



Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Gerencia de Regulación de Tarifas

División de Gas Natural

Informe N° 157-2018-GRT

**Cálculo del Monto a Compensar a los
Operadores de las Centrales Generadoras
Beneficiadas del Mecanismo de
Compensación establecido en el Decreto
Supremo N° 035-2013-EM.
Periodo mayo 2018 - abril 2019**

Fecha de elaboración: 22 de marzo de 2018

Elaborado por:

Raúl E. Montoya Benites
Lady A. Serna Santos

Especialistas

Revisado y aprobado por:



Oscar Echegaray Pacheco
Gerente de Gas Natural (e)

Índice

1.	Resumen Ejecutivo	3
2.	Objetivo	4
3.	Marco Legal.....	4
4.	Metodología.....	5
5.	Antecedentes.....	5
6.	Liquidación anual del Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP - Periodo Mayo 2017-Abril 2018	7
7.	Estimación del Monto Teórico a Compensar a los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas	12
8.	Estimación del Monto a Compensar en el Periodo de Evaluación	14
9.	Conclusiones	15
Anexo 1	Tarifa de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica, aplicable en el Periodo de Evaluación	16
Anexo 2	Determinación del Consumo de Gas Natural de los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas en el Periodo de Evaluación	25
Anexo 3	Estimación de la Facturación por el Servicio de Distribución de Gas Natural a los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas en el Periodo de Evaluación.....	36
Anexo 4	Montos transferidos por cada Agente Recaudador de la Compensación hacia cada Operador de las Centrales Generadoras Beneficiadas, en el Periodo de Evaluación Anterior.....	41
Anexo 5	Déficit o exceso en los montos transferidos a EGESUR por cada Agente Recaudador de la Compensación	54



1. Resumen Ejecutivo

La finalidad del presente informe es determinar el Monto a Compensar a los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiarias del Mecanismo de Compensación a que se refiere el Decreto Supremo N° 035-2013-EM (en adelante Decreto 035), en el Periodo de Evaluación correspondiente a mayo 2018 a abril 2019.

Para determinar el Monto a Compensar se determina primeramente el Saldo Pendiente de Compensación del Periodo de Evaluación Anterior (mayo 2017 a abril 2018), con información disponible al mes de febrero de 2018. Luego, se determina el Monto Teórico a Compensar a cada uno de los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiarias, para lo cual se estima: i) las tarifas de distribución de gas natural a aplicarse en el Periodo de Evaluación; ii) la demanda proyectada de las Centrales Generadoras Beneficiarias; y, iii) la facturación estimada por el servicio de distribución que pagarían los operadores de dichas centrales.

Por tanto, el Monto a Compensar en el Periodo de Evaluación, a ser recaudado por aplicación del Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP para el periodo de mayo 2018 - abril 2019, asciende a US\$ 11 759 485 (Once millones setecientos cincuenta y nueve mil cuatrocientos ochenta y cinco con 00/100 dólares americanos), en valores actualizados al 01 de mayo de 2018. Dicho monto debe ser compensado a los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas, en aplicación del Decreto 035.

Con la finalidad de facilitar las transferencias a los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas, en el Cuadro N° 1 se presentan los Montos a Compensar a cada una de las empresas.

Cuadro N° 1. Monto a Compensar en el Periodo de Evaluación
Periodo Mayo 2018 – Abril 2019

Descripción	Egesur	Egasa	Monto Total a Compensar Actualizado
Saldo Pendiente de Compensación del Periodo de Evaluación Anterior (Periodo Mar 2017 - Feb 2018), actualizado al 01 mayo 2018 (US\$)	804 649	-692 152	112 497
Monto Teórico a Compensar, actualizado al 01 mayo 2018 (US\$) (Periodo Mayo 2017 - Abril 2018)	2 240 056	9 406 932	11 646 988
Monto Total a Compensar, actualizado al 01 mayo 2018 (US\$) (Periodo Mayo 2018 - Abril 2019)	3 044 705	8 714 780	11 759 485

2. Objetivo

Estimar el Monto a Compensar¹ a los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas² del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM, para el Periodo de Evaluación³ (mayo 2018 - abril 2019), con la finalidad de que dichos montos sean compensados mediante el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP⁴.

3. Marco Legal

- Decreto Supremo N° 040-2008-EM - Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (Reglamento de Distribución).
- Decreto Supremo N° 035-2013-EM (en adelante Decreto 035), modificada con Decreto Supremo N° 044-2013-EM – Crea Mecanismo de Compensación para Transferencia de Ducto de Uso Propio.
- Resolución Ministerial N° 168-2015-MEM/DM – Aprueba para la empresa EGESUR el acceso al Mecanismo de Compensación regulados por el Decreto Supremo N° 035-2013-EM.
- Resolución Ministerial N° 169-2015-MEM/DM – Aprueba para la empresa EGASA el acceso al Mecanismo de Compensación regulados por el Decreto Supremo N° 035-2013-EM.
- Resolución Osinergmin N° 114-2015-OS/CD que aprueba la Norma “Procedimiento para Aplicación del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM” (en adelante “Procedimiento de Compensación”).
- Contrato “Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica” (en adelante Contrato de Concesión), suscrito entre el Estado Peruano y la Sociedad Concesionaria Transcogas Perú S.A.C. (ahora CONTUGAS S.A.C.)
- Disposiciones dictadas por Osinergmin.

¹ Monto a Compensar: Monto teórico a compensar en el Periodo de Evaluación a todos los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas más el Saldo Pendiente de Compensación del Periodo de Evaluación Anterior.

² Central Generadora Beneficiada: Central térmica de generación eléctrica que se encuentra en operación comercial y ha sido beneficiada del Mecanismo de Compensación al que se refiere el Decreto Supremo N° 035-2013-EM, mediante Resolución Ministerial del Ministerio de Energía y Minas.

³ Periodo de Evaluación: Periodo comprendido del 01 de mayo de un año al 30 de abril del siguiente año.

⁴ Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP: Cargo aplicado al usuario final (libre y regulado en todos los niveles de tensión) de las áreas de demanda que concentran más del 30% del consumo de energía del SEIN. Resulta de dividir el Monto a Compensar a aquellos generadores eléctricos que hayan transferido ductos de uso propio (DUP) al Concesionario de Distribución de Gas Natural, en el Periodo de Evaluación, entre la Demanda Eléctrica estimada para dicho periodo.

4. Metodología

La estimación del Monto a Compensar se realiza bajo la metodología aprobada en la Norma "Procedimiento para Aplicación del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM", aprobado con Resolución Osinergmin N° 114-2015-OS/CD.

Se precisa que para la determinación del Monto a Compensar, a aplicarse en el Periodo de Evaluación (mayo 2018 - abril 2019), debe realizarse también una liquidación anual del Periodo de Evaluación Anterior, mayo 2017-abril 2018, con información disponible a febrero de 2018, a fin de determinar el Saldo Pendiente de Compensación del Periodo de Evaluación Anterior⁵ y ser considerado en el monto a recaudarse en el Periodo de Evaluación.

En resumen, el Monto a Compensar se determina según lo siguiente:

$$MC_t = MTC_t + SPC_{t-1} \quad \dots \quad (1)$$

Dónde:

- MC_t : Monto a Compensar en el Periodo de Evaluación, expresado en dólares americanos (US\$)
- MTC_t : Monto Teórico a Compensar a todos los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas en el Periodo de Evaluación, expresado en dólares americanos (US\$)
- SPC_{t-1} : Saldo Pendiente de Compensación del Periodo de Evaluación anterior, debidamente actualizado al 01 de mayo del Periodo de Evaluación, expresado en dólares americanos (US\$)

5. Antecedentes

Mediante el Decreto 035, se estableció el Mecanismo de Compensación para aquellos generadores eléctricos que a la fecha de promulgación del referido Decreto se encontraran en operación comercial y que transfieran al Concesionario de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, ductos conectados directamente al Sistema Transporte de Gas Natural, para lo cual deben suscribir con el Concesionario los respectivos contratos de Servicio de Distribución y de transferencia de los bienes materia del Ducto de Uso Propio, al valor que determine Osinergmin.

El citado Decreto 035, señala también que producto de la transferencia de los ductos conectados directamente al Sistema Transporte de Gas Natural, los generadores eléctricos serán atendidos por el Concesionario de Distribución de Gas Natural, debiendo pagar la tarifa de distribución respectiva. Además, la citada norma considera

⁵ Saldo Pendiente de Compensación del Periodo en Evaluación Anterior: Diferencia entre el Monto a Compensar del Periodo en Evaluación anterior y la Transferencia por Compensación correspondiente a dicho periodo.

que dichos generadores eléctricos tienen contratos de venta de electricidad con precios firmes, lo que no les permite trasladar a sus usuarios los costos por el pago de la tarifa de distribución de gas natural. Por ello, el Mecanismo de Compensación a que se refiere el Decreto 035, tiene por objeto que los mencionados generadores eléctricos puedan continuar operando en las mismas condiciones económicas en las que se encontraban antes de transferir sus ductos. Por tanto, la compensación está referida a los montos que dichos generadores eléctricos paguen a los concesionarios de distribución de gas natural, por el servicio de distribución que éste les brinde.

En aplicación de lo antes señalado, la Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. (EGESUR) y la Empresa de Generación de Arequipa S.A. (EGASA) solicitaron al Ministerio de Energía y Minas (MINEM) acogerse al Mecanismo de Compensación a que se refiere el Decreto 035. Como resultado, el MINEM aprobó el acceso al Mecanismo de Compensación a las empresas EGESUR y EGASA, según el detalle del Cuadro N° 2. Se precisa que, a la fecha del presente informe, el MINEM ha aprobado únicamente el acceso al Mecanismo de Compensación a las empresas antes citadas.

Cuadro N° 2. Centrales Generadoras Beneficiadas con el acceso al Mecanismo de Compensación del Decreto 035

Empresa	N° de Resolución Ministerial	Central Generadora Beneficiada	Plazo de Vigencia del Mecanismo de Compensación
EGESUR	168-2015-MEM/DM, del 13/04/2015	Central Térmica Independencia, ubicada en el distrito de Independencia, provincia de Pisco, Región Ica.	Desde la firma del contrato de suministro de electricidad hasta el 31 de diciembre de 2027
EGASA	169-2015-MEM/DM, del 13/04/2015	Central Térmica de Pisco, en el distrito de Independencia, provincia de Pisco, Región Ica.	Desde la firma del contrato de suministro de electricidad hasta el 31 de diciembre de 2025

Asimismo, mediante Resolución Osinergmin N° 114-2015-OS/CD del 02 de junio de 2015 se publicó la Norma "Procedimiento para Aplicación del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM", en donde se define la metodología para el cálculo de los Montos a Compensar y del denominado Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP, ello en cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 1.3 del artículo 1° del Decreto 035.

Por lo expuesto, en el presente informe se estima el Monto a Compensar a los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas en el Periodo de Evaluación, mayo 2018-abril 2019, el cual servirá para determinar el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP. Dicho cargo será vigente a partir del 01 de mayo de 2018 y será pagado por la demanda de las áreas que concentran más del 30% del consumo de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), ello en concordancia con lo señalado en el literal c) del numeral 1.2 del Decreto 035.

6. Liquidación anual del Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP - Periodo Mayo 2017-Abril 2018

En el presente numeral se determina el Saldo Pendiente de Compensación del Periodo de Evaluación Anterior (SPC_{t-1}), señalado en la formula (1) del numeral 4 del presente informe, ello en base a la liquidación anual del Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP con información disponible a febrero de 2018. Se precisa que la liquidación efectiva se hace para el periodo de marzo 2017 a febrero 2018.

Es así que para el Periodo de Evaluación Anterior, comprendido entre el mes de mayo de 2017 y el 30 de abril de 2018, se emitió la Resolución N° 068-2017-OS/CD, y como parte de ella se fijó el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP en un valor de 0,0613 ctm S/ /kWh, estando sujeto a reajustes trimestrales en caso de darse las condiciones que conlleven a dicho reajuste, según lo señalado en el numeral 7.1 del Procedimiento de Compensación. En ese sentido, el 26 de julio de 2017 se publicó la Resolución N° 165-2017-OS/CD fijando el factor de actualización del Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP en 1,0424 aplicable al trimestre de agosto a setiembre de 2017; el 28 de octubre de 2017 se publicó la Resolución N° 213-2017-OS/CD fijando el factor de actualización del Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP en 1,1958 aplicable al trimestre de noviembre de 2017 a enero de 2018; y, el 02 de febrero de 2018 se publicó la Resolución N° 006-2018-OS/CD, fijando el factor de actualización del Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP en 1,7113 aplicable al trimestre de febrero a abril de 2018.

Como se mencionó, los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas son las siguientes:

1. Empresa de Generación Eléctrica del sur S.A. (EGESUR)
2. Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. (EGASA)

Para realizar la liquidación del Periodo de Evaluación Anterior, se debe cumplir lo señalado en el artículo 9° del Procedimiento de Compensación, para lo cual se debe contar con: a) Los montos efectivamente pagados al Concesionario del departamento de Ica (CONTUGAS) por parte de los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas (Monto Real a Compensar del Periodo de Evaluación ejecutado, disponible hasta el mes de evaluación), ello por el servicio de distribución de gas natural por red de ductos; y, b) los montos efectivamente transferidos a los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas por los Agentes Recaudadores de la Compensación (Transferencia por Compensación ejecutada, disponible hasta el mes de evaluación).

En relación al Monto Real a Compensar del Periodo de Evaluación ejecutado, es decir el monto facturado por CONTUGAS a EGESUR y EGASA durante el periodo marzo 2017 a febrero 2018; Osinergmin debe verificar que CONTUGAS realice cobros que cumplan con lo establecido en su Contrato de Concesión, debido a que quienes finalmente asumen los costos por el servicio de distribución de gas natural brindados a EGESUR y EGASA, son los usuarios eléctricos del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), a través del Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP.

Es así que, si bien CONTUGAS ha remitido a Osinergmin las facturas emitidas a los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas, estas registran montos facturados que no obedecen a la metodología de facturación vigente. Sin embargo, a fin de realizar la liquidación, sólo se utilizarán los valores de VMD (Valor Mínimo Diario) y los volúmenes de gas natural consumidos en los periodos facturados (Vs), consignados en las facturas de CONTUGAS emitidas a EGESUR y EGASA, los mismos que se muestran en el Cuadro N° 3. A partir de los datos de VMD y Vs y teniendo en cuenta las tarifas vigentes en el Periodo de Evaluación Anterior, se determinará los Montos Reales a Compensar del Periodo de Evaluación Anterior.

Cuadro N° 3. Valores de VMD y Vs de los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas – Marzo 2017 a Febrero 2018

Mes-Año	Egesur		Egasa	
	VMD (m ³ /día)	Vs (m ³)	VMD (m ³ /día)	Vs (m ³)
Mar-17	131 536	2 470 353	420 178	10 761 314
Abr-17	131 536	2 084 127	382 633	9 078 854
May-17	131 536	3 124 347	370 061	13 610 244
Jun-17	131 536	3 717 605	383 903	16 194 579
Jul-17	131 536	3 907 350	413 820	17 021 151
Ago-17	131 536	3 865 319	453 827	16 838 055
Set-17	131 536	2 598 110	459 348	11 317 847
Oct-17	131 536	3 743 122	496 128	16 305 745
Nov-17	131 536	3 611 085	510 426	15 730 568
Dic-17	131 536	3 728 516	507 910	16 242 106
Ene-18	131 536	2 227 470	468 139	9 703 281
Feb-18	131 536	997 379	406 875	4 344 765

Vs: Volumen de Gas Natural consumido en el periodo facturado

En el Cuadro N° 4 se tiene las tarifas vigentes aplicables en el departamento de Ica en el Periodo de Evaluación Anterior.

