

---

# **Cálculo de Precios a Nivel Generación y Programa de Transferencias por Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados del SEIN**

**Periodo agosto – octubre 2019**

**Lima, julio de 2019**

# Resumen Ejecutivo

El artículo 29° de la Ley N° 28832 creó el Precio a Nivel Generación para los consumidores finales de electricidad localizados en el Perú y que son sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen. Dicho Precio a Nivel Generación es calculado como el promedio ponderado de los Contratos sin Licitación y los Contratos resultantes de Licitaciones. Dicho artículo dispone, asimismo, el establecimiento de un mecanismo de compensación entre Usuarios Regulados del SEIN con la finalidad de que el Precio a Nivel Generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

Mediante Decreto Supremo N° 019-2007-EM se aprobó el “Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN”. Dicho reglamento dispone que Osinergmin apruebe los procedimientos necesarios para calcular el Precio a Nivel Generación y determinar el programa de transferencias entre empresas aportantes y receptoras del mecanismo de compensación.

De conformidad con lo anterior, se aprobó la norma “Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados”, mediante Resolución N° 180-2007-OS/CD y sus modificatorias, la cual dispone que trimestralmente se calcularán el Precio a Nivel Generación y las transferencias a que se refiere el párrafo previo. Cabe precisar que la última modificación fue aprobada mediante Resolución N° 084-2018-OS/CD, la que además ha aprobado el Texto Único Ordenado de la mencionada norma.

Mediante Resoluciones N° 166-2018-OS/CD, N° 017-2019-OS/CD y N° 072-2019-OS/CD se calcularon los Precios a Nivel Generación y el programa de transferencias aplicables a los trimestres noviembre 2018 – enero 2019, febrero – abril 2019, y mayo – julio 2019, respectivamente.

## INDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>2</b>
<b>2. APLICACIÓN DE LA NORMA.....</b>	<b>4</b>
2.1 SALDO POR COMPENSACIÓN .....	5
2.1.1 Determinación de Saldos Ejecutados .....	5
2.1.2 Determinación de Saldos Estimados .....	6
2.1.3 Determinación del Saldos por Compensación .....	7
2.2 PRECIOS A NIVEL GENERACIÓN .....	8
2.2.1 Precios a Nivel Generación en Subestaciones Base de Referencia.....	9
2.2.2 Precios a Nivel Generación en Otras Subestaciones .....	12
<b>3. FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN .....</b>	<b>13</b>
<b>4. CONCLUSIONES .....</b>	<b>16</b>

# 1. Introducción

El artículo 29° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, Ley N° 28832 (en adelante “Ley 28832”), señala que el “Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN” (en adelante el “Reglamento”), aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2007-EM, establecerá el mecanismo de compensación entre los Usuarios Regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante “SEIN”), a fin de que el Precio a Nivel Generación para dichos Usuarios Regulados sea único, excepto por las pérdidas eléctricas y la congestión de los sistemas de transmisión. Asimismo, señala que dicho precio se obtendrá como el promedio ponderado de los precios contenidos en los contratos firmados por las concesionarias de distribución eléctrica para el suministro del Servicio Público de Electricidad, excluyendo los cargos por transmisión.

Al respecto, el Reglamento indica que es obligación de Osinergmin establecer los procedimientos para el cálculo del Precio a Nivel Generación y el programa de transferencias asociados al mecanismo de compensación. En aplicación de esta disposición, mediante Resolución N° 180-2007-OS/CD y sus modificatorias, se aprobó la norma “Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados” (en adelante la “Norma”), la cual establece el procedimiento a seguir, con una periodicidad trimestral, y de esta forma dar cumplimiento al mandato de la Ley 28832 y su Reglamento.

Mediante Resoluciones N° 166-2018-OS/CD y N° 017-2019-OS/CD, se calcularon los Precios a Nivel Generación y el programa de transferencias aplicables a los trimestres noviembre 2018 – enero 2019 y febrero– abril 2019, respectivamente.

El presente informe presenta el detalle del cálculo del Precio a Nivel Generación que serán de aplicación al siguiente trimestre de cálculo: “t+1” – “t+3” (a partir de 04 de agosto de 2019) y las transferencias de los Saldos Ejecutados Acumulados al mes de abril de 2019, como resultado de la aplicación del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN.

