así como tarifas de transmisión.

4. Procedimiento y Resultados para el cálculo de la GRP del 7mo Año de Cálculo

4.1. Actualización de Tarifas de Transporte y Distribución de la Red Principal de Camisea aplicables en el 6to Año de Cálculo.

Para determinar el Ingreso Real por Servicio y el Ingreso Garantizado Anual, correspondientes al 6to Año de Cálculo, se tomaron en cuenta las tarifas vigentes de la Red Principal. Dichas tarifas deben ser actualizadas al 1 de marzo del 2010, multiplicando las mismas por el factor de actualización definido en la resolución que las fijó, para lo cual se ha considerado el valor de los PPI - Producer Price Index (Finished Goods less Foods and Energy – Serie ID: WPSSOP3500) - publicados por “Bureau of Labor Statistics” de los Estados Unidos de Norteamérica, de enero del 2003 y enero del 2010, respectivamente.

En el cuadro N° 3 se muestran los resultados obtenidos:

Cuadro N° 3

Tarifas 2008 - 2010 Actualizadas al 1 Marzo del 2010		
Parámetros	Red de Transporte	Red de Distribución
PPIo (01/01/2003)	149.8	149.8
TBo del 2006	31.4384	5.1755
TRo del 2006	33.9167	6.7656
PPI (01/12/2009)	172.1	172.1
TBo al (01/03/2010)	36.1185	5.9460
TRo al (01/03/2010)	38.9657	7.7728

4.2. Determinación del AACA del 6to Año de Cálculo.

Para el cálculo del AACA del 6to Año de Cálculo (Año de Cálculo Anterior) se determinaron:

- El Ingreso Real por Servicio (IRS), el cual considera el mayor valor entre el valor teórico de la facturación a los clientes de la Red Principal y el valor real de dichas facturaciones, de acuerdo a la información remitida por las empresas concesionarias.

Los IRS de los meses de enero y febrero del 2010 fueron estimados por no contarse, a la fecha de elaboración del presente informe, con la información completa de dichos meses.

- El monto por GRP Liquidada (GRPL), el cual considera la recaudación por concepto de GRP para el 6to Año de Cálculo, determinado de acuerdo a los pagos efectuados por los usuarios del servicio de electricidad a través del servicio de transmisión de electricidad, información que es remitida por el Scotiabank como agente administrador del Fideicomiso Pagador de la GRP.

La GRPL de los meses de enero y febrero del 2010 es de cero, debido a que el monto del peaje correspondiente al periodo mayo 2009 – abril 2010 fue establecido en cero.

- El Ingreso Garantizado Anual correspondiente al 6to Año de Cálculo, el cual considera la suma de las Capacidades Garantizadas Mensuales actualizadas con la tasa de descuento, parámetros definidos en los contratos BOOT, así como las Tarifas Base actualizadas al 1 de marzo del 2010, cuya actualización se presentó en el numeral 4.1 del presente informe.

Todos los valores de los factores citados previamente se actualizan a marzo del Año de Cálculo Anterior (Marzo del 2009) y el AACA se determina como la diferencia entre el valor de GRP, considerando los IRS, menos el valor de la GRPL.

Los resultados obtenidos en la determinación preliminar del AACA del 6to año de cálculo se muestran en el cuadro N° 4:

Cuadro N° 4

RED PRINCIPAL AACA 6° AÑO DE CÁLCULO			
FACTOR	RED TRANSPORTE	RED DISTRIBUCIÓN	TOTAL
	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
IGA 6° Año	132.63	12.93	145.56
IRS 6° Año	94.32	9.82	104.14
AACA 5° Año	-16.64	-1.45	-18.09
GRP 6° Año Real	4.00	-0.09	3.91
GRPL 6° Año	2.63	0.18	2.81
AACA 6° Año a Diciembre 2009	1.38	-0.27	1.10
AACA 6° Año (Proyectado)	1.42	-0.30	1.12
AACA 6° Año (*)	1.59	-0.34	1.25

(*) Actualizado al 01/03/2010

Enero y Febrero 2010 estimado

El monto total de los Ingresos Reales por Servicio del 6to Año de Cálculo de TGP y Cálidda a Diciembre 2009 asciende a US\$ 104 139 596, existiendo por lo tanto una diferencia de US\$ -24 604 283 en comparación a los US\$ 128 743 879 estimados en el cálculo del peaje del 6to Año.

El monto total recaudado por concepto de GRP a Diciembre 2009, actualizado al 01 de marzo del 2009, asciende a US\$ 2 805 639, correspondiéndole US\$ 2 628 448 a TGP y US\$ 177 191 a Cálidda.

En resumen, el valor por AACA de TGP, señalado anteriormente, se debe básicamente a que los ingresos reales del servicio fueron menores a los ingresos estimados del servicio para el 6to año de cálculo, debido al retraso en la entrada en operación comercial de las centrales de Egasa y Egesur, y al menor consumo de gas natural por parte de las empresas generadoras existentes, producto de un menor crecimiento de la demanda eléctrica respecto a la estimada al inicio del 6to Año de Cálculo. En el caso de Cálidda, el AACA negativo se debe a un mayor consumo de gas natural por parte de los clientes regulados e independientes.

En el anexo N° 1 se muestran gráficamente las diferencias ocurridas.