Cuadro N° 4. Tarifas vigentes en el Periodo de Evaluación Anterior (marzo 2017-febrero 2018)

		Margen de Comercialización		Margen de Distribución	
		Fijo US\$ / (m ³ /día)	Variable US\$ / (mil m ³)	Fijo US\$ / (m ³ /día)	Variable US\$ / (mil m ³)
Categoría E	Marzo y Abril 2016	0,0333	7,3425	0,2232	48,9466
	Mayo 2017 hasta Agosto 2017	0,0350	7,6911	0,2338	51,1458
	Setiembre 2017	0,0347	7,6326	0,2320	50,7568
	Octubre 2017 hasta Febrero 2018	0,0343	7,5376	0,2291	50,1248

En el Cuadro N° 5, se presentan los Montos Reales a Compensar, los que corresponden a los montos que debieron ser facturados por CONTUGAS a cada uno de los

Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas, ello considerando la metodología de facturación estipulada en la Norma "Procedimiento de Facturación para la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica", aprobada mediante Resolución N° 286-2015-OS/CD, vigente desde el 13 de diciembre de 2015. Asimismo, en el Cuadro N° 6 se presentan los montos citados, actualizados al 01 de mayo de 2016 y en Dólares Americanos.

Cuadro N° 5. Montos Reales a Compensar del Periodo de Evaluación Anterior (US\$)
Marzo 2017 – Febrero 2018

Mes-Año	Egesur	Egasa	Total (US\$)
Mar-17	171 083	706 452	877 535
Abr-17	149 558	603 153	752 711
May-17	219 184	900 257	1 119 441
Jun-17	254 089	1 056 032	1 310 121
Jul-17	265 253	1 112 706	1 377 960
Ago-17	262 780	1 112 688	1 375 468
Set-17	188 222	789 380	977 601
Oct-17	253 639	1 084 400	1 338 039
Nov-17	242 870	1 041 508	1 284 379
Dic-17	249 642	1 070 342	1 319 984
Ene-18	163 088	682 822	845 910
Feb-18	92 158	357 700	449 858
Total:	2 511 565	10 517 441	13 029 007

Cuadro N° 6. Montos Reales a Compensar del Periodo de Evaluación Anterior, actualizados al 01 mayo 2017 (US\$)

Mes-Año	FA	Egesur	Egasa	Total Actualizado (US\$)
Mar-17	1,0095	172 706	713 156	885 862
Abr-17	1,0000	149 558	603 153	752 711
May-17	0,9906	217 123	891 795	1 108 918
Jun-17	0,9813	249 335	1 036 273	1 285 608
Jul-17	0,9721	257 843	1 081 624	1 339 467
Ago-17	0,9629	253 038	1 071 439	1 324 477
Set-17	0,9539	179 540	752 971	932 512
Oct-17	0,9449	239 667	1 024 662	1 264 328
Nov-17	0,9360	227 334	974 883	1 202 216
Dic-17	0,9272	231 476	992 455	1 223 930
Ene-18	0,9185	149 799	627 183	776 982
Feb-18	0,9099	83 853	325 465	409 318
Total:		2 411 272	10 095 056	12 506 328

FA: Factor de actualización calculado con una tasa de descuento de 12% anual

En relación a las Transferencias por Compensación ejecutadas, en el Cuadro N° 7 se tienen dichas transferencias ejecutadas por los Agentes Recaudadores de la Compensación hacia los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto 035, de acuerdo a la información reportada por dichos agentes. En el Anexo 4 del presente informe se muestra el detalle de los montos transferidos por cada Agente Recaudador de la Compensación hacia cada Operador de las Centrales Generadoras Beneficiadas, correspondiente a los meses de marzo 2017 a febrero de 2018. Asimismo, en el Cuadro N° 8 se presentan dichos montos transferidos, convertidos en dólares americanos y actualizados al 01 de mayo de 2017.

Cuadro N° 7. Transferencias por Compensación Ejecutada del Periodo de Evaluación Anterior (S/.), Marzo 2017 – Febrero 2018

Mes-Año	Egesur	Egasa	TOTAL (S./)
Mar-17	345 347	2 251 247	2 596 594
Abr-17	339 071	2 210 338	2 549 410
May-17	645 149	1 700 849	2 345 998
Jun-17	625 265	1 648 427	2 273 692
Jul-17	623 963	1 644 993	2 268 955
Ago-17	655 252	1 727 484	2 382 736
Set-17	652 515	1 720 266	2 372 781
Oct-17	666 136	1 756 176	2 422 311
Nov-17	744 992	1 964 067	2 709 059
Dic-17	771 590	2 034 193	2 805 783
Ene-18	784 557	2 068 377	2 852 934
Feb-18	1 086 355	2 864 027	3 950 382
Total:	7 940 193	23 590 444	31 530 637

Cuadro N° 8. Transferencias por Compensación Ejecutadas del Periodo de Evaluación Anterior, actualizados al 01 mayo 2017 (US\$)

Mes-Año	Tipo de Cambio (TC)	FA	Egesur	Egasa	Total Actualizado (en US\$)
Mar-17	3,249	1,0095	107 302	699 479	806 781
Abr-17	3,246	1,0000	104 458	680 942	785 400
May-17	3,272	0,9906	195 319	514 933	710 253
Jun-17	3,255	0,9813	188 500	496 953	685 453
Jul-17	3,242	0,9721	187 086	493 227	680 313
Ago-17	3,242	0,9629	194 621	513 092	707 713
Set-17	3,267	0,9539	190 517	502 272	692 789
Oct-17	3,250	0,9449	193 674	510 594	704 267
Nov-17	3,235	0,9360	215 559	568 292	783 851
Dic-17	3,245	0,9272	220 475	581 253	801 729
Ene-18	3,217	0,9185	224 006	590 562	814 568
Feb-18	3,261	0,9099	303 114	799 119	1 102 233
Total:			2 324 631	6 950 718	9 275 349

FA: Factor de actualización calculado con una tasa de descuento de 12% anual

Finalmente, en el Cuadro N° 9 se presentan los Saldos Pendientes de Compensación del Periodo en Evaluación Anterior, marzo de 2017 a febrero de 2018, en Dólares Americanos y en valores actualizados al 01 de mayo de 2017 y al 01 de mayo de 2018, fecha en la cual se hace la liquidación. Como se observa, el Saldo Pendiente de Compensación del Periodo de Evaluación Anterior, actualizados al 01 de mayo de 2018, es de US\$ 112 497.

Cuadro N° 9. Saldo Pendiente de Compensación del Periodo de Evaluación Anterior, actualizados al 01 de Mayo de 2018 (US\$)

Descripción	Egesur	Egasa	Total (US\$)
Monto Real a Compensar del Periodo de Evaluación Anterior (Mar 2017 - Feb 2018)	2 411 272	10 095 056	12 506 328
Saldo de Periodo Anterior (May 2016-Feb 2017), SPCT-2, ver Nota	631 796	-3 762 331	-3 130 535
Transferencias por Compensación Ejecutada	2 324 631	6 950 718	9 275 349
Saldo Pendiente de Compensación del Periodo de Evaluación Anterior (SPCT-1), actualizado al 01 mayo 2017	718 436	-617 993	100 444
Saldo Pendiente de Compensación del Periodo de Evaluación Anterior (SPCT-1), actualizado al 01 mayo 2018	804 649	-692 152	112 497

Nota: Los valores del Saldo de Periodo Anterior (May-2016-Feb-2017) son los que se muestran en el Cuadro N° 10 del [Informe N° 189-2017-GRT](#) que sustenta la [Resolución Osinermin N° 068-2017-OS/CD](#).

7. Estimación del Monto Teórico a Compensar a los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas

En el presente numeral se estima el Monto Teórico a Compensar a los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas (MTC_t), señalado en la fórmula (1) del numeral 4 del presente informe, ello por la facturación del servicio de distribución de gas natural por red de ductos, en el Periodo de Evaluación (mayo 2018 a abril 2019).

El Monto Teórico a Compensar es determinado considerando la facturación estimada por aplicación de tarifas estimadas aplicables en la Concesión de Distribución de gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica, en el Periodo de Evaluación. En los Anexos 1, 2 y 3 se detallan los cálculos correspondientes a: i) determinación de la tarifa de distribución aplicable a la categoría de Generadores Eléctricos de la Concesión de Ica; ii) la proyección de la demanda de gas natural correspondiente a las Centrales Generadoras Beneficiadas; y, ii) Facturación estimada a cada Operador de las citadas centrales de generación. Para los tres anexos se considera el Periodo de Evaluación de mayo 2018-abril 2019.

7.1 Estimación de facturación por el servicio de distribución de gas natural

En aplicación del numeral 5.3 del Procedimiento de Compensación se procede a determinar el Monto Teórico a Compensar de cada mes del Periodo de Evaluación, el cual se muestra en el Cuadro N° 10. Dichos montos resultan de estimar la facturación a EGESUR y EGASA por el servicio de distribución de gas natural, ello por aplicación de los Márgenes de Comercialización y Distribución. El detalle de dicho cálculo se muestra en el Cuadro N° 3. 2 del Anexo 3.

Cuadro N° 10. Montos estimados de facturación por el servicio de distribución de gas natural

Mes	Facturación Estimada EGESUR (US\$)	Facturación Estimada EGASA (US\$)	Facturación Estimada Total (US\$)
May-18	208 146	850 387	1 058 534
Jun-18	241 357	995 479	1 236 836
Jul-18	251 978	1 051 966	1 303 945
Ago-18	249 626	1 057 257	1 306 882
Set-18	178 688	749 634	928 322
Oct-18	242 785	1 038 147	1 280 932
Nov-18	235 394	1 009 562	1 244 956
Dic-18	241 967	1 037 562	1 279 529
Ene-19	157 940	661 473	819 413
Feb-19	89 080	346 026	435 106
Mar-19	146 323	612 108	758 432
Abr-19	122 252	526 242	648 494
Total	2 365 537	9 935 844	12 301 381

7.2 Estimación del Monto Teórico a Compensar

En aplicación del numeral 5.2 del Procedimiento de Compensación, en el Cuadro N° 11 se muestra el Monto Teórico a Compensar de cada mes del Periodo de Evaluación, debidamente actualizados al 01 de mayo de 2018, para cada uno de los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas.

Cuadro N° 11. Montos Teóricos a Compensar por mes en el Periodo de Evaluación, actualizados al 01 de mayo de 2018, en US\$

Mes	Factor de Actualización	Monto Teórico a Compensar a EGESUR (US\$)	Monto Teórico a Compensar a EGASA (US\$)	Monto Teórico a Compensar Actualizado (US\$)
May-18	0,9906	206 190	842 394	1 048 584
Jun-18	0,9813	236 841	976 853	1 213 694
Jul-18	0,9721	244 940	1 022 580	1 267 520
Ago-18	0,9629	240 372	1 018 063	1 258 435
Set-18	0,9539	170 446	715 059	885 505
Oct-18	0,9449	229 410	980 957	1 210 367
Nov-18	0,9360	220 335	944 980	1 165 315
Dic-18	0,9272	224 360	962 060	1 186 420
Ene-19	0,9185	145 070	607 573	752 643
Feb-19	0,9099	81 052	314 843	395 895
Mar-19	0,9013	131 886	551 711	683 597
Abr-19	0,8929	109 154	469 859	579 013
Total		2 240 056	9 406 932	11 646 988

FA: Factor de actualización calculado con una tasa de descuento de 12% anual

Por tanto del Cuadro N° 11 se observa que el Monto Teórico a Compensar en el Periodo de Evaluación (MTC_t), es igual a:

$$MTC_t = \text{US\$ } 11\,646\,988$$

8. Estimación del Monto a Compensar en el Periodo de Evaluación

De acuerdo a lo desarrollado en el numeral 6 del presente informe, se tiene que el Saldo Pendiente de Compensación del Periodo de Evaluación anterior (SPC_{t-1}) es igual a US\$ 112 497.

Asimismo, de lo desarrollado en el numeral 7 del presente informe, se tiene que el Monto Teórico a Compensar a los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas (MTC_t) es igual a US\$ 11 646 988.

Por tanto, reemplazando en la formula (1), se tiene:

$$MC_t = 11\ 646\ 988 + 112\ 497 \quad \dots (2)$$

$$MC_t = \text{US\$ } 11\ 759\ 485$$

Finalmente en el Cuadro N° 12 se presentan los montos a compensar actualizados al 1° de mayo de 2018, para cada uno de los Operadores de la Centrales Generadoras Beneficiadas en el Periodo de Evaluación.

Cuadro N° 12. Monto a Compensar a cada Operador de las Centrales Generadoras Beneficiadas, en US\$

Descripción	Egesur	Egasa	Monto Total a Compensar Actualizado
Saldo Pendiente de Compensación del Periodo de Evaluación Anterior (Periodo Mar 2017 - Feb 2018), actualizado al 01 mayo 2018 (US\$)	804 649	-692 152	112 497
Monto Teórico a Compensar, actualizado al 01 mayo 2018 (US\$) (Periodo Mayo 2017 - Abril 2018)	2 240 056	9 406 932	11 646 988
Monto Total a Compensar, actualizado al 01 mayo 2018 (US\$) (Periodo Mayo 2018 - Abril 2019)	3 044 705	8 714 780	11 759 485

9. Conclusiones

- Para el Periodo de Evaluación de mayo 2018 - abril 2019, se hace una estimación de la facturación que cada Operador de las Centrales Generadoras Beneficiadas pagaría por el servicio de distribución de gas natural por red de ductos. Para ello se determina: i) las tarifas de distribución estimadas de la Concesión de Ica, debidamente actualizadas y considerando el Factor de Incentivo y los escenarios de demanda que corresponden; y, ii) la proyección de la demanda en el Periodo de Evaluación, a partir de la demanda histórica de los tres últimos años de las Centrales Generadoras Beneficiadas.
- Aplicando el Procedimiento de Compensación se determina que el Saldo Pendiente de Compensación del Periodo de Evaluación Anterior asciende a un valor de US\$ 112 497, en valor actualizado al 01 de mayo de 2018, el mismo que debe ser considerado en el Monto Total a Compensar para el Periodo de Evaluación (mayo 2018 – abril 2019).
- El Monto Teórico a Compensar en el Periodo de Evaluación (mayo 2018 – abril 2019), que equivale a la estimación de la facturación por el pago de la tarifa de distribución de gas natural por red de ductos, asciende a un valor de US\$ 11 646 988, en valor actualizado al 01 de mayo de 2018.
- Finalmente, el Monto Total a Compensar a los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas en el Periodo de Evaluación (mayo 2018 – abril 2019) y que debe ser recaudado por aplicación del Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP en el mismo periodo, asciende a US\$ 11 759 485, en valor actualizado al 01 de mayo de 2018.



Anexo 1
**Tarifa de Distribución de Gas Natural por Red
de Ductos en el departamento de Ica,
aplicable en el Periodo de Evaluación**



TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED DE DUCTOS DEL DEPARTAMENTO DE ICA, APLICABLE A LOS GENERADORES ELÉCTRICOS EN EL PERIODO DE EVALUACIÓN

De acuerdo al Contrato de Concesión, la tarifa de distribución de gas natural vigente y aplicable a las Centrales Generadoras Beneficiadas ubicadas en el departamento de Ica, en el Periodo de Evaluación, son las que resultan del desarrollo de los siguientes puntos:

1. Tarifas Iniciales según Contrato de Concesión

En el Cuadro N° 1. 1 se muestra el Margen de Comercialización y el Margen de Distribución aplicables a los Generadores Eléctricos en el departamento de Ica, para tres escenarios base de demanda, denominados 1, 2 y 3, ello según el literal b) de la Cláusula 14.2 del Contrato de Concesión.