Cabe señalar que el 05 de enero de 2010 se publicó el Decreto Supremo N° 001-2010-EM que modificó, entre otros, el numeral 2.2 del artículo 2° del Reglamento, cambiando la forma cómo debe ser calculado el Precio a Nivel Generación en el caso del tratamiento de los precios de los contratos resultantes de procesos de licitación. A partir de enero de 2013 entraron en vigencia contratos resultantes de licitaciones en los que corresponde aplicar lo señalado en el mencionado numeral 2.2; dicha información es considerada en el presente informe.

Asimismo, cabe indicar que mediante Resolución N° 084-2018-OS/CD se aprobó la modificación de la Norma, en lo correspondiente a la forma de cómo se debe determinar el Precio a Nivel de Generación, eliminar las transferencias proyectadas, entre otros, las cuales se considera en la elaboración del presente informe; asimismo cabe señalar que conforme la modificación de la Norma, se publicará en la página web mensualmente las transferencias mensuales, por concepto del Mecanismo de Compensación, a través de un Comunicado de la GRT.

Además, es necesario agregar, que a partir del 01 de enero de 2016 entraron en vigencia los contratos de suministro de energía eléctrica entre la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. y las Empresas Generadoras: Eléctrica de Piura S.A., Eléctrica de Junín S.A., Edegel S.A.A., Fénix Power Perú S.A. y Kallpa Generación S.A., resultantes de la Licitación llevada a cabo por Osinermin el 17 de diciembre de 2012.

Adicionalmente, en setiembre de 2016 entraron en vigencia los contratos de suministro de energía eléctrica suscritos por Electroperú S.A. con las Distribuidoras designadas por FONAFE. Por ello, según lo analizado en el Informe Legal N° 040-2017-GRT, se está considerando la información de dichos contratos para efectos de determinar el Precio a Nivel de Generación. Asimismo, respecto a los meses de junio 2018 a enero de 2019 la Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga S.A., no ha presentado la información señalada en el numeral 7.1 de la Norma.

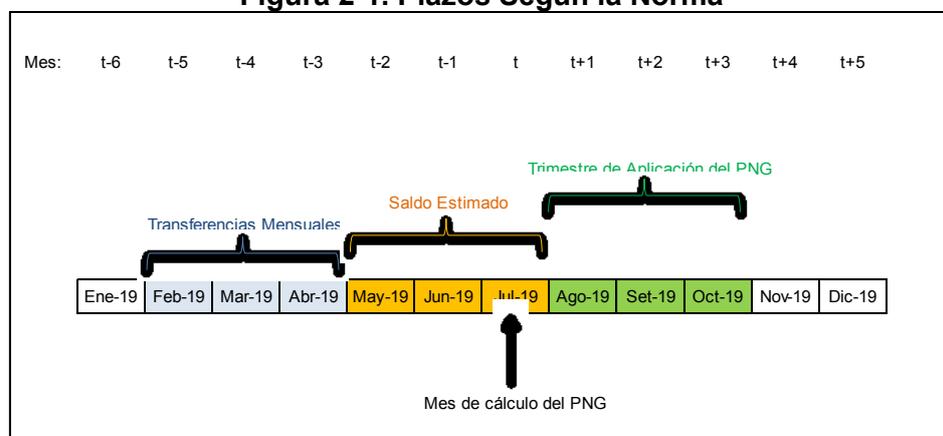
Finalmente, para la presente revisión, debido a falta de información por parte de algunas Empresas Distribuidoras sobre los Montos por Rentas por Congestión dentro de los plazos establecidos y en aplicación del principio de verdad material, es necesario complementar la información, en base a lo publicado por parte del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) ; sin perjuicio de las acciones que pudieran derivarse del incumplimiento de parte de las empresas, del plazo señalado en el Procedimiento del Mecanismo de Compensación.

## 2. Aplicación de la Norma

De acuerdo con la Norma, corresponde establecer los Precios a Nivel Generación que regirán a partir del 04 de agosto de 2019, el mismo que corresponde en esta oportunidad al mes denominado “t+1”. El cálculo de los mencionados precios debe efectuarse con la información estimada de la potencia y energía en Horas Punta y de Fuera de Punta a facturar por los Generadores, así como los precios de facturación y facturación estimada de compras de potencia y energía para el periodo t-2 a t, proporcionada por las empresas según lo indicado en el literal f) del numeral 6.4 de la Norma. El cronograma del proceso se muestra en la Figura 2-1.