4.3. Actualización de Tarifas de Transporte y Distribución por Red Principal aplicables para el 7mo Año de Cálculo.

En el 7mo Año de Cálculo se deben considerar las tarifas de transporte y distribución de la Red Principal de Camisea, vigentes para el periodo tarifario mayo 2010 – abril 2012, las cuales se aún no han sido establecidas pero se estiman que serán iguales a la Tarifa Base de cada Red Principal.

Las tarifas citadas en el párrafo precedente se actualizan de manera similar a lo establecido en el numeral 4.1 del presente informe.

En el cuadro N° 5 se muestran las tarifas vigentes para el periodo en evaluación, actualizadas a marzo 2010, considerando el PPI de enero 2010:

Cuadro N° 5

Tarifas vigentes periodo

Tarifas 2010 - 2012 Actualizadas al 1º Marzo del 2010		
Parámetros	Red de Transporte	Red de Distribución
PPIo (01/01/2003)	149.8	149.8
TBo del 2008	31.4384	5.1755
TRo del 2008	31.4384	5.1755
PPIo (01/01/2009)	172.1	172.1
TBo al (01/03/2010)	36.1185	5.9460
TRo al (01/03/2010)	36.1185	5.9460

4.4. Determinación del Ingreso Garantizado Anual (IGA) del 7mo Año de Cálculo.

La determinación del Ingreso Garantizado Anual del 7mo Año de Cálculo se efectúa de manera similar a la del 6to Año de Cálculo, sin embargo las tarifas utilizadas varían.

Para el caso del cálculo del 7mo Año las tarifas utilizadas se refieren a las tarifas vigentes en dicho periodo actualizadas al 01 de marzo del 2010, las mismas que fueron determinadas de acuerdo a lo establecido en el numeral 4.3 del presente informe.

El IGA total obtenido para el 7mo Año asciende a US\$ 146,5 Millones, correspondiendo de dicho total US\$ 133,5 Millones a TGP y US\$ 13 Millones a Cálida.

El incremento del valor del IGA para el 7mo Año se debe al efecto que tiene el factor del PPI sobre las tarifas aplicables con las que se determinan los Ingresos Garantizados Anuales.

En el Anexo N° 2 se muestran los cuadros con la información del cálculo efectuado para cada empresa concesionaria.

4.5. Estimación de la Demanda Eléctrica (VAMD) para el 7mo Año de Cálculo

Para efectuar la determinación del Valor Actual de la Máxima Demanda del 7mo Año de Cálculo se ha considerado la evaluación de un modelo probabilístico que considera información histórica e información proyectada por la División de Generación y Transmisión de la GART para el año 2010.

Entre los parámetros probabilísticos considerados se tienen:

- La distribución de la máxima demanda del sistema eléctrico en el año correspondiente.
- Los factores de pérdidas.
- Los porcentajes de crecimiento de la demanda del SEIN.
- Los factores de carga.

Los datos de entrada de la demanda utilizados en el modelo probabilístico se muestran en el cuadro N° 6:

Cuadro N° 6

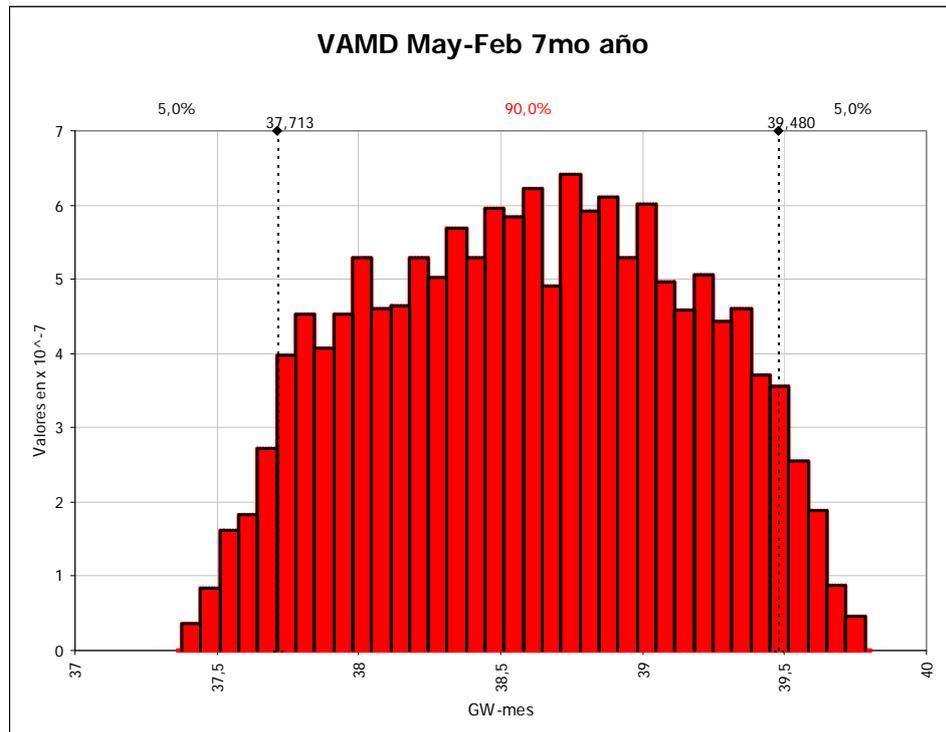
Estimación del Crecimiento de la Demanda Eléctrica