Cuadro N° 1. 1. Tarifas según Escenarios de Demanda para Generadores Eléctricos

Escenario →	Margen de Comercialización					
	Fijo US\$ / (m ³ /día)			Variable US\$ / (mil m ³)		
	1	2	3	1	2	3
Categoría E	0,031	0,008	0,006	6,743	2,547	1,825

Escenario →	Margen de Distribución					
	Fijo US\$ / (m ³ /día)			Variable US\$ / (mil m ³)		
	1	2	3	1	2	3
Categoría E	0,205	0,077	0,055	44,171	23,663	16,680

Fuente: Tabla A del Contrato de Concesión
Categoría E: Generador Eléctrico

2. Escenario de Demanda según Contrato de Concesión

En el Cuadro N° 1. 2 se muestran los escenarios de demanda de cada año de vigencia de las Tarifas Iniciales⁶ de la Concesión de Distribución de Gas Natural del Departamento de Ica, ello según el literal b.1 de la Cláusula 14.2 del Contrato de Concesión.

⁶ Según Cláusula 14.1 del Contrato de Concesión, el plazo de vigencia de las Tarifas Iniciales es de ocho (08) años, contado a partir de la Puesta en Operación Comercial.

Cuadro N° 1. 2. Escenarios según demanda

Escenario ↓	Volumen distribuido promedio diario de cada año (m ³ /día)							
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
1	643 100	651 100	660 200	670 600	682 800	697 100	711 600	727 800
2	3 199 600	3 208 700	3 219 100	3 231 400	3 245 600	3 260 100	3 276 300	3 299 200
3	4 926 900	4 936 000	4 946 400	4 958 700	4 973 000	4 987 500	5 003 600	5 026 500

Teniendo en cuenta que la Puesta en Operación Comercial del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica ocurrió el 30 de abril de 2014, el año calendario que corresponde calcular las tarifas aplicables a los Generadores Eléctricos, en aplicación del Procedimiento de Compensación, para el periodo mayo de 2018 al 30 de abril 2019, corresponde al Año 5 del referido Cuadro N° 1. 2.

Asimismo, el literal b.1 de la Cláusula 14.2 del Contrato de Concesión provee los criterios para determinar el escenario al que corresponde cada año calendario de vigencia de las Tarifas Iniciales, ello en función del volumen promedio de gas natural distribuido en el año calendario anterior, según lo siguiente:

- a. Si el volumen promedio de gas natural distribuido en el año calendario anterior (enero 2017 a diciembre 2017) fuera igual al consignado en el Cuadro N° 1. 2, se aplicará entonces la tarifa del Cuadro N° 1. 1.
- b. Si el volumen promedio de gas natural distribuido en el año calendario anterior no fuera igual al consignado en el Cuadro N° 1. 2, se aplicará entonces la siguiente interpolación lineal:

$$T = T_2 + \left[\left(\frac{V - V_2}{V_1 - V_2} \right) * (T_1 - T_2) \right] \quad \dots(1.1)$$

Donde:

- T : Es la tarifa por hallar (margen de distribución fijo, margen de distribución variable, margen de comercialización fijo o margen de comercialización variable)
- V : Nuevo escenario de demanda, para el que se quiere hallar la tarifa T.
- V1 : Es el volumen promedio diario del escenario base más próximo e inferior al volumen promedio diario distribuido V. Le corresponde la tarifa T1.
- V2 : Es el volumen promedio diario del escenario base más próximo y superior al volumen promedio diario distribuido V. Le corresponde la tarifa T2.
- T1 : Es la tarifa que corresponde a V1 según el Cuadro N° 1. 1
- T2 : Es la tarifa que corresponde a V2 según el Cuadro N° 1. 1

3. Volumen promedio de gas natural distribuido en el año calendario anterior

Para efectos de determinar los volúmenes distribuidos en el departamento de Ica en el año calendario anterior (01 de enero al 31 de diciembre 2017), se ha considerado la información reportada por la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP), la cual corresponde a los volúmenes efectivamente entregados y medidos en cada uno de los Consumidores Independientes ubicados dentro de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos del Departamento de Ica y que tienen contrato de servicio de transporte con dicha empresa en el periodo antes citado. Estos volúmenes representan la totalidad de gas natural consumido dentro de la Concesión. En el Cuadro N° 1. 3 se muestran los volúmenes por cada empresa.

Cuadro N° 1. 3. Volúmenes mensuales distribuidos en el departamento de Ica

Mes	Días	Contugas	Egesur	Egasa	Minsur	Total
Ene-17	31	15 016 786	2 448 002	11 822 561	-	29 287 349
Feb-17	28	11 695 945	1 711 457	8 414 235	-	21 821 637
Mar-17	31	12 168 973	2 361 021	10 870 646	-	25 400 640
Abr-17	30	14 613 602	1 877 701	9 285 280	-	25 776 583
May-17	31	23 788 615	2 604 102	14 130 489	-	40 523 206
Jun-17	30	19 806 316	3 595 914	16 316 270	-	39 718 500
Jul-17	31	14 980 466	3 735 938	17 192 563	-	35 908 967
Ago-17	31	14 194 490	3 668 060	17 035 314	-	34 897 864
Set-17	30	13 279 857	2 796 148	11 119 809	-	27 195 814
Oct-17	31	20 393 118	3 780 292	16 268 575	-	40 441 985
Nov-17	30	16 964 394	3 643 613	15 698 040	-	36 306 047
Dic-17	31	18 450 489	3 737 529	16 233 093	-	38 421 111
Total:	365	195 353 051	35 959 777	164 386 875	-	395 699 703

A partir del volumen total del Cuadro N° 1. 3, obtenemos el volumen promedio diario de gas natural distribuido en el año calendario anterior, en el departamento de Ica.

$$\text{Volumen promedio diario Ica}_{\text{Ene2017-Dic2017}} = \frac{395\,699\,703 \text{ m}^3 / \text{año}}{366 \text{ días}}$$

Obteniéndose,

$$\text{Volumen promedio diario}_{\text{Ene2017-Dic2017}} = 1\,084\,109 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}$$

4. Cálculo de Tarifas según escenario de demanda

El volumen promedio diario distribuido en el año calendario anterior (enero a diciembre 2017) asciende a 1 084 109 m³/día, no correspondiendo a ninguno de las demandas base consignados en el Cuadro N° 1. 2 para el Año 5. Por tanto, se aplicará la interpolación lineal señalada en la fórmula (1.1), donde:

$$V = 1\,084\,109 \text{ m}^3/\text{día}$$

$$V1 = 682\,800 \text{ m}^3/\text{día}$$

$$V2 = 3\,245\,600 \text{ m}^3/\text{día}$$

En el Cuadro N° 1. 4 se muestran los valores de T1 y T2, los mismos que son obtenidos a partir del Cuadro N° 1. 1, tanto para el Margen de Comercialización como para el Margen de Distribución.

Cuadro N° 1. 4. Valores de T1 y T2 para interpolación lineal

	Escenarios	Margen de Comercialización		Margen de Distribución	
		Fijo	Variable	Fijo	Variable
		US\$ / (m ³ /día)	US\$ / (mil m ³)	US\$ / (m ³ /día)	Variable
T1	1	0,031	6,743	0,205	44,171
T2	2	0,008	2,547	0,077	23,663

Para efectos demostrativos, se procede a realizar el cálculo de la tarifa correspondiente al Margen de Comercialización Fijo, haciendo uso de la fórmula (1.1):

$$T = 0,008 + \left[\left(\frac{1\,084\,109 - 3\,245\,600}{682\,800 - 3\,245\,600} \right) * (0,031 - 0,008) \right]$$

$$T = 0,0274 \frac{\text{US\$}}{(\text{m}^3 / \text{día})}$$

De manera similar, se procede para el cálculo del Margen de Comercialización Variable, y del Margen de Distribución Fijo y Variable, obteniéndose como resultado lo señalado en el Cuadro N° 1. 5.

Cuadro N° 1. 5. Tarifas con interpolación lineal

Categoría	Margen de Comercialización		Margen de Distribución	
	Fijo US\$ / (m ³ /día)	Variable US\$ / (mil m ³)	Fijo US\$ / (m ³ /día)	Variable US\$ / (mil m ³)
Categoría E	0,0274	6,0859	0,1850	40,9597

5. Cálculo del Factor de Incentivo (F)

En el Cuadro N° 1. 6 se muestra el Factor de Incentivo, según los tres escenarios de demanda y lapsos descritos en el literal b.2) de la Cláusula 14.2 del Contrato de Concesión.

Cuadro N° 1. 6. Factor de Incentivo según Escenarios de Demanda

LAPSO ↓	F		
	1	2	3
L1	1,05	1,07	1,10
L2	1,03	1,04	1,05
L3	1,00	1,00	1,00

Donde:

- L1 : Es el lapso que corre entre la Fecha de Inicio de Plazo del Contrato⁷ y el sexto año calendario del Contrato, inclusive.
- L2 : Es el lapso que corre entre el séptimo año calendario del Contrato de Concesión y el noveno año calendario de Contrato de Concesión, inclusive.
- L3 : Es el lapso que corre entre el décimo año calendario del Contrato de Concesión y el término de la vigencia de las Tarifas Iniciales.

Teniendo en cuenta que la Fecha de Inicio de Plazo del Contrato corresponde al 19 de setiembre de 2011, el Periodo de Evaluación está comprendido dentro del Lapso L2.

Asimismo, el Contrato de Concesión señala que en caso se tenga volúmenes distintos a los consignados en los escenarios base de demanda del Año 5 del Cuadro N° 1. 2, el Factor de Incentivo (F) será determinado mediante el método de interpolación lineal de la fórmula (1.1), partiendo de los valores consignados en el Cuadro N° 1. 6. Por tanto, teniendo en cuenta que para el presente Periodo de Evaluación es aplicable el Lapso L1, se determina el Factor de Incentivo según lo siguiente:

$$F_{L2} = 1,04 + \left[\left(\frac{1\ 084\ 109 - 3\ 245\ 600}{682\ 800 - 3\ 245\ 600} \right) * (1,03 - 1,04) \right]$$
$$F_{L2} = 1,032$$

⁷ Definición incorporada al Contrato de Concesión mediante la Primera Adenda del 03 de diciembre de 2015.

"Fecha de Inicio de Plazo del Contrato: Es el día en que la Concesionaria cursó la comunicación a que se refiere la Cláusula 2.3 de la cláusula adicional del Contrato de Concesión, ocurrida el 19 de setiembre de 2011."

6. Determinación del Factor de Actualización (F1)

Las tarifas de distribución se actualizarán usando la fórmula (1.2), ello según lo señalado en el literal f2 de la Cláusula 14.2 del Contrato de Concesión:

$$F1 = a \frac{IPE}{IPE_0} + b \frac{IAC}{IAC_0} + c \frac{IPM}{IPM_0} + d \frac{PPI}{PPI_0} \quad \dots(1.2)$$

Donde:

Valor por actualizar	Categoría	Coeficientes			
		a	b	c	d
Margen de Comercialización y Margen de Distribución	Categoría E	0,006	0,148	0,846	0

a : Coeficiente de participación de las redes de polietileno sin incluir las obras civiles

b: Coeficiente de participación de las redes de acero sin incluir las obras civiles.

c: Coeficiente de participación de obras civiles más operación y mantenimiento (obras civiles incluye herramientas).

d: Coeficiente de participación de productos importados (no aplica al acero ni al polietileno).

Periodo	Índice			
	IPE	IAC	IPM	PPI
Valor Base	135,70	201,40	93,218581	174,60
Actualizado a Marzo 2018	158,60	249,10	106,137559	201,10

Nota:

- Los valores base de IPE e IAC corresponden al último día útil de diciembre de 2007

- Los valores base de IPM y PPI corresponden al mes de diciembre de 2010 (según Contrato de Concesión, modificado con la Primera Adenda del 03 de diciembre de 2015, que señala que corresponde al primer día útil del mes de Enero 2011)

Donde:

IPE: Índice de precios para gomas y productos plásticos (series ID: WPU07110224), este índice se utilizará como el relevante para el reajuste del polietileno. Fuente: <http://data.bls.gov/timeseries/WPU07110224>. El valor actualizado corresponde al valor preliminar de febrero 2018, publicado y disponible a la fecha de actualización.

IAC: Índice de precios de ductos de acero y tuberías (series ID: WPU101706). Fuente: <http://data.bls.gov/timeseries/WPU101706>. El valor actualizado corresponde al valor preliminar de febrero 2018, publicado y disponible a la fecha de actualización.

IPM: Índice de precios al por mayor (INEI). Fuente: https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/indices_tematicos/ipm-indice-general-y-var-base-2013_40.xlsx. El valor actualizado corresponde al mes de febrero 2018, publicado por el INEI con Base Dic 2013.

PPI: Índice de precios de bienes finales sin incluir alimentos y energía (Series ID: WPSFD4131). Fuente: <http://data.bls.gov/timeseries/WPSFD4131> El valor actualizado corresponde al valor preliminar de febrero 2018, publicado y disponible a la fecha de actualización.

Por tanto, el valor de F1 según la fórmula (1.2) es el siguiente:

$$F1 = 0,006 * \frac{158,60}{135,70} + 0,148 * \frac{249,10}{201,40} + 0,846 * \frac{106,137559}{93,218581} + 0,0 * \frac{201,10}{174,60}$$

$$F1 = 1,153$$

Asimismo, según el segundo párrafo del literal f4 de la Cláusula 14.2 del Contrato de Concesión, a partir del tercer año de la puesta en operación comercial, el máximo reajuste anual será de 5%. Ahora bien, teniendo en cuenta que el Periodo de Evaluación corresponde al Año 5 de iniciado la operación comercial del sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica, corresponde evaluar que la actualización no supere dicho 5%. Por tanto, conociendo que el Factor de Actualización (F1) que viene aplicando el Concesionario, en el periodo de mayo 2017 a abril 2018, es de 1,096, se tiene:

$$\text{Variación} = \left(\frac{1,153 - 1,149}{1,149} \right) \times 100\%$$

Resultando,

$$\text{Variación} = 0,35\%$$

Por tanto, al verificarse que la variación del reajuste no supera el 5%, corresponde que el Factor de Actualización (F1), a aplicarse en el Periodo de Evaluación, es el calculado previamente, es decir:

$$F1 = 1,153$$

7. Estimación de las tarifas de distribución de gas natural en el Periodo de Evaluación

Con los valores de las tarifas que incluyen la interpolación lineal, Cuadro N° 1. 5; con el Factor de Incentivo (F) para cada mes del Periodo de Evaluación, según Lapso L2; y, con el Factor de Actualización (F1), determinados en los numerales 4, 5 y 6 del presente anexo, respectivamente, se tiene el Cuadro N° 1. 7.