Cabe señalar que el mes “t” en que Osinergmin publicará los Precios a Nivel de Generación corresponde al mes de julio de 2019.

**Figura 2-1. Plazos Según la Norma**



**PNG: Precio a Nivel Generación**

## 2.1 Saldo por Compensación

De acuerdo con el numeral 6.4 de la Norma, previo al cálculo del Precio a Nivel Generación, debe determinarse el denominado Saldo por Compensación que deberá ser incluido en los precios para el periodo agosto – octubre 2019 (desde t+1 a t+3); el cual se obtiene como la suma de los Saldos Ejecutados Acumulados de todas las Distribuidoras al mes t-3 más su Saldo Estimado del periodo t-2 a t.

El Saldo Ejecutado Acumulado del mes “t-3” (abril 2019) corresponde a la sumatoria de:

- i. El Saldo Ejecutado de la Distribuidora calculado en el mes t-3, por aplicación del Precio a Nivel Generación vigente desde el mes t-5 hasta el mes t-3 (de febrero a abril 2019). Al respecto, durante dicho periodo estuvieron vigentes los Precios a Nivel Generación de acuerdo con la Resolución N° 017-2019-OS/CD.
- ii. El Saldo Estimado de la Distribuidora al mes “t”, por aplicación del Precio a Nivel Generación vigente desde el mes “t-2” hasta el mes “t” (de mayo a julio 2019). Al respecto, durante dicho periodo estuvieron vigentes los Precios a Nivel Generación de acuerdo con la Resolución N° 072-2019-OS/CD.
- iii. El Saldo Ejecutado Acumulado de la Distribuidora al mes de enero 2019, determinado en la revisión trimestral anterior del PNG como Saldo Ejecutado Acumulado.

A continuación, se detalla los cálculos efectuados.

### 2.1.1 Determinación de Saldos Ejecutados

El procedimiento seguido conforme a lo establecido en la Norma, es el siguiente:

1. Para cada mes, del periodo t-5 a t-3, se tomará la información histórica de valores de potencia y energía facturados en cada mes. A continuación, se determina la facturación que hubieran efectuado los Generadores a cada Distribuidor utilizando el Precio a Nivel Generación vigente en cada mes del periodo mencionado. El resultado de la facturación mensual dará como resultado el Monto Determinado con el Precio a Nivel Generación (MPG) del periodo t-5 a t-3.
2. Para cada mes, desde el mes t-5 hasta el mes t-3, se considerará la información histórica de la facturación que efectuaron los Generadores a cada Distribuidora. El resultado de la facturación mensual da como resultado el Monto Reportado por la Empresa (MRE) del periodo t-5 a t-3.
3. Se determinó, para cada distribuidora, las diferencias que resultan de restar los montos mensuales obtenidos en 1 de los obtenidos en 2, además de los Montos de Rentas Congestión.

4. Las Transferencias de Saldos Ejecutados de las Distribuidoras correspondiente de los meses de febrero, marzo y abril 2019, son conforme los resultados publicados en los Comunicados N° 012-2019-GRT, N° 015-2019-GRT y N° 020-2019-GRT en cumplimiento del numeral 4.2 de la Norma.

**Cuadro N° 2-1. Saldo Ejecutado Acumulado al mes t-3  
(Soles)**

Empresa	Saldo Ejecutado Acumulado de la Distribuidora a abril 2019
Adinelsa	70 457
Chavimochic	0
Coelvisac	0
Enel Distribución	0
Edelsa	0
Egepsa	0
Electrocentro	389 411
Electro Dunas	0
Electronorte	678 325
Hidrandina	1 713 377
Electronoroeste	2 462 546
Electro Oriente	0
Electro Puno	916 183
Electrosur	801 130
Electro Sur Este	872 481
Electro Tocache	0
Electro Ucayali	185 845
Emsemsa	2 444
Emseusa	0
Esempat	0
Electro Pangoa	0
Luz del Sur	0
Seal	1 803 595
Sersa	0

### 2.1.2 Determinación de Saldos Estimados

El procedimiento seguido conforme a lo establecido en la Norma es el siguiente:

1. Cada Distribuidora debe proporcionar la información estimada de la potencia y energía en Horas Punta y de Fuera de Punta a facturar por sus Generadores, así como los precios de facturación y facturación estimada de compras de potencia y energía para el periodo t-2 a t.