Mes/Año	2 003	2 004	2 005	2 006	2 007	2 008	2 009	1er Estimado 2010	Media	Desviación Standard	Min	Max
ENERO	96,2%	94,5%	92,1%	91,6%	90,5%	94,9%	94,6%	94,6%	93,6%	2,0%	90,5%	96,2%
FEBRERO	98,1%	95,0%	92,1%	91,7%	92,0%	95,5%	95,0%	95,0%	94,3%	2,2%	91,7%	98,1%
MARZO	98,8%	96,1%	94,0%	93,6%	94,0%	97,0%	96,1%	96,1%	95,7%	1,8%	93,6%	98,8%
ABRIL	98,3%	96,6%	95,5%	93,2%	94,4%	96,3%	96,7%	96,7%	96,0%	1,6%	93,2%	98,3%
MAYO	98,3%	95,1%	96,6%	92,7%	94,8%	95,7%	95,4%	95,4%	95,5%	1,6%	92,7%	98,3%
JUNIO	97,7%	95,0%	93,6%	92,6%	93,7%	97,4%	93,3%	93,3%	94,6%	2,0%	92,6%	97,7%
JULIO	97,3%	92,8%	95,0%	92,8%	93,9%	96,2%	91,9%	91,9%	94,0%	2,0%	91,9%	97,3%
AGOSTO	97,2%	94,9%	94,6%	93,7%	94,1%	97,0%	93,1%	93,1%	94,7%	1,6%	93,1%	97,2%
SEPTIEMBRE	97,4%	95,0%	96,1%	94,8%	94,8%	97,8%	93,9%	93,9%	95,5%	1,5%	93,9%	97,8%
OCTUBRE	99,0%	96,2%	97,8%	96,4%	96,1%	97,4%	94,6%	94,6%	96,5%	1,5%	94,6%	99,0%
NOVIEMBRE	99,2%	97,3%	98,2%	98,2%	99,3%	99,0%	98,5%	98,5%	98,5%	0,7%	97,3%	99,3%
DECEMBRE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%
F Pérdidas	92,3%	93,0%	93,3%	93,6%	95,3%	94,7%	94,3%	94,3%	93,9%	1,0%	92,3%	95,3%
Crecimiento	5,4%	5,6%	5,6%	8,3%	10,8%	5,9%	2,9%	2,9%	5,9%	2,6%	2,9%	10,8%

Dentro de los valores obtenidos, los valores de la Media para cada año proyectado se encuentran en el rango de magnitud de los valores proyectados por la División de Generación y Transmisión de la GART.

En la figura N° 1 se puede apreciar la curva de distribución normal obtenida con el histograma respectivo.

Figura N° 1



4.6. Estimación de la Demanda de Gas Natural de Otros Clientes No Generadores Eléctricos.

Para la estimación de la demanda de gas natural de los consumidores o clientes que no son generadores eléctricos, la cual representa aproximadamente el 35% del consumo total de gas natural y a los cuales les es aplicable la Tarifa Regulada de la Red Principal, se utilizaron los Estudios de Capacidades Contratadas para el periodo 2010 – 2033 presentados por las empresas TGP y Cálidda.

Asimismo, en el anexo N°3 se muestran las capacidades contratadas a firme, para el periodo en evaluación de los consumidores no generadores eléctricos.

4.7. Estimación de la Demanda de Gas Natural de Clientes Generadores Eléctricos.

Para la estimación de la demanda de gas natural para el caso de los generadores eléctricos se utilizaron 42 escenarios de consumos de gas natural por parte de las empresas generadoras, los cuales provienen de los 42 escenarios hidrológicos resultantes de las proyecciones efectuadas en el modelo PERSEO, utilizado para proyectar la demanda de electricidad para la fijación de las tarifas en barra de generación eléctrica.

Los 42 diferentes escenarios de consumo de gas natural de los generadores eléctricos se utilizaron para crear un modelo probabilístico evaluado con el software @RISK.

Asimismo, en el anexo N°3 se muestran las capacidades contratadas a firme, para el periodo en evaluación de los consumidores generadores eléctricos.

En ese sentido, se puede apreciar que en el mes de marzo del 2010, los contratos a firme alcanzan a ser el 94% de la capacidad garantizada en el caso de TGP, y superan dicha capacidad a partir del mes de abril del 2010, lo que implica que los ingresos a recibir por parte del concesionario son mayores a los ingresos garantizados para el presente periodo.

Para el caso de la red de distribución de Cálidda, los contratos a firme alcanzan a ser el 87% de la capacidad garantizada a lo largo de todo el periodo de evaluación.

Por otro lado, considerando que durante el periodo marzo - diciembre 2009, los ingresos por servicio interrumpible, representan un 37% adicionales a los ingresos por servicio firme, en el caso de TGP, es de esperarse que específicamente para el mes de marzo 2010, el cual es el único que no posee una capacidad contratada firme igual o superior a la garantizada, el remanente 6% sea copado y superado por el consumo interrumpible.

Asimismo, para el caso de Cálidda, de los consumos del periodo marzo – diciembre 2009, se puede apreciar que los ingresos por el servicio interrumpible representan un 108% de los ingresos por servicio a firme, en ese sentido, si para el 7mo año de cálculo el 87% de la capacidad garantizada de la Red Principal de Cálidda, ya tiene contratos a firme, es de esperarse que el remanente sea cubierto por la demanda del servicio interrumpible.