Cuadro N° 1. 7. Factor de Incentivo (F), Factor de Actualización (F1) y Tarifas Interpoladas

Mes	F	F1	Margen de Comercialización		Margen de Distribución	
			Fijo US\$ / (m ³ /día)	Variable US\$ / (mil m ³)	Fijo US\$ / (m ³ /día)	Variable US\$ / (mil m ³)
May-18	1,032	1,153	0,0274	6,0859	0,1850	40,9597
Jun-18	1,032	1,153	0,0274	6,0859	0,1850	40,9597
Jul-18	1,032	1,153	0,0274	6,0859	0,1850	40,9597
Ago-18	1,032	1,153	0,0274	6,0859	0,1850	40,9597
Set-18	1,032	1,153	0,0274	6,0859	0,1850	40,9597
Oct-18	1,032	1,153	0,0274	6,0859	0,1850	40,9597
Nov-18	1,032	1,153	0,0274	6,0859	0,1850	40,9597
Dic-18	1,032	1,153	0,0274	6,0859	0,1850	40,9597
Ene-19	1,032	1,153	0,0274	6,0859	0,1850	40,9597
Feb-19	1,032	1,153	0,0274	6,0859	0,1850	40,9597
Mar-19	1,032	1,153	0,0274	6,0859	0,1850	40,9597
Abr-19	1,032	1,153	0,0274	6,0859	0,1850	40,9597

Por tanto, aplicando la fórmula (1.3), se tienen las tarifas estimadas (Margen de Comercialización y Margen de Distribución) que serían aplicables en el Periodo de Evaluación (mayo 2018 a abril 2019), debidamente actualizadas y considerando el Factor de Incentivo, las cuales se muestran en el Cuadro N° 1. 8. Se precisa que estas tarifas son sólo referenciales a efectos de estimar el Monto Teórico a Compensar a los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas en el Periodo de Evaluación.

$$T_{\text{Actualizada}} = T * F * F1 \quad \dots(1.3)$$

Cuadro N° 1. 8. Tarifas estimadas en el Periodo de Evaluación (mayo 2018 – abril 2019)

Mes	Margen de Comercialización		Margen de Distribución	
	Fijo US\$ / (m ³ /día)	Variable US\$ / (mil m ³)	Fijo US\$ / (m ³ /día)	Variable US\$ / (mil m ³)
May-18	0,0326	7,2416	0,2201	48,7377
Jun-18	0,0326	7,2416	0,2201	48,7377
Jul-18	0,0326	7,2416	0,2201	48,7377
Ago-18	0,0326	7,2416	0,2201	48,7377
Set-18	0,0326	7,2416	0,2201	48,7377
Oct-18	0,0326	7,2416	0,2201	48,7377
Nov-18	0,0326	7,2416	0,2201	48,7377
Dic-18	0,0326	7,2416	0,2201	48,7377
Ene-19	0,0326	7,2416	0,2201	48,7377
Feb-19	0,0326	7,2416	0,2201	48,7377
Mar-19	0,0326	7,2416	0,2201	48,7377
Abr-19	0,0326	7,2416	0,2201	48,7377

Anexo 2
Determinación del Consumo de Gas Natural de
los Operadores de las Centrales Generadoras
Beneficiadas en el Periodo de Evaluación



Estimación del Consumo de Gas Natural de las Centrales Generadoras Beneficiadas en el Periodo de Evaluación (mayo 2018-abril 2019)

En aplicación del numeral 5.4 del Procedimiento de Compensación, en el presente anexo se estiman los volúmenes de gas natural que se facturarían a los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas por el servicio de distribución de gas natural por red de ductos, en el Periodo de Evaluación. Cabe señalar que a la fecha de emisión del presente informe, las únicas Centrales Generadoras Beneficiadas son la Central Térmica de Pisco, operada por EGASA, y la Central Térmica Independencia, operada por EGESUR, ambas ubicadas en el departamento de Ica.

En los siguientes puntos se desarrolla la estimación de la demanda de cada una de las Centrales Generadoras Beneficiadas en el periodo de mayo 2018 a abril 2019, tomando en cuenta la demanda histórica de gas natural de los tres últimos años consumida por cada una de las Centrales Generadoras Beneficiadas, las que se muestran en el Cuadro N° 2. 1 y en el Cuadro N° 2. 2.

Cuadro N° 2. 1. Demanda histórica de gas natural de la Central Térmica de Pisco de EGASA

Mes	Volumen (m ³ /mes)	Mes	Volumen (m ³ /mes)	Mes	Volumen (m ³ /mes)
Mar-15	13 877 240	Mar-16	11 605 379	Mar-17	10 761 314
Abr-15	12 567 724	Abr-16	13 090 469	Abr-17	9 078 854
May-15	13 976 869	May-16	14 116 174	May-17	13 610 244
Jun-15	15 788 913	Jun-16	14 651 179	Jun-17	16 194 579
Jul-15	15 750 573	Jul-16	15 894 066	Jul-17	17 021 151
Ago-15	16 862 423	Ago-16	16 446 147	Ago-17	16 838 055
Set-15	13 593 146	Set-16	14 780 844	Set-17	11 317 847
Oct-15	15 876 406	Oct-16	16 294 612	Oct-17	16 305 745
Nov-15	15 067 295	Nov-16	15 515 730	Nov-17	15 730 568
Dic-15	14 194 625	Dic-16	14 059 265	Dic-17	16 242 106
Ene-16	10 289 965	Ene-17	11 606 250	Ene-18	9 703 281
Feb-16	12 716 252	Feb-17	8 235 224	Feb-18	4 344 765

Fuente: Facturas de Contugas (correspondiente al volumen consumido a condiciones estándar). Para los meses de marzo y abril 2015, se utilizó los volúmenes medidos por TGP.

Cuadro N° 2. 2. Demanda histórica de gas natural de la Central Térmica Independencia de EGESUR

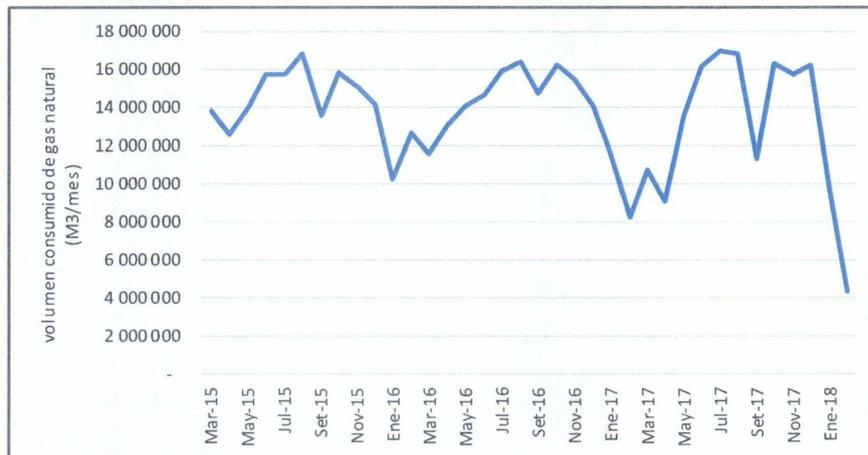
Mes	Volumen (m ³ /mes)	Mes	Volumen (m ³ /mes)	Mes	Volumen (m ³ /mes)
Mar-15	2 516 896	Mar-16	2 664 114	Mar-17	2 470 353
Abr-15	2 386 986	Abr-16	3 005 030	Abr-17	2 084 127
May-15	3 135 176	May-16	3 240 489	May-17	3 124 347
Jun-15	3 624 480	Jun-16	3 363 306	Jun-17	3 717 605
Jul-15	3 615 679	Jul-16	3 648 617	Jul-17	3 907 350
Ago-15	3 870 914	Ago-16	3 775 355	Ago-17	3 865 319
Set-15	3 120 423	Set-16	3 393 072	Set-17	2 598 110
Oct-15	3 644 565	Oct-16	3 740 568	Oct-17	3 743 122
Nov-15	3 458 827	Nov-16	3 561 773	Nov-17	3 611 085
Dic-15	3 258 498	Dic-16	3 227 421	Dic-17	3 728 516
Ene-16	2 362 150	Ene-17	2 664 313	Ene-18	2 227 470
Feb-16	2 919 125	Feb-17	1 890 468	Feb-18	997 379

Fuente: Facturas de Contugas (correspondiente al volumen consumido a condiciones estándar). Para los meses de marzo y abril 2015, se utilizó los volúmenes medidos por TGP

1. ESCENARIO ACTUAL DE LA DEMANDA DE EGASA Y EGESUR

En el periodo comprendido entre el mes de marzo 2015 y febrero 2018⁸, de acuerdo a los Gráfico N° 1 y Gráfico N° 2, se observa que la demanda (volumen consumido de gas natural) tanto de EGASA como EGESUR presentan un comportamiento no predictivo a largo plazo, ya que no evidencia una tendencia definida.

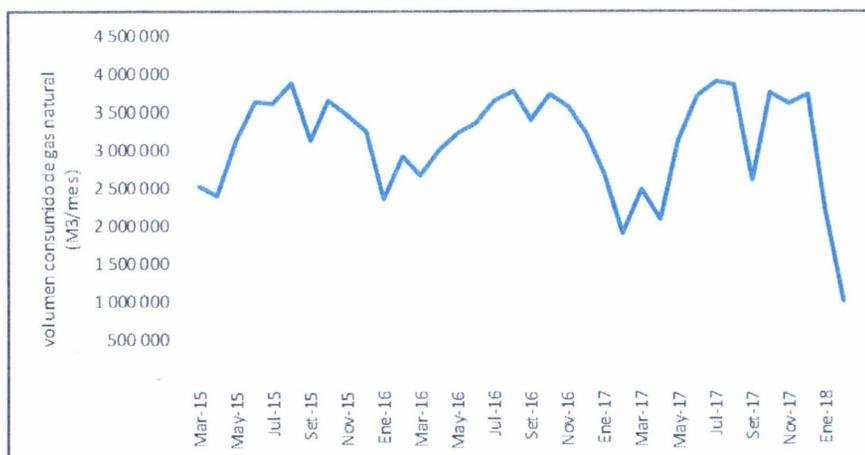
Gráfico N° 1. Demanda mensual de EGASA (Mar 2015 – Feb 2018)



Fuente: Facturas CONTUGAS.
Elaboración: DGN - GRT

⁸ Cabe indicar que el periodo de análisis tomado es conforme a lo señalado en el numeral 5.4 de la Norma "Procedimiento para aplicación del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM, aprobado mediante Resolución N° 114-2015-OS/CD, donde se indica que para la estimación de la facturación se tomará en cuenta la demanda histórica de gas natural de los tres últimos 3 años, comprendiéndose, también, como los últimos 36 meses inmediatamente anterior al periodo en el que se realiza dicha estimación.

Gráfico N° 2. Demanda mensual de EGESUR (Mar 2014 – Feb 2017)



Fuente: Facturas CONTUGAS.
Elaboración: DGN - GRT

2. CONSIDERACIONES GENERALES

A fin de realizar las proyecciones de demanda de ambas empresas, se ha analizado, primero, los datos, para luego evaluar la metodología a emplear.

2.1. Datos

Con la información de los últimos 36 meses sobre el volumen consumido de gas natural de EGASA y EGESUR se realizó un primer análisis del tipo descriptivo de las series de datos a fin de conocer las características estadísticas de sus demandas en dicho periodo de tiempo.

Cuadro N° 2. 3.
Análisis descriptivo de la serie de demanda de EGASA
(Mar 2015 – Feb 2018)

	m ³ /mes
Media	13 722 369
Moda	N/A
Mediana	14 155 399
Mínimo	4 344 765
Máximo	17 021 151

Nota:
N/A: No aplica.

Del Cuadro N° 2. 3 se rescata que en los últimos 36 meses, la demanda promedio de gas natural por EGASA ha sido de 13 722 369 m³/mes. No hubo al menos dos meses en que se haya consumido igual cantidad de gas natural (ver moda). En cuanto a la demanda mínima y máxima, en ese periodo de tiempo, ha sido de 4,344 millones de m³/mes y 17,021 millones de m³/mes, respectivamente.

Cuadro N° 2. 4
Análisis descriptivo de la serie de demanda de EGESUR
(Mar 2015 – Feb 2018)

m ³ /mes	
Media	3 115 640
Moda	N/A
Mediana	3 249 494
Mínimo	997 379
Máximo	3 907 350

Nota:
N/A: No aplica.

Del Cuadro N° 2. 4 se observa que en los últimos 36 meses, la demanda promedio de gas natural por EGESUR ha sido de 3 115 640 m³/mes. No hubo al menos dos meses en que se haya consumido igual cantidad de gas natural (ver moda). En cuanto a la demanda mínima y máxima, en ese periodo de tiempo, ha sido de 997,379 miles de m³/mes y 3,907 millones de m³/mes, respectivamente.

2.2. Metodología

Para estimar las proyecciones de demanda se ha trabajado con la serie mensual del volumen consumido de gas natural de EGASA y EGESUR correspondiente a los últimos 36 meses. Al tratarse de una serie temporal se ha analizado su composición o fuentes de variación como el tendencial (T), cíclico (C), estacional (E) e irregular (I)⁹. Se ha recurrido al uso del MS Excel y del software econométrico E Views, para la obtención de los resultados.

Asimismo, se ha considerado criterios del tipo econométrico a fin que las proyecciones muestran un comportamiento similar a la información histórica de los últimos tres años de la demanda.

3. ANÁLISIS Y RESULTADOS

A partir de los Gráfico N° 1 y Gráfico N° 2, tanto para EGASA como EGESUR, se puede observar una tendencia decreciente y la presencia de estacionalidad en las series; sin embargo, para corroborar lo dicho se aplicó en la serie de datos criterios econométricos como el filtro *Hodrick- Prescott* y el test *Census X-12*, respectivamente.

3.1. Análisis

▪ Línea de Tendencia:

Es mediante el filtro *Hodrick- Prescott* que se calculó la tendencia de las series de tiempo, se trata de una de las técnicas más ampliamente utilizada en las

⁹ Información disponible en: <http://www5.uva.es/estadmed/datos/series/series1.htm>, el cual se accedió el 19 de marzo del 2018.

investigaciones para estimar la tendencia de las series de tiempo y a diferencia de otros métodos, brinda resultados más consistentes con los datos observados, según lo afirma Muñoz y Kikut (1994)¹⁰.

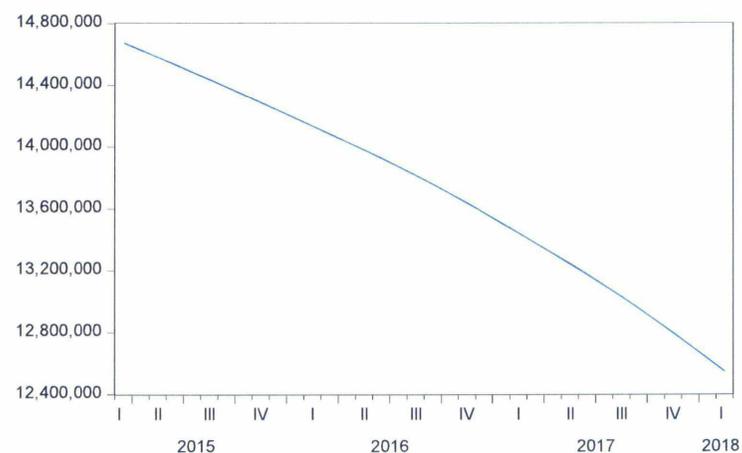
El método se aplica en el entorno del E-Views con el comando *Hodrick – Prescott Filter*, como resultado de su selección se obtiene un gráfico en el que se aprecia el componente tendencia y cíclico, además, se obtiene una serie denominada *hptrend*, el cual cuando se grafica resume la tendencia de la serie analizada, como se muestra a continuación:

Gráfico N° 3. Demanda mensual de EGASA y Línea de Tendencia
(Mar 2015 – Feb 2018)

Hodrick-Prescott Filter (lambda=14400)



HPTREND_EGASA



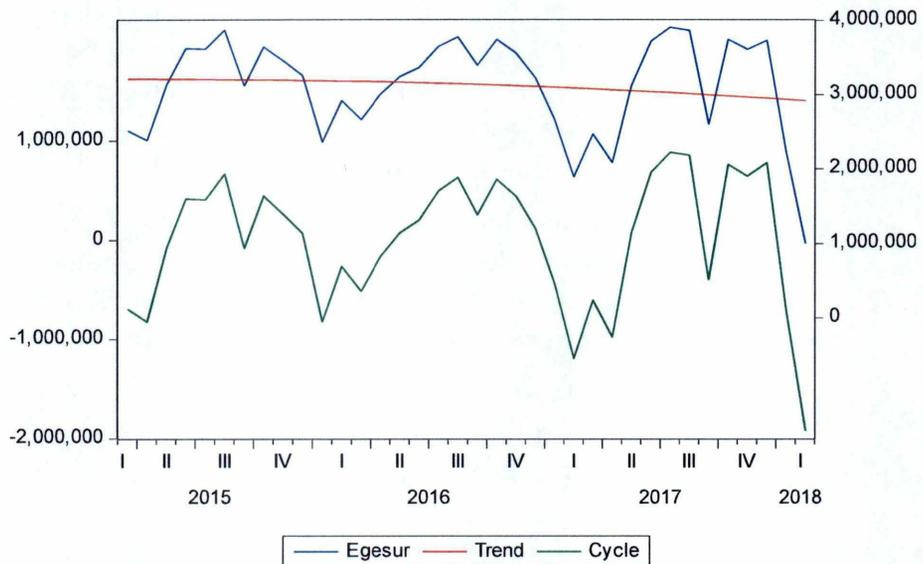
Elaboración propia

¹⁰ Muñoz, E & Kikut, A. (1994). EL FILTRO DE HODRICK Y PRESCOTT: UNA TECNICA PARA LA EXTRACCION DE LA TENDENCIA DE UNA SERIE. Banco Central De Costa Rica. División Económica. Departamento De Investigaciones Económicas.