2. El resultado de la facturación mensual estimada proporcionada por cada Distribuidora dará como resultado el MRE proyectado del periodo t-2 a t.
3. El resultado de la facturación mensual considerando el Precio a Nivel Generación vigente en cada mes del periodo señalado dará como resultado el MPG proyectado del periodo t-2 a t.
4. La sumatoria de las diferencias obtenidas de restar ambos montos se denominará Saldo Estimado al mes t.
5. Los resultados obtenidos consideran la información proporcionada por los distribuidores según lo señalado en el procedimiento.
6. Se determinó el Saldo Estimado de cada Distribuidora, redondeado sin cifras decimales.

**Cuadro N° 2-2. Saldo Estimado: Diferencia MRE menos MPG (Soles)**

Empresa	May-19	Jun-19	Jul-19	Saldo Estimado
Adinelsa	28 559	27 783	28 860	85 203
Chavimochic	-64 114	-28 526	-28 526	-121 166
Coelvisac	-113 626	-136 727	-121 739	-372 092
Enel Distribución	-1 749 693	-1 636 970	-1 650 710	-5 037 373
Edelsa	-2 884	-2 872	-3 021	-8 777
Egepsa	-81	-748	-751	-1 580
Electrocentro	129 636	85 044	93 411	308 091
Electro Dunas	-866 601	-830 712	-789 374	-2 486 687
Electronorte	237 360	-310 889	-311 797	-385 326
Hidrandina	694 645	652 072	668 290	2 015 007
Electronoroeste	494 338	477 728	625 543	1 597 610
Electro Oriente	37 870	7 597	5 699	51 165
Electro Puno	389 138	360 868	374 483	1 124 489
Electrosur	319 193	309 452	319 193	947 837
Electro Sur Este	312 638	318 525	319 022	950 185
Electro Tocache	-68 773	-44 001	-45 870	-158 644
Electro Ucayali	99 920	120 500	121 424	341 843
Emsemsa	0	0	0	0
Emseusa	-34 289	-34 461	-34 633	-103 383
Esempat	-3 223	-2 918	-2 656	-8 797
Electro Pangoa	-8 527	-8 481	-8 937	-25 945
Luz del Sur	-1 875 945	-1 871 877	-1 945 644	-5 693 465
Seal	697 645	765 672	780 900	2 244 217
Sersa	-22 112	-22 189	-22 298	-66 599

### 2.1.3 Determinación del Saldos por Compensación

Es la sumatoria de los Saldos Ejecutados Acumulados de todas las Distribuidoras al mes t-3 más su Saldo Estimado del periodo t-2 a t.

**Cuadro N° 2-3. Saldos por Compensación (Soles)**

Empresa	Saldo Ejecutado Acumulado de la Distribuidora a t-3 abril 2019	Saldo Estimado de la Distribuidora periodo (t-2 a t) mayo – julio 2019	Saldo por Compensación julio 2019
Adinelsa	70 457	85 203	155 660
Chavimochic	0	-121 166	-121 166
Coelvisac	0	-372 092	-372 092
Enel Distribución	0	-5 037 373	-5 037 373
Edelsa	0	-8 777	-8 777
Egepsa	0	-1 580	-1 580
Electrocentro	389 411	308 091	697 502
Electro Dunas	0	-2 486 687	-2 486 687
Electronorte	678 325	-385 326	292 999
Hidrandina	1 713 377	2 015 007	3 728 384
Electronoroeste	2 462 546	1 597 610	4 060 156
Electro Oriente	0	51 165	51 165
Electro Puno	916 183	1 124 489	2 040 672
Electrosur	801 130	947 837	1 748 967
Electro Sur Este	872 481	950 185	1 822 666
Electro Tocache	0	-158 644	-158 644
Electro Ucayali	185 845	341 843	527 688
Emsemsa	2 444	0	2 444
Emseusa	0	-103 383	-103 383
Esempat	0	-8 797	-8 797
Electro Pangoa	0	-25 945	-25 945
Luz del Sur	0	-5 693 465	-5 693 465
Seal	1 803 595	2 244 217	4 047 812
Sersa	0	-66 599	-66 599

Finalmente, como resultado se obtuvo un Saldo por Compensación de S/ 5 091 606 que equivale a un incremento de 0,10 ctm S/ /kWh en el Precio a Nivel Generación.