4.8. Determinación de los Ingresos Estimados para el 7mo Año de Cálculo.

Considerando las proyecciones de las demandas de gas natural para el 7mo Año, se determinaron los IES para la empresa TGP y Cálidda, considerando también la evaluación de un modelo probabilístico.

En el caso de TGP el valor considerado para el IES para el séptimo año de cálculo es de US\$ 172,1 Millones y en el caso de Cálidda fue de US\$ 13,9 Millones, dichos valores corresponden a los valores medios.

En las figuras N° 2 y 3 se muestran las gráficas de los resultados obtenidos.

Figura N° 2

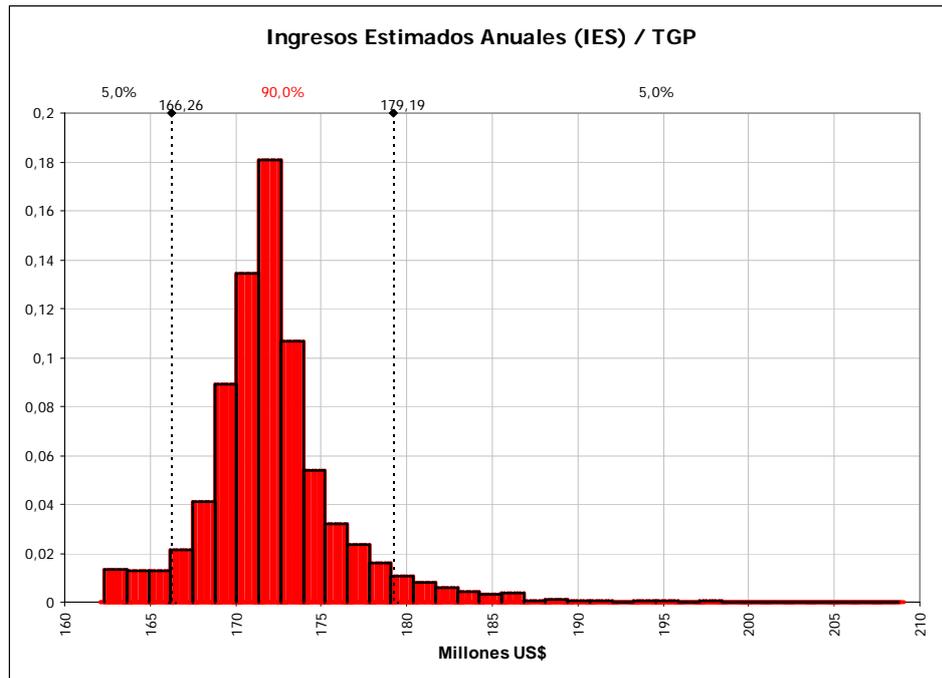
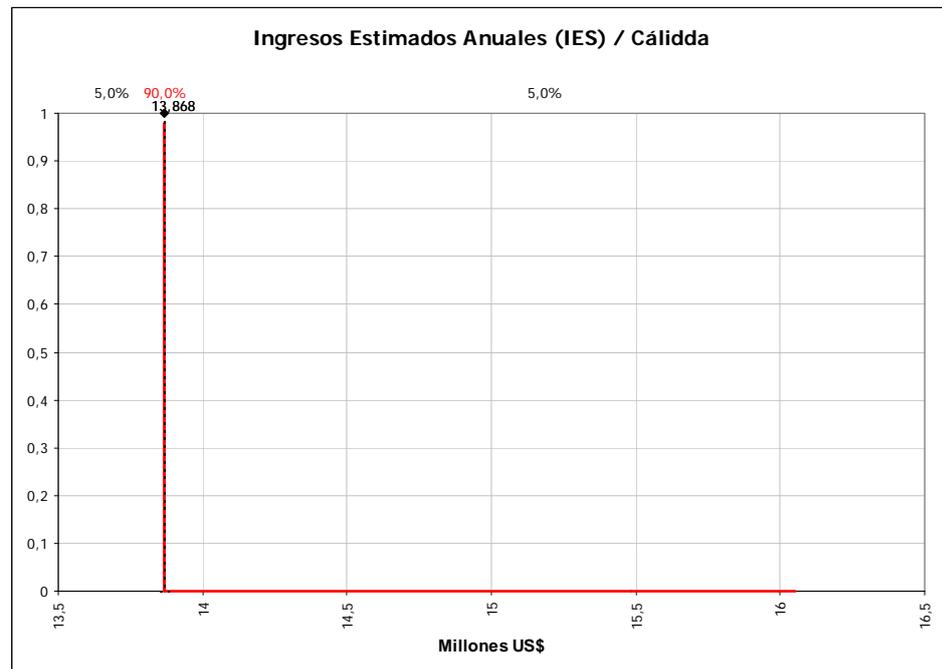


Figura N° 3



4.9. Determinación del monto a recaudar por GRP y el valor del peaje por GRP del 7mo Año de Cálculo.

Considerando los resultados obtenidos para el AACA del 6to Año de Cálculo y las proyecciones de los IES para el 7mo Año de Cálculo se ha determinado que el monto necesario a ser recaudado sería nulo.