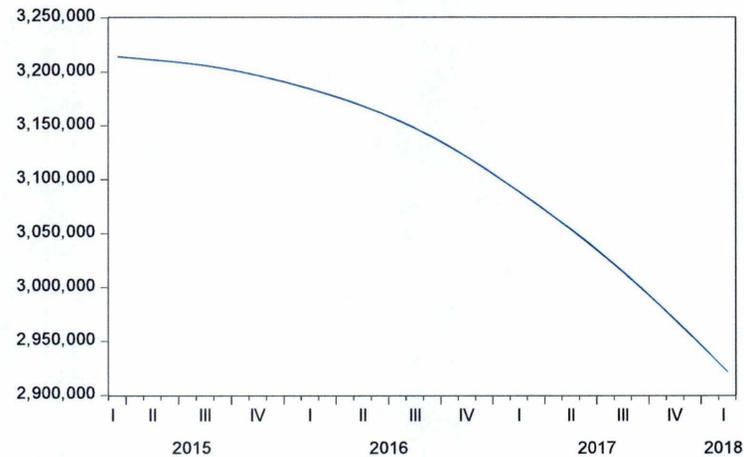
Conforme al Gráfico N° 3, la demanda de gas natural por EGASA, en los últimos 36 meses, tuvo un comportamiento decreciente, pues su variación cíclica mayormente estuvo debajo de cero (ver línea verde del Hodrick-Prescott Filter). Ello se refuerza en HPTREND_EGASA.

Gráfico N° 4. Demanda mensual de EGESUR y Línea de Tendencia
(Mar 2015 – Feb 2018)

Hodrick-Prescott Filter (lambda=14400)



HPTREND_EGESUR



Elaboración propia

Conforme al Gráfico N° 4, la demanda de gas natural por EGESUR, en los últimos 36 meses, tuvo un comportamiento decreciente, pues su variación cíclica mayormente estuvo muy por debajo de cero (ver línea verde del Hodrick-Prescott Filter). Ello se refuerza en HPTREND_EGESUR.

▪ **Análisis de Estacionalidad:**

Lo que sigue ahora es verificar si dicha serie presenta estacionalidad en las series. Para ello se ha aplicado un test de estacionalidad denominado Census X12, el cual permite identificar la presencia de estacionalidad y el grado de magnitud. Cabe indicar que dicho test de estacionalidad se aplicó directamente desde el programa E-Views.

El test funciona de modo que se genera una nueva serie de datos, la desestacionalizada, la cual se le fue extraído el factor de estacionalidad, a su vez también se genera la serie con los factores de estacionalidad que van de 0 a 1, y dado que la serie es mensual, dichos factores resultan particular para cada mes, sin importar el año.

Cabe señalar, que un factor superior a la unidad denotaría que la variable (volumen consumido de gas natural) tiene un potencial comportamiento repetitivo en esos meses, el cual se mantendría en todos los años, siendo más alto el valor correspondiente al mes que presenta inicialmente estacionalidad.

Por defecto, el test de estacionalidad opera con el método multiplicativo, lo cual es consistente por la presencia de picos y simas en las series de demanda tanto de EGASA y EGESUR.

Cuadro N° 2. 5.
Factores de estacionalidad mensual de la serie
de demanda de Egasa

Mes	Factor Estacionalidad
Enero	0,790986
Febrero	0,607951
Marzo	0,851341
Abril	0,862360
Mayo	0,992274
Junio	1,114785
Julio	1,169668
Agosto	1,212700
Septiembre	1,043341
Octubre	1,187805
Noviembre	1,142089
Diciembre	1,024700

Elaboración propia

Según el Cuadro N° 2. 5, el mayor factor de estacionalidad en la demanda de EGASA se observa en el mes de agosto, seguido por el mes de octubre, mientras que el valor más bajo se aprecia en el mes de febrero.

Cuadro N° 2. 6.
Factores de estacionalidad mensual de la serie
de demanda de Egesur

Mes	Factor Estacionalidad
Enero	0,793725
Febrero	0,613773
Marzo	0,817681
Abril	0,762889
Mayo	1,015443
Junio	1,144868
Julio	1,195651
Agosto	1,234739
Septiembre	1,033622
Octubre	1,200887
Noviembre	1,151693
Diciembre	1,035030

Elaboración propia

De acuerdo al Cuadro N° 2. 6, los resultados fueron similares a EGASA, el mayor factor de estacionalidad en la demanda de EGESUR se observa en el mes de agosto, seguido por el mes de octubre, mientras que el menor valor se aprecia en el mes de febrero.

Por consiguiente, para la proyección de demanda se ha empleado la serie desestacionalizada multiplicada por el factor de estacionalidad, dicho producto es en respuesta al modo multiplicativo del Test Census X12.

La serie desestacionalizada que será considerada en las proyecciones será la del periodo inmediato anterior a la proyección. Por tanto, para la proyección del año 2018 se empleará la serie del 2017; y para el año 2019, la del 2018, pese a que la serie del año 2018 es proyectada, y así sucesivamente. Ello, a fin de conservar el comportamiento correlativo en cada periodo (mes), luego de identificar que el volumen consumido de gas natural es estacional.

3.2. Resultados

Tal como se muestra en el Cuadro N° 2. 7, la demanda proyectada de EGASA conforme a los criterios indicados líneas arriba, es:

Cuadro N° 2. 7. Demanda Proyectada de EGASA
(mar 2018 – abr 2019)

Mes	Volumen de gas natural consumido (m ³ /mes)
2018M03	10 761 314
2018M04	9 078 854
2018M05	13 610 244
2018M06	16 194 579
2018M07	17 021 151
2018M08	16 838 055
2018M09	11 317 847
2018M10	16 305 745
2018M11	15 730 568
2018M12	16 242 106
2019M01	9 703 281
2019M02	4 344 765
2019M03	9 161 547
2019M04	7 829 241

Elaboración propia

Asimismo, se puede observar en el Gráfico N° 5 que, la proyección de demanda de EGASA es consistente con la serie histórica debido a que conserva la estacionalidad, según los factores obtenidos y mantiene su tendencia.

Gráfico N° 5. Demanda histórica y proyectada de EGASA
(Mar 2015 – Abr 2019)



Elaboración propia

Para el caso de EGESUR, en el

Cuadro N° 2. 8 se aprecia la demanda proyectada conforme a los criterios indicados líneas arriba.

Cuadro N° 2. 8. Demanda Proyectada de EGESUR
(mar 2018 – abr 2019)

Mes	Volumen de gas natural consumido (m ³ /mes)
2018M03	2 470 353
2018M04	2 084 127
2018M05	3 124 347
2018M06	3 717 605
2018M07	3 907 350
2018M08	3 865 319
2018M09	2 598 110
2018M10	3 743 122
2018M11	3 611 085
2018M12	3 728 516
2019M01	2 227 470
2019M02	997 379
2019M03	2 019 960
2019M04	1 589 958

Elaboración propia

De acuerdo al Gráfico N° 6, la proyección de demanda de EGESUR es consistente con la serie histórica debido a que conserva la estacionalidad, según los factores obtenidos y mantiene su tendencia.

Gráfico N° 6. Demanda histórica y proyectada de EGESUR
(Mar 2015 – Abr 2019)



Elaboración propia

Anexo 3

**Estimación de la Facturación por el Servicio de
Distribución de Gas Natural a los Operadores de
las Centrales Generadoras Beneficiadas en el
Periodo de Evaluación**



Estimación de la Facturación por el Servicio de Distribución de Gas Natural a los Operadores de las Centrales Generadoras Beneficiadas en el Periodo de Evaluación

En aplicación del numeral 5.3 del Procedimiento de Compensación y en concordancia con lo señalado en: i) El literal "e.3) Facturación del Servicio de Distribución (FSD)", de la Cláusula 14.2 del Contrato de Concesión; y, ii) la norma "Procedimiento de Facturación para la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica", aprobada mediante Resolución N° 286-2015-OS/CD; la facturación estimada de cada una de las Centrales Generadoras Beneficiadas en el Periodo de Evaluación se calcula a partir de las siguientes fórmulas:

$$FEMC_{j,g} = MCF * VMD_g + MCV * Vs_{j,g} \quad \dots(3.1)$$

$$FEMD_{j,g} = MDF * VMD_g + MDV * Vs_{j,g} \quad \dots(3.2)$$

Donde:

FEMC_{j,g}: Facturación estimada al Operador "g" de la Central Generadora Beneficiada, en el mes "j", por aplicación del Margen de Comercialización del Concesionario, vigente en el mes "j", expresado en dólares americanos (US\$)

FEMD_{j,g}: Facturación estimada al Operador "g" de la Central Generadora Beneficiada, en el mes "j", por aplicación del Margen de Distribución del Concesionario, vigente en el mes "j", expresado en dólares americanos (US\$)

Vs_{j,g}: Volumen estimado de gas natural consumido por el Operador "g" de la Central Generadora Beneficiada en el mes "j" (en m³), corregido a condiciones estándar.

VMD_g: Valor mínimo diario de venta estimado del Operador "g" de la Central Generadora Beneficiada, expresado en (m³/día) determinado como el mayor valor entre:

- i) El 50% de la capacidad reservada como Derecho de Conexión de la Central Generadora Beneficiada
- ii) El mínimo de la categoría asignada.
- iii) La suma de los Vs en los últimos seis meses (incluido el facturado), dividido entre el número de días del periodo (6 meses) de la Central Generadora Beneficiada.

1. Determinación del Valor mínimo diario (VMD) de venta estimado de cada Central Generadora Beneficiada

Para determinar el VMD de cada Central Generadora Beneficiada se debe tener en cuenta los criterios señalados en la leyenda de las fórmulas (3.1) y (3.2) del presente anexo.

En relación al criterio i) para determinar el VMD, resulta que el 50% de la capacidad reservada como Derecho de Conexión de cada Central Generadora Beneficiada, es la siguiente:

Empresa	Central Generadora Beneficiada	Capacidad Contratada en modalidad firme*	50% de la capacidad reservada como Derecho de Conexión
EGESUR	Central Térmica Independencia	130 000 m ³ /día	65 000 m ³ /día
EGASA	Central Térmica de Pisco	566 337 m ³ /día	283 168,5 m ³ /día

Fuente: Contrato de Servicio de Distribución de Gas Natural suscritos entre EGESUR y EGASA con CONTUGAS

Asimismo, en relación al criterio ii) para determinar el VMD, resulta que el volumen mínimo de la categoría de Generador Eléctrico en la Concesión de Distribución de Gas Natural en el departamento de Ica, es igual a 4 000 001 m³/mes, ello según literal a) de la Cláusula 14.2 del Contrato de Concesión. Por tanto, dicho volumen expresado en m³/día resulta de dividir el volumen antes citado entre 30,4 días, resultando en 131 579 m³/día.

Respecto al criterio iii) para determinar el VMD, los volúmenes de gas natural consumidos en los últimos seis meses son calculados a partir de los volúmenes históricos de gas natural consumidos en los últimos seis meses por las Centrales Térmicas de Pisco e Independencia, obtenidos del Cuadro N° 2. 1 y Cuadro N° 2. 2 del Anexo 2 del presente informe, respectivamente; y luego para cada mes del Periodo de Evaluación se calcula considerando también los volúmenes proyectados de gas natural, obtenidos del Cuadro N° 2. 7 y del Cuadro N° 2. 8 del Anexo 2 del presente informe, para el periodo comprendido de Mayo 2018 a Abril 2019.

Al final, el valor de VMD_g de cada Central Generadora Beneficiada por cada mes del Periodo de Evaluación, corresponde al volumen máximo diario resultante de los tres criterios antes citados, tal como se muestra en el Cuadro N° 3. 1.

Cuadro N° 3. 1. Valor Mínimo Diario de venta estimado de las Centrales Generadoras Beneficiadas

	Mes	Días	Central Térmica Independencia - EGESUR				Max (I, II, III)		Mes	Días	Central Térmica Pisco - EGASA				Max (I, II, III)	
			(I) 50% capacidad reservada (m ³ /día)	(II) Mínimo de la Categoría E (m ³ /día)	Volumenes, Vs (m ³ /mes)	(III) Suma de Vs de 6 meses anteriores / Nro días de 6 meses anteriores, incluye mes facturado (m ³ /día)					VMD (m ³ /día)	(I) 50% capacidad reservada (m ³ /día)	(II) Mínimo de la Categoría E (m ³ /día)	Volumenes, Vs (m ³ /mes)		
Datos Históricos	Dic-17	31		131 579	3 728 516			Dic-17	31		131 579	16 242 106				
	Ene-18	31		131 579	2 227 470			Ene-18	31		131 579	9 703 281				
	Feb-18	28		131 579	997 379			Feb-18	28		131 579	4 344 765				
Datos Proyectados	Mar-18	31		131 579	2 470 353			Mar-18	31		131 579	10 761 314				
	Abr-18	30		131 579	2 084 127			Abr-18	30		131 579	9 078 854				
	May-18	31	65 000	131 579	3 124 347	80 397	131 579	May-18	31	283 169	131 579	13 610 244	350 223	350 223		
	Jun-18	30	65 000	131 579	3 717 605	80 781	131 579	Jun-18	30	283 168,5	131 579	16 194 579	351 895	351 895		
	Jul-18	31	65 000	131 579	3 907 350	90 062	131 579	Jul-18	31	283 168,5	131 579	17 021 151	392 325	392 326		
	Ago-18	31	65 000	131 579	3 865 319	104 180	131 579	Ago-18	31	283 168,5	131 579	16 838 055	453 827	453 827		
	Set-18	30	65 000	131 579	2 598 110	105 447	131 579	Set-18	30	283 168,5	131 579	11 317 847	459 348	459 348		
	Oct-18	31	65 000	131 579	3 743 122	113 891	131 579	Oct-18	31	283 168,5	131 579	16 305 745	496 128	496 128		
	Nov-18	30	65 000	131 579	3 611 085	117 173	131 579	Nov-18	30	283 168,5	131 579	15 730 568	510 426	510 426		
	Dic-18	31	65 000	131 579	3 728 516	116 595	131 579	Dic-18	31	283 168,5	131 579	16 242 106	507 910	507 910		
	Ene-19	31	65 000	131 579	2 227 470	107 465	131 579	Ene-19	31	283 168,5	131 579	9 703 281	468 139	468 139		
	Feb-19	28	65 000	131 579	997 379	93 402	131 579	Feb-19	28	283 168,5	131 579	4 344 765	406 875	406 875		
	Mar-19	31	65 000	131 579	2 019 960	89 712	131 579	Mar-19	31	283 168,5	131 579	9 161 546	392 791	392 791		
	Abr-19	30	65 000	131 579	1 589 958	78 311	131 579	Abr-19	30	283 168,5	131 579	7 829 241	348 130	348 130		

2. Cálculo de la facturación estimada al Operador de la Central Generadora Beneficiada por aplicación del Margen de Comercialización (FEMC)

Conocidos el Margen de Comercialización Fijo (MCF) y el Margen de Comercialización Variable (MCV), obtenidos del Cuadro N° 1. 8 del Anexo 1 del presente informe, así como los valores mensuales de VMD y los volúmenes proyectados en el Periodo de Evaluación para cada Central Generadora Beneficiada, se procede a estimar la facturación que cada Operador de dichas centrales pagaría por el servicio de distribución por red de ductos en el Departamento de Ica. Para dicha estimación se aplica las formulas (3.1) y (3.2) del presente anexo.

En el Cuadro N° 3. 2 se muestra la estimación de la facturación para las empresas EGESUR y EGASA, por aplicación del Margen de Comercialización y del Margen de Distribución, ello por ser Operadores de las Centrales Térmica de Independencia y de Pisco, respectivamente, y por requerir el servicio de distribución de gas natural por red de ductos en el Departamento de Ica durante el Periodo de Evaluación.

Cuadro N° 3. 2. Facturación estimada por aplicación del Margen de Comercialización a ser pagada por EGESUR y EGASA en el Periodo de Evaluación, en valores nominales, en (US\$)

Mes	EGESUR					EGASA				
	Volumen Proyectado (m ³ / mes)	VMD (m ³ / día)	FEMC (US\$)	FEMD (US\$)	Facturación Estimada (US\$)	Volumen Proyectado (m ³ / mes)	VMD (m ³ / día)	FEMC (US\$)	FEMD (US\$)	Facturación Estimada (US\$)
May-18	3 124 347	131 579	26 915	181 231	208 146	13 610 244	350 223	109 978	740 409	850 387
Jun-18	3 717 605	131 579	31 211	210 145	241 357	16 194 579	351 895	128 748	866 732	995 479
Jul-18	3 907 350	131 579	32 585	219 393	251 978	17 021 151	392 326	136 051	915 915	1 051 966
Ago-18	3 865 319	131 579	32 281	217 345	249 626	16 838 055	453 827	136 731	920 526	1 057 257
Set-18	2 598 110	131 579	23 104	155 584	178 688	11 317 847	459 348	96 935	652 699	749 634
Oct-18	3 743 122	131 579	31 396	211 389	242 785	16 305 745	496 128	134 255	903 892	1 038 147
Nov-18	3 611 085	131 579	30 440	204 954	235 394	15 730 568	510 426	130 556	879 006	1 009 562
Dic-18	3 728 516	131 579	31 290	210 677	241 967	16 242 106	507 910	134 178	903 384	1 037 562
Ene-19	2 227 470	131 579	20 420	137 520	157 940	9 703 281	468 139	85 530	575 943	661 473
Feb-19	997 379	131 579	11 512	77 568	89 080	4 344 765	406 875	44 728	301 299	346 026
Mar-19	2 019 960	131 579	18 917	127 406	146 323	9 161 546	392 791	79 150	532 958	612 108
Abr-19	1 589 958	131 579	15 804	106 449	122 252	7 829 241	348 130	68 046	458 195	526 242
				Total	2 365 537				Total	9 935 844

FEMC: Facturación estimada por aplicación del Margen de Comercialización
 FEMD: Facturación estimada por aplicación del Margen de Distribución

Anexo 4
Montos transferidos por cada Agente
Recaudador de la Compensación hacia cada
Operador de las Centrales Generadoras
Beneficiadas, en el Periodo de Evaluación
Anterior



Transferencias por Compensación Ejecutada – Marzo 2017

N°	AGENTES RECAUDADORES DE LA COMPENSACIÓN	EGESUR (S/.)	EGASA (S/.)
1	ADINELSA	139,27	907,91
2	AGUAS Y ENERGIA PERU S.A.	743,71	4 848,13
3	COELVISAC	1 929,18	12 575,96
4	COMPAÑÍA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	5 797,37	37 791,90
5	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	1 915,89	12 489,30
6	EDELSA S.A.	7,90	51,53
7	EGASA	226,00	1 473,27
8	EGESUR	-	-
9	ELECTRICA SANTA ROSA S.A.C.	1 874,28	12 218,08
10	ELECTRICIDAD DEL PERU ELECTROPERU S.A.	27 064,67	176 429,10
11	ELECTRO DUNAS S.A.A.	6 637,46	43 268,26
12	ELECTRO ORIENTE S.A.	3 102,53	20 224,76
13	ELECTRO PANGO S.A.	22,83	148,84
14	ELECTRO PUNO S.A.A.	2 357,27	15 366,58
15	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	4 242,86	27 658,34
16	ELECTRO TOCACHE S.A.	167,93	1 094,70
17	ELECTRO UCAYALI S.A.	1 978,17	12 895,26
18	ELECTROCENTRO S.A.	6 362,09	41 473,17
19	ELECTRONOROESTE S.A.	9 219,22	60 098,23
20	ELECTRONORTE S.A.	5 742,09	37 431,52
21	ELECTROSUR S.A.	3 180,64	20 733,98
22	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S.A.	1 539,77	10 037,45
23	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SAN GABAN S.A.	1 687,06	10 997,61
24	EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	5 351,74	34 886,94
25	EMSEU S.A.C.	123,50	805,10
26	ENEL DISTRIBUCION PERU S.A.A. (antes EDELNOR S.A.A.)	59 884,68	390 376,08
27	ENEL GENERACION PERU S.A.A. (antes EDEGEL S.A.A.)	23 144,42	150 873,79
28	ENEL GENERACION PIURA (antes EMPRESA ELECTRICA DE PIURA S.A)	926,83	6 041,84
29	ENGIE ENERGÍA PERÚ (antes ENERSUR S.A.)	48 921,40	318 905,95
30	ESEMPAT S.A.C.	11,72	76,40
31	FENIX POWER PERU S.A.	430,56	2 806,72
32	HIDRANDINA S.A	14 167,71	92 356,89
33	HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.	862,58	5 622,96
34	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	-	-
35	KALLPA GENERACION S.A.	22 485,30	146 577,03
36	LUZ DEL SUR S.A.A.	60 012,38	391 208,51
37	PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOHIC	209,02	1 362,56
38	SDF ENERGÍA S.A.C.	474,75	3 094,83
39	SERVICIOS ELÉCTRICOS RIOJA S.A	79,20	516,28
40	SHOUGANG GENERACION ELECTRICA S.A.A.	3 500,57	22 819,53
41	SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	8 202,54	53 470,70
42	STATKRAFT PERU S.A.	6 751,17	44 009,53
43	TERMOCHILCA S.A.	2 789,70	18 185,47
44	TERMOSELVA S.R.L.	1 079,34	7 035,98
TOTAL (S/.):		345 347,30	2 251 246,97

Ver Nota

Ver Nota

Nota: Los valores consignados para EGESUR incluyen el reajuste realizado a fin que se cumplan las proporciones de distribución de los montos a transferir por cada Agente Recaudador de la Compensación, ello según el artículo 2° de la Resolución N° 087-2016-OS/CD: 13,3% para EGESUR y 86,7% para EGASA. Las diferencias entre estos valores y lo reportado por EGESUR se muestran en el Anexo 5 del presente informe.

Transferencias por Compensación Ejecutada – Abril 2017

N°	AGENTES RECAUDADORES DE LA COMPENSACIÓN	EGESUR (S./.)	EGASA (S./.)
1	ADINELSA	118,28	771,01
2	AGUAS Y ENERGIA PERU S.A.	727,50	4 742,45
3	COELVISAC	1 835,29	11 963,87
4	COMPAÑÍA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	5 251,39	34 232,72
5	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	2 126,00	13 858,95
6	EDELSA S.A.	9,37	61,09
7	EGASA	220,91	1 440,06
8	EGESUR	-	-
9	ELECTRICA SANTA ROSA S.A.C.	3 910,79	25 493,65
10	ELECTRICIDAD DEL PERU ELECTROPERU S.A.	29 842,63	194 538,03
11	ELECTRO DUNAS S.A.A.	6 132,43	39 976,07
12	ELECTRO ORIENTE S.A.	3 044,24	19 844,78
13	ELECTRO PANGO S.A.	23,36	152,27
14	ELECTRO PUNO S.A.A.	2 708,17	17 654,04
15	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	4 514,82	29 431,25
16	ELECTRO TOCACHE S.A.	167,28	1 090,48
17	ELECTRO UCAYALI S.A.	1 913,14	12 471,39
18	ELECTROCENTRO S.A.	6 300,23	41 069,94
19	ELECTRONOROESTE S.A	8 772,18	57 184,09
20	ELECTRONORTE S.A.	5 464,49	35 621,88
21	ELECTROSUR S.A.	2 928,57	19 090,77
22	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S.A.	1 441,68	9 398,00
23	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SAN GABAN S.A.	1 626,28	10 601,36
24	EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	4 663,51	30 400,50
25	EMSEU S.A.C.	109,04	710,78
26	ENEL DISTRIBUCION PERU S.A.A. (antes EDELNOR S.A.A.)	55 245,79	360 136,11
27	ENEL GENERACION PERU S.A.A. (antes EDEGEL S.A.A.)	23 578,25	153 701,82
28	ENEL GENERACION PIURA (antes EMPRESA ELECTRICA DE PIURA S.A)	963,96	6 283,83
29	ENGIE ENERGÍA PERÚ (antes ENERSUR S.A.)	44 342,18	289 057,64
30	ESEMPAT S.A.C.	13,37	87,17
31	FENIX POWER PERU S.A.	415,99	2 711,73
32	HIDRANDINA S.A	13 158,01	85 774,39
33	HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.	838,01	5 462,85
34	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	-	-
35	KALLPA GENERACION S.A.	24 711,33	161 088,14
36	LUZ DEL SUR S.A.A.	59 845,38	390 119,85
37	PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC	221,68	1 445,06
38	SDF ENERGÍA S.A.C.	448,65	2 924,68
39	SERVICIOS ELÉCTRICOS RIOJA S.A	77,40	504,58
40	SHOUGANG GENERACION ELECTRICA S.A.A.	3 340,47	21 775,84
41	SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	7 785,89	50 754,62
42	STATKRAFT PERU S.A.	6 840,34	44 590,82
43	TERMOCHILCA S.A.	2 491,20	16 239,58
44	TERMOSELVA S.R.L.	901,99	5 879,91
TOTAL (S./.):		339 071,47	2 210 338,05

Transferencias por Compensación Ejecutada – Mayo 2017

N°	AGENTES RECAUDADORES DE LA COMPENSACIÓN	EGESUR (S/.)	EGASA (S/.)
1	ADINELSA	224,59	592,08
2	AGUAS Y ENERGIA PERU S.A.	1 352,50	3 565,69
3	COELVISAC	3 225,81	8 504,41
4	COMPAÑÍA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	9 665,05	25 480,58
5	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	4 199,15	11 070,49
6	EDELSA S.A.	17,05	44,95
7	EGASA	430,15	1 134,02
8	EGESUR	13,89	36,62
9	ELECTRICA SANTA ROSA S.A.C.	3 798,34	10 013,81
10	ELECTRICIDAD DEL PERU ELECTROPERU S.A.	62 609,91	165 062,48
11	ELECTRO DUNAS S.A.A.	11 153,93	29 405,80
12	ELECTRO ORIENTE S.A.	5 897,56	15 548,12
13	ELECTRO PANGO S.A.	47,27	124,62
14	ELECTRO PUNO S.A.A.	4 910,77	12 946,57
15	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	8 618,00	22 720,18
16	ELECTRO TOCACHE S.A.	369,05	972,95
17	ELECTRO UCAYALI S.A.	3 743,75	9 869,89
18	ELECTROCENTRO S.A.	12 095,24	31 887,45
19	ELECTRONOROESTE S.A	17 067,80	44 996,93
20	ELECTRONORTE S.A.	10 075,16	26 561,80
21	ELECTROSUR S.A.	5 323,58	14 034,89
22	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S.A.	3 138,10	8 273,18
23	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SAN GABAN S.A.	3 453,63	9 105,04
24	EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	9 224,13	24 318,16
25	EMSEU S.A.C.	225,50	594,50
26	ENEL DISTRIBUCION PERU S.A.A. (antes EDELNOR S.A.A.)	102 431,83	270 047,55
27	ENEL GENERACION PERU S.A.A. (antes EDEGEL S.A.A.)	50 564,19	133 305,62
28	ENEL GENERACION PIURA (antes EMPRESA ELECTRICA DE PIURA S.A)	1 658,20	4 371,62
29	ENGIE ENERGÍA PERÚ (antes ENERSUR S.A.)	75 742,67	199 685,23
30	ESEMPAT S.A.C.	26,55	69,99
31	FENIX POWER PERU S.A.	755,68	1 992,24
32	HIDRANDINA S.A	26 749,18	70 521,02
33	HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.	1 610,11	4 244,84
34	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	-	-
35	KALLPA GENERACION S.A.	55 777,00	147 048,43
36	LUZ DEL SUR S.A.A.	105 618,08	278 447,68
37	PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC	400,00	1 054,55
38	SDF ENERGÍA S.A.C.	1 594,43	4 203,51
39	SERVICIOS ELÉCTRICOS RIOJA S.A	152,76	402,73
40	SHOUGANG GENERACION ELECTRICA S.A.A.	6 712,03	17 695,35
41	SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	14 594,69	38 476,92
42	STATKRAFT PERU S.A.	12 565,76	33 127,92
43	TERMOCHILCA S.A.	5 431,50	14 319,43
44	TERMOSELVA S.R.L.	1 884,75	4 968,88
TOTAL (S/.):		645 149,32	1 700 848,72

Ver Nota

Nota: Los valores consignados para EGESUR incluyen el reajuste realizado a fin que se cumplan las proporciones de distribución de los montos a transferir por cada Agente Recaudador de la Compensación, ello según el artículo 2° de la Resolución N° 068-2017-OS/CD: 27,5% para EGESUR y 72,5% para EGASA. Las diferencias entre estos valores y lo reportado por EGESUR se muestran en el Anexo 5 del presente informe.