En las figuras siguientes se puede apreciar los resultados obtenidos en el modelo utilizado para la determinación de la GRP:

Figura N° 4

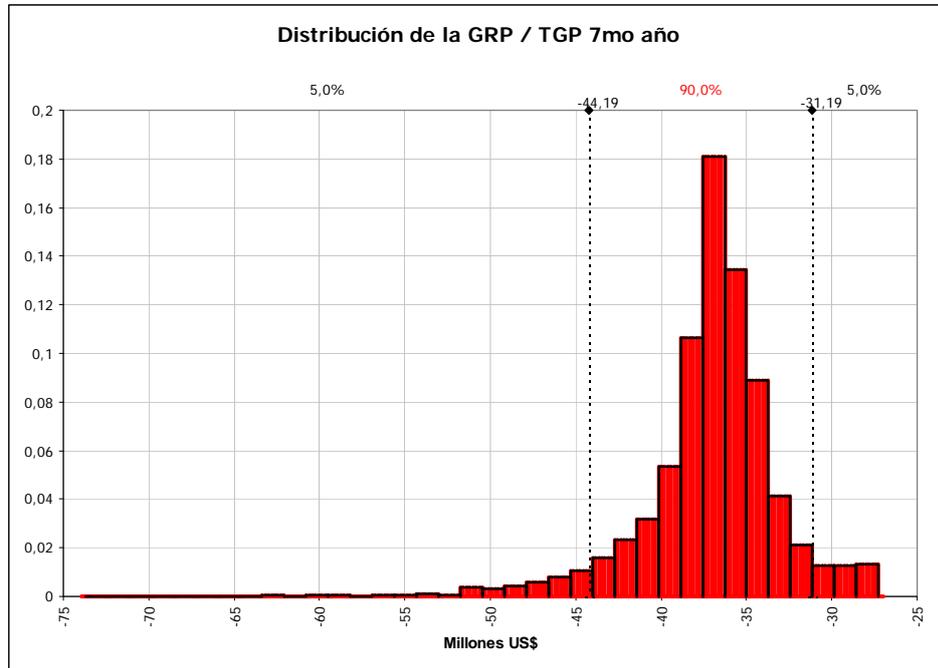
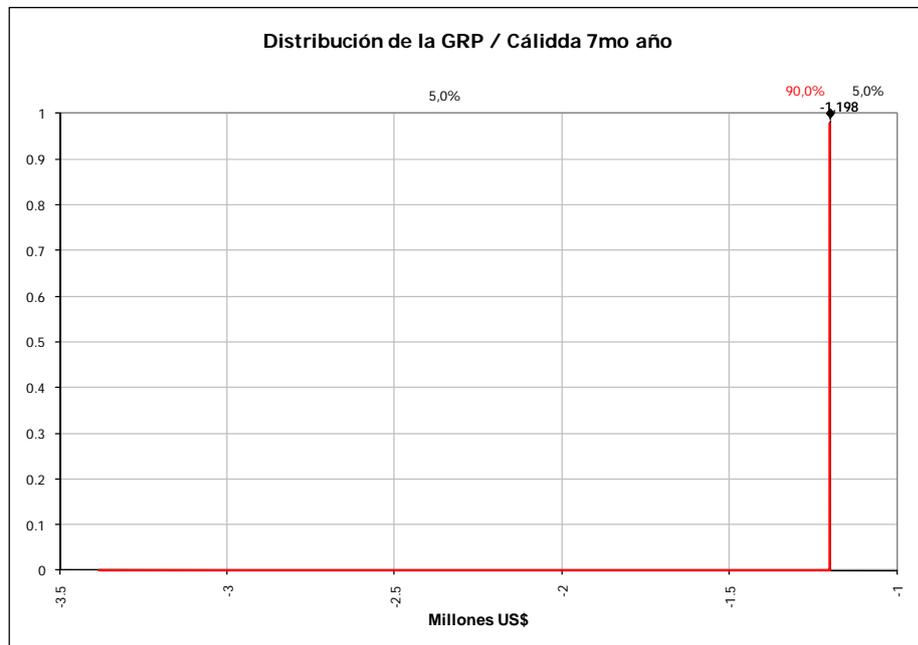


Figura N° 5



Por lo tanto, de las figuras anteriores se aprecia que el monto a recaudar por GRP sería negativo, aunque se considere una probabilidad de ocurrencia de 5%, por lo tanto la GRP para TGP y para Cálida, respectivamente, es nula.

5. Procedimiento y Resultados para el cálculo de la compensación por la contratación del Servicio Firme de transporte de gas natural

En cumplimiento de lo establecido en el Decreto Legislativo N° 1041, se emitió la Resolución OSINERGMIN N° 108-2009-OS/CD, mediante la cual se aprobó el Procedimiento para la determinación del Incentivo a la contratación del Servicio Firme y eficiencia en el uso del gas natural, en el cual se establecían los criterios y la metodología para efectuar su aplicación.

La aplicación de la norma citada anteriormente considera una compensación que se efectúa en función de:

- a) La diferencia entre la capacidad reservada diaria eficiente (CRDE) menos el consumo promedio diario (CPD).
- b) Un porcentaje máximo de la CRDE;
- c) El pago del servicio firme regulado por OSINERGMIN.