Transferencias por Compensación Ejecutada – Junio 2017

N°	AGENTES RECAUDADORES DE LA COMPENSACIÓN	EGESUR (S/.)	EGASA (S/.)
1	ADINELSA	213,88	563,88
2	AGUAS Y ENERGIA PERU S.A.	-	-
3	COELVISAC	3 223,33	8 497,87
4	COMPAÑÍA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	9 383,55	24 738,44
5	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	3 678,41	9 697,61
6	EDELSA S.A.	16,59	43,73
7	EGASA	450,78	1 188,42
8	EGESUR	17,88	47,13
9	ELECTRICA SANTA ROSA S.A.C.	3 729,16	9 831,42
10	ELECTRICIDAD DEL PERU ELECTROPERU S.A.	62 409,08	164 533,02
11	ELECTRO DUNAS S.A.A.	10 017,03	26 408,54
12	ELECTRO ORIENTE S.A.	5 762,63	15 192,40
13	ELECTRO PANGO S.A.	45,59	120,19
14	ELECTRO PUNO S.A.A.	5 209,02	13 732,87
15	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	8 587,56	22 639,92
16	ELECTRO TOCACHE S.A.	367,32	968,38
17	ELECTRO UCAYALI S.A.	3 553,08	9 367,21
18	ELECTROCENTRO S.A.	12 129,35	31 977,37
19	ELECTRONOROESTE S.A	15 872,49	41 845,65
20	ELECTRONORTE S.A.	9 869,84	26 020,49
21	ELECTROSUR S.A.	5 131,55	13 528,63
22	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S.A.	2 988,38	7 878,44
23	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SAN GABAN S.A.	3 156,86	8 322,64
24	EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	8 917,50	23 509,78
25	EMSEU S.A.C.	234,65	618,62
26	ENEL DISTRIBUCION PERU S.A.A. (antes EDELNOR S.A.A.)	96 734,08	255 026,21
27	ENEL GENERACION PERU S.A.A. (antes EDEGEL S.A.A.)	48 759,27	128 547,25
28	ENEL GENERACION PIURA (antes EMPRESA ELECTRICA DE PIURA S.A)	1 815,00	4 784,99
29	ENGIE ENERGÍA PERÚ (antes ENERSUR S.A.)	77 265,65	203 700,34
30	ESEMPAT S.A.C.	23,01	60,66
31	FENIX POWER PERU S.A.	761,82	2 008,43
32	HIDRANDINA S.A	24 355,68	64 210,44
33	HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.	1 552,97	4 094,20
34	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	-	-
35	KALLPA GENERACION S.A.	53 695,98	141 562,13
36	LUZ DEL SUR S.A.A.	103 154,63	271 953,11
37	PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC	360,02	949,14
38	SDF ENERGÍA S.A.C.	1 365,53	3 600,04
39	SERVICIOS ELÉCTRICOS RIOJA S.A	152,12	401,05
40	SHOUGANG GENERACION ELECTRICA S.A.A.	6 526,47	17 206,15
41	SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	14 446,44	38 086,07
42	STATKRAFT PERU S.A.	12 218,56	32 212,56
43	TERMOCHILCA S.A.	5 282,61	13 926,87
44	TERMOSELVA S.R.L.	1 830,05	4 824,69
	TOTAL (S/.):	625 265,40	1 648 426,98

Transferencias por Compensación Ejecutada – Julio 2017

N°	AGENTES RECAUDADORES DE LA COMPENSACIÓN	EGESUR (S/.)	EGASA (S/.)
1	ADINELSA	219,22	577,94
2	AGUAS Y ENERGIA PERU S.A.	-	-
3	COELVISAC	3 200,68	8 438,15
4	COMPAÑÍA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	9 336,11	24 613,38
5	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	3 582,16	9 443,87
6	EDELSA S.A.	17,05	44,94
7	EGASA	390,98	1 030,73
8	EGESUR	17,87	47,12
9	ELECTRICA SANTA ROSA S.A.C.	3 724,91	9 820,23
10	ELECTRICIDAD DEL PERU ELECTROPERU S.A.	67 283,28	177 383,19
11	ELECTRO DUNAS S.A.A.	9 855,92	25 983,78
12	ELECTRO ORIENTE S.A.	5 823,17	15 352,00
13	ELECTRO PANGO S.A.	42,19	111,24
14	ELECTRO PUNO S.A.A.	5 224,92	13 774,80
15	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	8 420,90	22 200,53
16	ELECTRO TOCACHE S.A.	332,67	877,04
17	ELECTRO UCAYALI S.A.	3 602,64	9 497,87
18	ELECTROCENTRO S.A.	12 246,87	32 287,19
19	ELECTRONOROESTE S.A	14 698,98	38 751,85
20	ELECTRONORTE S.A.	10 147,23	26 751,78
21	ELECTROSUR S.A.	5 264,08	13 878,04
22	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S.A.	3 192,61	8 416,87
23	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SAN GABAN S.A.	2 896,95	7 637,43
24	EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	9 451,24	24 916,92
25	EMSEU S.A.C.	232,26	612,32
26	ENEL DISTRIBUCION PERU S.A.A. (antes EDELNOR S.A.A.)	93 290,43	245 947,50
27	ENEL GENERACION PERU S.A.A. (antes EDEGEL S.A.A.)	51 937,86	136 927,07
28	ENEL GENERACION PIURA (antes EMPRESA ELECTRICA DE PIURA S.A)	1 819,98	4 798,12
29	ENGIE ENERGÍA PERÚ (antes ENERSUR S.A.)	76 916,65	202 780,27
30	ESEMPAT S.A.C.	18,76	49,45
31	FENIX POWER PERU S.A.	852,53	2 247,57
32	HIDRANDINA S.A	23 715,05	62 521,48
33	HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.	1 586,85	4 183,50
34	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	-	-
35	KALLPA GENERACION S.A.	53 467,07	140 958,67
36	LUZ DEL SUR S.A.A.	96 945,31	255 583,09
37	PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC	313,66	826,92
38	SDF ENERGÍA S.A.C.	1 454,33	3 834,14
39	SERVICIOS ELÉCTRICOS RIOJA S.A	153,52	404,73
40	SHOUGANG GENERACION ELECTRICA S.A.A.	6 859,20	18 083,33
41	SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	15 281,97	40 288,84
42	STATKRAFT PERU S.A.	12 995,09	34 259,15
43	TERMOCHILCA S.A.	5 422,47	14 295,60
44	TERMOSELVA S.R.L.	1 727,34	4 553,89
	TOTAL (S/.):	623 962,96	1 644 992,53

Ver Nota

Nota: Los valores consignados para EGESUR incluyen el reajuste realizado a fin que se cumplan las proporciones de distribución de los montos a transferir por cada Agente Recaudador de la Compensación, ello según el artículo 2° de la Resolución N° 068-2017-OS/CD: 27,5% para EGESUR y 72,5% para EGASA. Las diferencias entre estos valores y lo reportado por EGESUR se muestran en el Anexo 5 del presente informe.

Transferencias por Compensación Ejecutada – Agosto 2017

N°	AGENTES RECAUDADORES DE LA COMPENSACIÓN	EGESUR (S/.)	EGASA (S/.)
1	ADINELSA	277,41	731,35
2	AGUAS Y ENERGIA PERU S.A.	-	-
3	COELVISAC	3 330,09	8 779,33
4	COMPAÑÍA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	10 724,21	28 272,92
5	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	4 013,41	10 580,80
6	EDELSA S.A.	17,30	45,60
7	EGASA	418,02	1 102,05
8	EGESUR	16,76	44,19
9	ELECTRICA SANTA ROSA S.A.C.	4 083,22	10 764,86
10	ELECTRICIDAD DEL PERU ELECTROPERU S.A.	69 825,90	184 086,49
11	ELECTRO DUNAS S.A.A.	10 528,90	27 758,01
12	ELECTRO ORIENTE S.A.	6 477,85	17 077,97
13	ELECTRO PANGO S.A.	49,25	129,83
14	ELECTRO PUNO S.A.A.	5 287,86	13 940,72
15	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	9 140,48	24 097,62
16	ELECTRO TOCACHE S.A.	385,78	1 017,05
17	ELECTRO UCAYALI S.A.	4 062,05	10 709,05
18	ELECTROCENTRO S.A.	12 937,78	34 108,68
19	ELECTRONOROESTE S.A	15 163,43	39 976,32
20	ELECTRONORTE S.A.	10 943,87	28 852,03
21	ELECTROSUR S.A.	5 505,10	14 513,44
22	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S.A.	3 056,08	8 056,94
23	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SAN GABAN S.A.	2 841,02	7 489,96
24	EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	10 240,79	26 998,43
25	EMSEU S.A.C.	253,67	668,77
26	ENEL DISTRIBUCION PERU S.A.A. (antes EDELNOR S.A.A.)	96 957,93	255 616,37
27	ENEL GENERACION PERU S.A.A. (antes EDEGEL S.A.A.)	52 318,95	137 931,71
28	ENEL GENERACION PIURA (antes EMPRESA ELECTRICA DE PIURA S.A)	1 665,04	4 389,66
29	ENGIE ENERGÍA PERÚ (antes ENERSUR S.A.)	82 486,05	217 463,23
30	ESEMPAT S.A.C.	21,58	56,89
31	FENIX POWER PERU S.A.	931,65	2 456,17
32	HIDRANDINA S.A	24 540,94	64 698,85
33	HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.	1 677,82	4 423,35
34	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	-	-
35	KALLPA GENERACION S.A.	57 951,35	152 780,82
36	LUZ DEL SUR S.A.A.	102 182,71	269 390,78
37	PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC	331,25	873,29
38	SDF ENERGÍA S.A.C.	1 472,51	3 882,06
39	SERVICIOS ELÉCTRICOS RIOJA S.A	158,92	418,98
40	SHOUGANG GENERACION ELECTRICA S.A.A.	7 052,20	18 592,17
41	SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	14 920,25	39 335,19
42	STATKRAFT PERU S.A.	13 438,80	35 429,56
43	TERMOCHILCA S.A.	5 758,38	15 181,17
44	TERMOSELVA S.R.L.	1 805,89	4 761,00
	TOTAL (S/.):	655 252,45	1 727 483,66

Transferencias por Compensación Ejecutada – Setiembre 2017

N°	AGENTES RECAUDADORES DE LA COMPENSACIÓN	EGESUR (S/.)	EGASA (S/.)
1	ADINELSA	269,93	711,64
2	AGUAS Y ENERGIA PERU S.A.	-	-
3	COELVISAC	3 382,46	8 917,39
4	COMPAÑÍA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	11 411,47	30 084,79
5	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	3 970,18	10 466,83
6	EDELSA S.A.	19,21	50,65
7	EGASA	444,97	1 173,10
8	EGESUR	10,88	28,30
9	ELECTRICA SANTA ROSA S.A.C.	4 100,37	10 810,06
10	ELECTRICIDAD DEL PERU ELECTROPERU S.A.	66 255,76	174 674,27
11	ELECTRO DUNAS S.A.A.	11 324,39	29 855,22
12	ELECTRO ORIENTE S.A.	6 389,63	16 845,39
13	ELECTRO PANGOYA S.A.	48,47	127,79
14	ELECTRO PUNO S.A.A.	5 362,84	14 138,41
15	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	9 229,62	24 332,62
16	ELECTRO TOCACHE S.A.	399,73	1 053,84
17	ELECTRO UCAYALI S.A.	3 938,67	10 383,77
18	ELECTROCENTRO S.A.	12 847,67	33 871,13
19	ELECTRONOROESTE S.A	14 912,04	39 313,56
20	ELECTRONORTE S.A.	10 737,44	28 307,79
21	ELECTROSUR S.A.	5 417,96	14 283,71
22	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S.A.	3 267,38	8 614,01
23	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SAN GABAN S.A.	2 634,97	6 946,74
24	EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	9 955,81	26 247,13
25	EMSEU S.A.C.	240,87	635,03
26	ENEL DISTRIBUCION PERU S.A.A. (antes EDELNOR S.A.A.)	102 154,67	269 316,87
27	ENEL GENERACION PERU S.A.A. (antes EDEGEL S.A.A.)	69 105,23	182 186,49
28	ENEL GENERACION PIURA (antes EMPRESA ELECTRICA DE PIURA S.A)	1 624,46	4 282,67
29	ENGIE ENERGÍA PERÚ (antes ENERSUR S.A.)	61 323,28	161 670,46
30	ESEMPAT S.A.C.	22,87	60,30
31	FENIX POWER PERU S.A.	902,77	2 380,02
32	HIDRANDINA S.A	24 207,53	63 819,87
33	HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.	1 944,22	5 125,66
34	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	-	-
35	KALLPA GENERACION S.A.	55 734,75	146 937,03
36	LUZ DEL SUR S.A.A.	104 763,32	276 194,21
37	PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC	351,11	925,64
38	SDF ENERGÍA S.A.C.	1 199,70	3 162,83
39	SERVICIOS ELÉCTRICOS RIOJA S.A	154,48	407,25
40	SHOUGANG GENERACION ELECTRICA S.A.A.	6 642,26	17 511,40
41	SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	14 609,42	38 515,75
42	STATKRAFT PERU S.A.	13 490,46	35 565,76
43	TERMOCHILCA S.A.	5 890,09	15 528,43
44	TERMOSELVA S.R.L.	1 821,55	4 802,27
	TOTAL (S/.):	652 514,89	1 720 266,08

Transferencias por Compensación Ejecutada – Octubre 2017

N°	AGENTES RECAUDADORES DE LA COMPENSACIÓN	EGESUR (S./)	EGASA (S./)
1	ADINELSA	271,72	716,37
2	AGUAS Y ENERGIA PERU S.A.	-	-
3	COELVISAC	3 770,71	9 940,96
4	COMPAÑIA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	14 184,55	37 395,64
5	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	4 380,52	11 548,66
6	EDELSA S.A.	17,78	46,88
7	EGASA	472,56	1 245,85
8	EGESUR	10,92	28,78
9	ELECTRICA SANTA ROSA S.A.C.	4 323,25	11 397,67
10	ELECTRICIDAD DEL PERU ELECTROPERU S.A.	68 405,45	180 341,66
11	ELECTRO DUNAS S.A.A.	12 084,48	31 859,08
12	ELECTRO ORIENTE S.A.	6 763,17	17 830,18
13	ELECTRO PANGO S.A.	48,91	128,96
14	ELECTRO PUNO S.A.A.	5 289,99	13 946,34
15	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	9 178,32	24 197,37
16	ELECTRO TOCACHE S.A.	360,37	950,07
17	ELECTRO UCAYALI S.A.	4 164,23	10 978,43
18	ELECTROCENTRO S.A.	13 247,58	34 925,45
19	ELECTRONOROESTE S.A.	16 042,38	42 293,55
20	ELECTRONORTE S.A.	11 071,02	29 187,23
21	ELECTROSUR S.A.	5 655,93	14 911,10
22	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S.A.	2 458,50	6 481,51
23	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SAN GABAN S.A.	580,79	1 531,19
24	EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	9 627,43	25 381,41
25	EMSEU S.A.C.	266,96	703,80
26	ENEL DISTRIBUCION PERU S.A.A. (antes EDELNOR S.A.A.)	101 759,79	268 275,80
27	ENEL GENERACION PERU S.A.A. (antes EDEGEL S.A.A.)	72 797,50	191 920,70
28	ENEL GENERACION PIURA (antes EMPRESA ELECTRICA DE PIURA S.A)	1 657,31	4 369,26
29	ENGIE ENERGÍA PERÚ (antes ENERSUR S.A.)	64 043,43	168 841,78
30	ESEMPAT S.A.C.	24,93	65,71
31	FENIX POWER PERU S.A.	883,96	2 330,43
32	HIDRANDINA S.A	25 287,94	66 668,22
33	HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.	2 065,16	5 444,50
34	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	-	-
35	KALLPA GENERACION S.A.	57 326,60	151 133,80
36	LUZ DEL SUR S.A.A.	104 805,87	276 306,38
37	PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC	388,42	1 024,02
38	SDF ENERGÍA S.A.C.	1 134,45	2 990,82
39	SERVICIOS ELÉCTRICOS RIOJA S.A	160,97	424,39
40	SHOUGANG GENERACION ELECTRICA S.A.A.	3 169,40	8 355,70
41	SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	16 066,76	42 357,82
42	STATKRAFT PERU S.A.	13 999,56	36 907,92
43	TERMOCHILCA S.A.	6 005,02	15 831,42
44	TERMOSELVA S.R.L.	1 881,02	4 959,07
	TOTAL (S./):	666 135,61	1 756 175,88

Transferencias por Compensación Ejecutada – Noviembre 2017

N°	AGENTES RECAUDADORES DE LA COMPENSACIÓN	EGESUR (S/.)	EGASA (S/.)
1	ADINELSA	308,99	814,62
2	AGUAS Y ENERGIA PERU S.A.	-	-
3	COELVISAC	4 890,29	12 892,59
4	COMPAÑIA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	14 052,36	37 047,13
5	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	4 260,79	11 232,98
6	EDELSA S.A.	22,97	60,55
7	EGASA	518,15	1 366,04
8	EGESUR	49,78	131,23
9	ELECTRICA SANTA ROSA S.A.C.	5 110,34	13 472,72
10	ELECTRICIDAD DEL PERU ELECTROPERU S.A.	70 208,74	185 095,75
11	ELECTRO DUNAS S.A.A.	13 035,11	34 365,29
12	ELECTRO ORIENTE S.A.	7 461,01	19 669,94
13	ELECTRO PANGO S.A.	52,57	138,61
14	ELECTRO PUNO S.A.A.	6 114,46	16 119,96
15	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	10 639,74	28 050,21
16	ELECTRO TOCACHE S.A.	462,71	1 219,87
17	ELECTRO UCAYALI S.A.	4 429,79	11 678,54
18	ELECTROCENTRO S.A.	14 698,94	38 751,76
19	ELECTRONOROESTE S.A.	18 484,88	48 732,88
20	ELECTRONORTE S.A.	12 343,99	32 543,25
21	ELECTROSUR S.A.	6 359,44	16 765,80
22	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S.A.	1 693,50	4 464,68
23	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SAN GABAN S.A.	717,67	1 892,03
24	EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	11 079,79	29 210,35
25	EMSEU S.A.C.	295,18	778,20
26	ENEL DISTRIBUCION PERU S.A.A. (antes EDELNOR S.A.A.)	116 632,71	307 485,35
27	ENEL GENERACION PERU S.A.A. (antes EDEGEL S.A.A.)	79 602,01	209 859,14
28	ENEL GENERACION PIURA (antes EMPRESA ELECTRICA DE PIURA S.A)	1 854,40	4 888,86
29	ENGIE ENERGÍA PERÚ (antes ENERSUR S.A.)	71 392,60	188 216,86
30	ESEMPAT S.A.C.	27,18	71,65
31	FENIX POWER PERU S.A.	1 023,21	2 697,55
32	HIDRANDINA S.A	28 557,50	75 287,95
33	HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.	2 256,30	5 948,42
34	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	-	-
35	KALLPA GENERACION S.A.	64 315,77	169 559,75
36	LUZ DEL SUR S.A.A.	120 392,43	317 398,20
37	PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC	482,96	1 273,26
38	SDF ENERGÍA S.A.C.	1 204,63	3 175,84
39	SERVICIOS ELÉCTRICOS RIOJA S.A	180,35	475,47
40	SHOUGANG GENERACION ELECTRICA S.A.A.	7 866,57	20 739,14
41	SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	17 528,65	46 211,90
42	STATKRAFT PERU S.A.	15 541,13	40 972,07
43	TERMOCHILCA S.A.	6 797,62	17 921,01
44	TERMOSELVA S.R.L.	2 044,50	5 390,06
TOTAL (S/.):		744 991,71	1 964 067,46

Ver Nota
Ver Nota

Nota: Los valores consignados para EGESUR incluyen el reajuste realizado a fin que se cumplan las proporciones de distribución de los montos a transferir por cada Agente Recaudador de la Compensación, ello según el artículo 2° de la Resolución N° 068-2017-OS/CD: 27,5% para EGESUR y 72,5% para EGASA. Las diferencias entre estos valores y lo reportado por EGESUR se muestran en el Anexo 5 del presente informe.

Transferencias por Compensación Ejecutada – Diciembre 2017

N°	AGENTES RECAUDADORES DE LA COMPENSACIÓN	EGESUR (S/.)	EGASA (S/.)
1	ADINELSA	394,86	1 041,00
2	AGUAS Y ENERGIA PERU S.A.	-	-
3	COELVISAC	4 855,73	12 801,48
4	COMPAÑÍA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	13 906,63	36 662,93
5	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	4 800,95	12 657,06
6	EDELSA S.A.	20,28	53,46
7	EGASA	503,91	1 328,50
8	EGESUR	65,51	172,71
9	ELECTRICA SANTA ROSA S.A.C.	5 385,46	14 198,03
10	ELECTRICIDAD DEL PERU ELECTROPERU S.A.	74 620,65	196 727,16
11	ELECTRO DUNAS S.A.A.	13 538,40	35 692,13
12	ELECTRO ORIENTE S.A.	7 634,81	20 128,14
13	ELECTRO PANGO S.A.	56,98	150,23
14	ELECTRO PUNO S.A.A.	6 068,80	15 999,55
15	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	10 542,85	27 794,80
16	ELECTRO TOCACHE S.A.	486,15	1 281,68
17	ELECTRO UCAYALI S.A.	4 641,47	12 236,59
18	ELECTROCENTRO S.A.	15 119,03	39 859,26
19	ELECTRONOROESTE S.A	20 829,06	54 912,99
20	ELECTRONORTE S.A.	13 188,79	34 770,46
21	ELECTROSUR S.A.	6 861,92	18 090,53
22	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S.A.	3 791,44	9 995,60
23	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SAN GABAN S.A.	609,62	1 607,36
24	EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	11 673,59	30 775,82
25	EMSEU S.A.C.	288,07	759,45
26	ENEL DISTRIBUCION PERU S.A.A. (antes EDELNOR S.A.A.)	114 661,15	302 288,47
27	ENEL GENERACION PERU S.A.A. (antes EDEGEL S.A.A.)	86 847,52	228 961,57
28	ENEL GENERACION PIURA (antes EMPRESA ELECTRICA DE PIURA S.A)	2 115,98	5 578,50
29	ENGIE ENERGÍA PERÚ (antes ENERSUR S.A.)	75 053,28	197 867,73
30	ESEMPAT S.A.C.	30,04	79,19
31	FENIX POWER PERU S.A.	1 017,23	2 681,78
32	HIDRANDINA S.A	30 455,57	80 291,97
33	HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.	2 381,24	6 277,83
34	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	-	-
35	KALLPA GENERACION S.A.	66 971,98	176 563,19
36	LUZ DEL SUR S.A.A.	118 865,97	313 373,92
37	PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC	542,31	1 429,74
38	SDF ENERGÍA S.A.C.	1 028,04	2 710,29
39	SERVICIOS ELÉCTRICOS RIOJA S.A	188,54	497,06
40	SHOUGANG GENERACION ELECTRICA S.A.A.	8 188,01	21 586,59
41	SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	18 614,22	49 073,85
42	STATKRAFT PERU S.A.	15 973,45	42 111,83
43	TERMOCHILCA S.A.	6 757,24	17 814,55
44	TERMOSELVA S.R.L.	2 013,41	5 308,08
	TOTAL (S/.):	771 590,14	2 034 193,06

Transferencias por Compensación Ejecutada – Enero 2018

N°	AGENTES RECAUDADORES DE LA COMPENSACIÓN	EGESUR (S/.)	EGASA (S/.)
1	ADINELSA	392,92	1 035,89
2	AGUAS Y ENERGIA PERU S.A.	-	-
3	COELVISAC	4 969,50	13 101,42
4	COMPAÑÍA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	12 039,74	31 741,13
5	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	4 722,61	12 450,51
6	EDELSA S.A.	22,63	59,67
7	EGASA	572,16	1 508,42
8	EGESUR	124,54	328,33
9	ELECTRICA SANTA ROSA S.A.C.	5 408,29	14 258,22
10	ELECTRICIDAD DEL PERU ELECTROPERU S.A.	64 118,70	169 040,21
11	ELECTRO DUNAS S.A.A.	13 784,36	36 340,59
12	ELECTRO ORIENTE S.A.	7 211,30	19 011,61
13	ELECTRO PANGO S.A.	55,01	145,02
14	ELECTRO PUNO S.A.A.	6 083,49	16 038,28
15	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	10 315,95	27 196,58
16	ELECTRO TOCACHE S.A.	434,58	1 145,71
17	ELECTRO UCAYALI S.A.	4 513,89	11 900,27
18	ELECTROCENTRO S.A.	14 706,96	38 772,90
19	ELECTRONOROESTE S.A	21 887,23	57 702,71
20	ELECTRONORTE S.A.	13 696,36	36 108,59
21	ELECTROSUR S.A.	7 052,63	18 593,30
22	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S.A.	3 886,64	10 246,60
23	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SAN GABAN S.A.	2 972,78	7 837,32
24	EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	11 473,98	30 249,58
25	EMSEU S.A.C.	272,07	717,26
26	ENEL DISTRIBUCION PERU S.A.A. (antes EDELNOR S.A.A.)	122 508,63	322 977,28
27	ENEL GENERACION PERU S.A.A. (antes EDEGEL S.A.A.)	87 658,51	231 099,75
28	ENEL GENERACION PIURA (antes EMPRESA ELECTRICA DE PIURA S.A)	1 873,41	4 939,00
29	ENGIE ENERGÍA PERÚ (antes ENERSUR S.A.)	89 524,08	236 018,04
30	ESEMPAT S.A.C.	33,97	89,56
31	FENIX POWER PERU S.A.	940,79	2 480,27
32	HIDRANDINA S.A	31 816,28	83 879,29
33	HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.	929,82	2 451,35
34	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	-	-
35	KALLPA GENERACION S.A.	67 219,91	177 216,07
36	LUZ DEL SUR S.A.A.	125 792,81	331 635,59
37	PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC	554,61	1 462,14
38	SDF ENERGÍA S.A.C.	1 034,84	2 728,23
39	SERVICIOS ELÉCTRICOS RIOJA S.A	185,92	490,16
40	SHOUGANG GENERACION ELECTRICA S.A.A.	8 122,36	21 413,49
41	SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	18 175,29	47 916,68
42	STATKRAFT PERU S.A.	10 399,56	27 417,03
43	TERMOCHILCA S.A.	6 617,17	17 445,27
44	TERMOSELVA S.R.L.	450,55	1 187,83
	TOTAL (S/.):	784 556,83	2 068 377,15

Transferencias por Compensación Ejecutada – Febrero 2018

N°	AGENTES RECAUDADORES DE LA COMPENSACIÓN	EGESUR (S/-)	EGASA (S/-)
1	ADINELSA	9 765,92	25 746,52
2	AGUAS Y ENERGIA PERU S.A.	-	-
3	COELVISAC	601,77	1 586,48
4	COMPAÑÍA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	15 888,25	41 887,20
5	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	544,09	1 434,42
6	EDELSA S.A.	2 594,15	6 839,12
7	EGASA	792,28	2 088,74
8	EGESUR	135,73	357,84
9	ELECTRICA SANTA ROSA S.A.C.	7 488,97	19 743,65
10	ELECTRICIDAD DEL PERU ELECTROPERU S.A.	88 786,47	234 073,42
11	ELECTRO DUNAS S.A.A.	6 539,49	17 240,47
12	ELECTRO ORIENTE S.A.	9 985,63	26 325,75
13	ELECTRO PANGOYA S.A.	19 087,49	50 321,56
14	ELECTRO PUNO S.A.A.	8 423,93	22 208,54
15	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	14 284,71	37 659,69
16	ELECTRO TOCACHE S.A.	44 056,65	116 149,35
17	ELECTRO UCAYALI S.A.	6 250,48	16 478,54
18	ELECTROCENTRO S.A.	20 365,03	53 689,62
19	ELECTRONOROESTE S.A	30 307,70	79 902,12
20	ELECTRONORTE S.A.	18 965,63	50 000,30
21	ELECTROSUR S.A.	1 287,54	3 394,42
22	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S.A.	5 381,91	14 188,67
23	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SAN GABAN S.A.	4 116,47	10 852,51
24	EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	31,34	82,62
25	EMSEU S.A.C.	376,73	993,20
26	ENEL DISTRIBUCION PERU S.A.A. (antes EDELNOR S.A.A.)	169 640,18	447 233,20
27	ENEL GENERACION PERU S.A.A. (antes EDEGEL S.A.A.)	6 881,37	18 141,79
28	ENEL GENERACION PIURA (antes EMPRESA ELECTRICA DE PIURA S.A)	121 382,52	320 008,46
29	ENGIE ENERGÍA PERÚ (antes ENERSUR S.A.)	123 965,82	326 818,98
30	ESEMPAT S.A.C.	76,17	200,81
31	FENIX POWER PERU S.A.	1 302,74	3 434,50
32	HIDRANDINA S.A	47,04	124,01
33	HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.	16 671,67	43 952,58
34	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	-	-
35	KALLPA GENERACION S.A.	93 080,77	245 394,76
36	LUZ DEL SUR S.A.A.	174 187,87	459 222,57
37	PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC	767,97	2 024,65
38	SDF ENERGÍA S.A.C.	1 432,97	3 777,83
39	SERVICIOS ELÉCTRICOS RIOJA S.A	257,45	678,73
40	SHOUGANG GENERACION ELECTRICA S.A.A.	11 247,19	29 651,68
41	SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S.A.	25 167,70	66 351,21
42	STATKRAFT PERU S.A.	14 400,49	37 964,93
43	TERMOCHILCA S.A.	9 162,93	24 156,82
44	TERMOSELVA S.R.L.	623,89	1 644,80
	TOTAL (S/-):	1 086 355,10	2 864 027,09

Nora: Las Transferencias por Compensación del mes de febrero 2018 son estimadas, ello en base a información remitida por Egesur y teniendo en cuenta las proporciones de distribución de los montos a transferir, 27,5% para EGESUR y 72,5% para EGASA, según lo señalado en el artículo 2° de la Resolución N° 068-2017-OS/CD.

Anexo 5
Déficit o exceso en los montos transferidos a
EGESUR por cada Agente Recaudador de la
Compensación



Déficit o exceso en los montos transferidos a EGESUR por cada Agente Recaudador de la Compensación

N°	AGENTES RECAUDADORES DE LA COMPENSACIÓN	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Set-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17	Ene-18	Feb-18	Total (S/.)
1	ADINELSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	AGUAS Y ENERGIA PERU S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	COELVISAC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	COMPAÑIA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	ENEL GENERACION PERU S.A.A (antes EDEGEL S.A.A.)	-	-	-	-	-	-	-	-	-7	-	-	-	-7
7	ENEL DISTRIBUCION PERU S.A.A (antes EDELNOR S.A.A.)	-	-	-	-	-	-	-	-	142	-	-	-	142
8	EDELSA S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	EGASA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	EGESUR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	ELECTRICA SANTA ROSA S.A.C.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	ELECTRICIDAD DEL PERU ELECTROPERU S A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	ELECTRO DUNAS S.A.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	ELECTRO ORIENTE S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	ELECTRO PANGO A.S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	ELECTRO PUNO S.A.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	ELECTRO TOCACHE S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	ELECTRO UCAYALI S A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	ELECTROCENTRO S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	ELECTRONOROESTE S.A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	ELECTRONORTE S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	ELECTROSUR S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SAN GABAN SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	ENEL GENERACION PIURA (antes EMPRESA ELECTRICA DE PIURA S.A)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	EMSEU SAC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	ENGIE ENERGÍA PERÚ (antes ENERSUR S.A.)	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21
30	ESEMPAT S.A.C.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	FENIX POWER PERU S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	HIDRANDINA S.A	869	-	25 624	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26 493
33	HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ SAC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	KALLPA GENERACION S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	LUZ DEL SUR S.A.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	SDF ENERGÍA S.A.C.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	SERVICIOS ELÉCTRICOS RIOJA S.A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	SHOUGANG GENERACION ELECTRICA S.A.A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	STATKRAFT PERU S.A.	-	-	-	-	19	-	-	-	-	-	-	-	19
43	TERMOCHILCA SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	TERMOSELVA S.R.L	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total (S/.):	890	-	25 624	-	19	-	-	-	135	-	-	-	26 668

Los valores positivos son montos en déficit que EGESUR debió facturar a los Agentes Recaudadores de la Compensación.
 Los valores negativos son montos en exceso que EGESUR facturó a los Agentes Recaudadores de la Compensación.