La CRDE se determina como la capacidad diaria máxima de una central térmica operando con gas natural en la ciudad de Lima y con un rendimiento térmico neto establecido en 30%, para los primeros 36 meses de vigencia del Decreto Legislativo N° 1041.

El pago de las compensaciones necesarias será asignado en los costos de transmisión del SEIN y será definido por OSINERGMIN.

En la determinación del cálculo también se ha considerado el ajuste por las compensaciones estimadas para el periodo mayo 2009 – abril 2010, debido a que el consumo de los generadores eléctricos fue menor que el estimado, lo cual implica una mayor diferencia respecto a sus capacidades a firme contratadas.

Se ha considerado la información remitida por el COES acerca de los montos recaudados realmente respecto a los estimados para efectuar la compensación a los generadores eléctricos, asimismo, es importante mencionar que a la fecha de la elaboración del presente informe no se contaba con la información respecto a las indisponibilidades de cada central, por lo tanto, no se ha efectuado una liquidación efectiva de las compensaciones de acuerdo a lo que se establece en el procedimiento aprobado por Osinergmin.

Dentro del periodo de determinación de la compensación, el cual comprende los meses de mayo 2010 a abril 2011, las empresas que poseen contratos a firme de capacidad de transporte de gas natural son: Edegel (C.T. Sta.Rosa y Ventanilla), Enersur, Egesur, Egasa, Kallpa, Egenor y SDF Energy, las mismas que han sido consideradas en el cálculo.

El periodo en evaluación considerado para la determinación de las compensaciones abarca los meses de mayo 2009 a abril 2010, y para el caso de la inclusión de las nuevas centrales térmicas a gas natural se ha considerado la fecha de entrada de operación comercial de las mismas.

5.1 Liquidación del Periodo Mayo 2009 – Abril 2010

Los montos recaudados por concepto del Cargo Unitario por Compensación por Transporte de Gas Natural para Generación Eléctrica, utilizando la información disponible hasta diciembre del 2009 y estimando su recaudación hasta abril del 2010, generan que el monto de la compensación requerida sea mayor, por lo tanto, existe un saldo que debe ser ajustado en los cálculos del presente periodo.

En el cuadro N° 7, se muestra la liquidación preliminar del periodo anterior, con el correspondiente saldo que debe ser considerado en la determinación de los montos a ser compensados a los generadores en el presente periodo.

Cuadro N° 7
Liquidación preliminar del Periodo Mayo 2009 - Abril 2010

Mes	Compensación Requerida	Compensación Recaudada	Saldo
	(US\$)	(US\$)	(US\$)
May-09	207,028	863,461	656,433
Jun-09	200,349	838,564	638,214
Jul-09	207,028	812,469	605,441
Ago-09	706,986	816,770	109,784
Sep-09	684,180	838,814	154,634
Oct-09	706,986	868,368	161,382
Nov-09	684,180	917,896	233,716
Dic-09	1,404,032	864,267	(539,764)
Ene-10	1,978,069	967,018	(1,011,051)
Feb-10	1,786,643	969,442	(817,201)
Mar-10	1,978,069	981,124	(996,945)
Abr-10	1,914,260	978,664	(935,596)
TOTAL	12,457,810	10,716,856	(1,740,955)

En consecuencia, en el presente periodo debe considerarse un saldo de US\$ 1 740 955, en el cálculo del periodo Mayo 2010 – Abril 2011.

5.2 Determinación de la compensación para el Periodo Mayo 2009 – Abril 2010

Utilizando la misma metodología para estimar la demanda eléctrica en la determinación de la GRP, se consideraron modelos probabilísticos con el software @Risk de Palisade y se simularon los despachos y consumos de gas natural para cada una de las centrales térmicas consideradas para el análisis, tomando en cuenta la entrada en operación comercial de las centrales de las empresas EGASA y EGESUR en junio del presente año, y la entrada de la central de la empresa Duke Energy Egenor, para el mes de abril.

En ese sentido, considerando la estimación de la demanda efectuada así como la estadística de la producción hidráulica, se obtuvieron los valores mostrados en el cuadro N° 8.

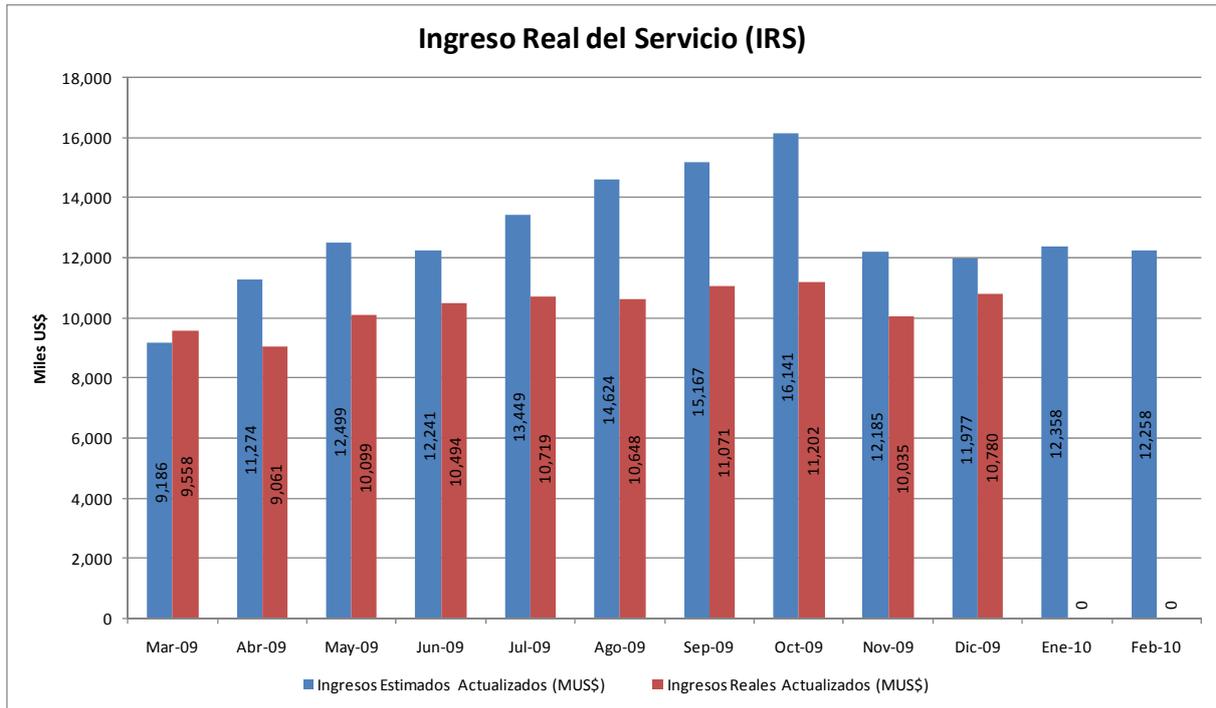
Cuadro N° 8

Red	Empresa	Media	5%	95%	Desv. Std.
Transporte	Edegel (Ex-Etevensa)	11,819,032	10,551,665	19,929,449	2,905,999
	Edegel (Santa Rosa)	-	-	-	-
	Enersur	1,999,132	-	9,328,422	2,631,376
	Egesur	28,055	-	-	122,349
	Egasa	3,852,105	3,641,552	3,897,657	185,681
	Kallpa Generación	18,013,908	7,542,514	23,475,608	5,121,842
	Duke	79,336	-	-	345,991
	SDF Energy	-	-	-	-
Distribución	Edegel (Ex-Etevensa)	860,941	653,082	2,224,716	492,302
	Edegel (Santa Rosa)	577,849	566,295	584,146	45,766
	SDF Energy	-	-	-	-
TOTAL		37,230,358	22,955,108	59,439,997	
Liquidación Año Anterior		-1,740,955	-1,740,955	-1,740,955	
COMPENSACIÓN TOTAL		38,971,312	24,696,062	61,180,952	

6. Conclusiones y Recomendaciones

- El valor del peaje por GRP tiene un valor de cero, sin embargo el mecanismo de la GRP no desaparece, de acuerdo a las condiciones de extinción de la misma establecidas en las normas respectivas, y los AACA existentes durante los periodos de peaje cero se liquidarían en el cálculo de las tarifas de Red Principal.
- Se han determinado escenarios probabilísticos para el establecimiento de los montos a compensar a los generadores térmicos inmersos en lo dispuesto en el artículo 5° del Decreto Legislativo N° 1041 y a la Cuarta Disposición Transitoria de dicha norma.

Anexo N° 1



Anexo N° 2

CÁLCULO INGRESOS GARANTIZADOS (IGA_k) 7° AÑO DE CÁLCULO - RED DE TRANSPORTE

Mes	Días	N° Mes	Capacidad Garantizada Diaria (*)	Capacidad Garantizada Mensual	Tarifa Base	Ingresos Garantizados Mensuales	Días Transcurridos desde el 1° marzo hasta el último día del mes i	Factor de Actualización	Ingresos Garantizados Mensuales Actualizados
			CGDi	CGMi	TBo	IGMi=CGMi x TBo			
Mi	Di	i	MMm ³	MMm ³	US\$/Mm ³	MMUS\$	di	(1+g) ^{di}	IGMAi=IGMi/(1+g) ^{di} MMUS\$
Mar-10	31	1	10.76	333.57	36.1185	12.05	31	1.0097	11.93
Abr-10	30	2	10.76	322.81	36.1185	11.66	61	1.0191	11.44
May-10	31	3	10.76	333.57	36.1185	12.05	92	1.0290	11.71
Jun-10	30	4	10.76	322.81	36.1185	11.66	122	1.0386	11.23
Jul-10	31	5	10.76	333.57	36.1185	12.05	153	1.0487	11.49
Ago-10	31	6	10.76	333.57	36.1185	12.05	184	1.0588	11.38
Sep-10	30	7	10.76	322.81	36.1185	11.66	214	1.0687	10.91
Oct-10	31	8	10.76	333.57	36.1185	12.05	245	1.0790	11.17
Nov-10	30	9	10.76	322.81	36.1185	11.66	275	1.0891	10.71
Dic-10	31	10	10.76	333.57	36.1185	12.05	306	1.0997	10.96
Ene-11	31	11	10.76	333.57	36.1185	12.05	337	1.1103	10.85
Feb-11	28	12	10.76	301.29	36.1185	10.88	365	1.1200	9.72
Total				3927.55		141.86			133.48

Ingresos Garantizados Anuales (IGA)	133.48	MMUS\$
--	---------------	---------------

CÁLCULO INGRESOS GARANTIZADOS (IGA_k) 7° AÑO DE CÁLCULO - RED DE DISTRIBUCION

Mes	Días	N° Mes	Capacidad Garantizada Diaria (*)	Capacidad Garantizada Mensual	Tarifa Base	Ingresos Garantizados Mensuales	Días Transcurridos desde el 1° marzo hasta el último día del mes i	Factor de Actualización	Ingresos Garantizados Mensuales Actualizados
			CGDi	CGMi	TBo	IGMi=CGMi x TBo			
Mi	Di	i	MMm ³	MMm ³	US\$/Mm ³	MMUS\$	di	(1+g) ^{di}	IGMAi=IGMi/(1+g) ^{di} MMUS\$
Mar-10	31	1	6.37	197.51	5.9460	1.17	31	1.0097	1.16
Abr-10	30	2	6.37	191.14	5.9460	1.14	61	1.0191	1.12
May-10	31	3	6.37	197.51	5.9460	1.17	92	1.0290	1.14
Jun-10	30	4	6.37	191.14	5.9460	1.14	122	1.0386	1.09
Jul-10	31	5	6.37	197.51	5.9460	1.17	153	1.0487	1.12
Ago-10	31	6	6.37	197.51	5.9460	1.17	184	1.0588	1.11
Sep-10	30	7	6.37	191.14	5.9460	1.14	214	1.0687	1.06
Oct-10	31	8	6.37	197.51	5.9460	1.17	245	1.0790	1.09
Nov-10	30	9	6.37	191.14	5.9460	1.14	275	1.0891	1.04
Dic-10	31	10	6.37	197.51	5.9460	1.17	306	1.0997	1.07
Ene-11	31	11	6.37	197.51	5.9460	1.17	337	1.1103	1.06
Feb-11	28	12	6.37	178.40	5.9460	1.06	365	1.1200	0.95
Total				2325.52		13.83			13.01

Ingresos Garantizados Anuales (IGA)	13.01	MMUS\$
--	--------------	---------------

Anexo N° 3

CAPACIDAD RESERVADA DIARIA - TGP

CRD (m³/d)

	Mar-10	Abr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11
Edegel	2,717,822	2,717,822	2,717,822	2,717,822	2,717,822	2,717,822	2,717,822	2,717,822	2,717,822	2,717,822	2,717,822	2,717,822	2,717,822	2,717,822
Edegel (Santa Rosa)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enersur	1,887,705	1,887,705	1,887,705	1,887,705	1,887,705	1,887,705	1,887,705	1,887,705	1,887,705	1,887,705	1,887,705	1,887,705	1,887,705	1,887,705
Egesur	-	-	-	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000
Egasa	-	-	-	566,337	566,337	566,337	566,337	566,337	566,337	566,337	566,337	566,337	566,337	566,337
Kallpa Generación	1,698,831	2,948,831	2,948,831	2,948,831	2,948,831	2,948,831	2,948,831	2,948,831	2,948,831	2,948,831	2,948,831	2,948,831	2,948,831	2,948,831
Duke	-	199,312	199,312	199,312	199,312	199,312	199,312	199,312	199,312	199,312	199,312	199,312	199,312	199,312
SDF Energy	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811
TOTAL	6,569,169	8,018,481	8,018,481	8,674,818										
GGEE	6,569,169	8,018,481	8,018,481	8,674,818	8,674,818	8,674,818	8,674,818	8,674,818	8,674,818	8,674,818	8,674,818	8,674,818	8,674,818	8,674,818
No GGEE	3,520,407	3,520,407	3,520,407	3,520,407	3,520,407	3,520,407	3,520,407	3,520,407	3,520,407	3,520,407	3,520,407	3,520,407	3,520,407	3,520,407
Total Contratos Firme	10,089,576	11,538,888	11,538,888	12,195,225										
Capacidad Garantizada	10,760,401													
Ratio Cap. Firme / Garantizada	94%	107%	107%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%	113%

CAPACIDAD RESERVADA DIARIA - CÁLIDDA

CRD (m³/d)

	Mar-10	Abr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11
Edegel (Ex-Etevensa)	2,100,000	2,100,000	2,100,000	2,100,000	2,100,000	2,100,000	2,100,000	2,100,000	2,100,000	2,100,000	2,100,000	2,100,000	2,100,000	2,100,000
Edegel (Santa Rosa)	517,822	517,822	517,822	517,822	517,822	517,822	517,822	517,822	517,822	517,822	517,822	517,822	517,822	517,822
Enersur														
Egesur														
Egasa														
Kallpa Generación														
Duke														
SDF Energy	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811	264,811
TOTAL	2,882,633													
GGEE	2,882,633	2,882,633	2,882,633	2,882,633	2,882,633	2,882,633	2,882,633	2,882,633	2,882,633	2,882,633	2,882,633	2,882,633	2,882,633	2,882,633
No GGEE	2,659,157	2,659,157	2,659,157	2,659,157	2,659,157	2,659,157	2,659,157	2,659,157	2,659,157	2,659,157	2,659,157	2,659,157	2,659,157	2,659,157
Total Contratos Firme	5,541,790													
Capacidad Garantizada	6,371,290													
Ratio Cap. Firme / Garantizada	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%