## 2.2 Precios a Nivel Generación

De acuerdo con lo establecido en el numeral 5 de la Norma, el procedimiento que se utiliza para la determinación de los Precios a Nivel Generación es el siguiente:

1. Se determinaron los factores de pérdidas de potencia y nodales de energía, aplicables a partir del mes “t+1” (agosto 2019), y que corresponden a las barras en las cuales se efectúan las facturaciones de los diferentes contratos destinados al Servicio Público de

Electricidad del SEIN, según lo informado por las empresas de distribución eléctrica, y los correspondientes a las Subestaciones Base del SEIN. Para ello, se consideró lo dispuesto por las Resoluciones N° 061-2019-OS/CD<sup>1</sup>, N° 061-2017-OS/CD<sup>2</sup> y modificatorias.

2. Se reflejaron los precios de los contratos a la Barra de Referencia (Barra Lima), utilizando los factores determinados en el paso previo.
3. Se determinó el Precio a Nivel Generación en Barra de Referencia como el promedio ponderado de los precios de potencia y energía, determinados en el paso previo.
4. El incremento por Saldo de Compensación es igual a 0,10 ctm S/ /kWh.
5. Se determinaron los Precios a Nivel Generación, en cada Subestación Base, como la suma del Adicional por Saldo de Compensación y el producto de los precios obtenidos en el paso 3 con los factores nodales y de pérdidas aplicables a las barras de dichas subestaciones.
6. Para el caso de los Precios a Nivel Generación aplicables a otras subestaciones diferentes a las Subestaciones Base, se aplican las mismas fórmulas de cálculo utilizadas en el caso de los Precios en Barra.

## 2.2.1 Precios a Nivel Generación en Subestaciones Base de Referencia

Como resultado, se obtuvieron los siguientes Precios a Nivel Generación, en cada Subestación Base; los mismos que serán aplicables a partir de 04 de agosto de 2019.

**Cuadro N° 2-4. Precios a Nivel Generación**

Subestaciones Base	Tensión kV	PPN	PENP	PENF
		S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)</b>				
Zorritos	220	21,66	20,28	15,92
Talara	220	21,66	20,11	15,82
Piura Oeste	220	21,66	20,16	15,87
Chiclayo Oeste	220	21,66	19,92	15,72
Carhuaquero	220	21,66	19,61	15,46
Carhuaquero	138	21,66	19,63	15,47
Cutervo	138	21,66	19,80	15,52
Jaen	138	21,66	19,96	15,58
Guadalupe	220	21,66	19,87	15,71

<sup>1</sup> Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al periodo mayo 2019 – abril 2020.

<sup>2</sup> Resolución que fija las Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2017 y el 30 de abril de 2021.

Subestaciones Base	Tensión	PPN	PENP	PENF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Guadalupe	60	21,66	19,91	15,73
Cajamarca	220	21,66	19,60	15,43
Trujillo Norte	220	21,66	19,77	15,67
Chimbote 1	220	21,66	19,66	15,61
Chimbote 1	138	21,66	19,68	15,60
Paramonga Nueva	220	21,66	19,35	15,39
Paramonga Nueva	138	21,66	19,33	15,38
Paramonga Existente	138	21,66	19,28	15,36
Huacho	220	21,66	19,35	15,48
Zapallal	220	21,66	19,50	15,71
Ventanilla	220	21,66	19,57	15,80
Lima	220	21,66	19,60	15,86
Cantera	220	21,66	19,26	15,60
Chilca	220	21,66	19,11	15,58
Independencia	220	21,66	19,34	15,58
Ica	220	21,66	19,42	15,62
Marcona	220	21,66	19,47	15,55
Mantaro	220	21,66	18,88	14,84
Huayucachi	220	21,66	19,01	15,02
Pachachaca	220	21,66	19,09	14,72
Pomacocha	220	21,66	19,12	14,62
Huancavelica	220	21,66	19,01	15,04
Callahuanca	220	21,66	19,33	15,41
Cajamarquilla	220	21,66	19,53	15,74
Huallanca	138	21,66	19,17	15,14
Vizcarra	220	21,66	19,07	14,76
Tingo María	220	21,66	18,75	14,41
Aguaytía	220	21,66	18,57	14,26
Aguaytía	138	21,66	18,62	14,29
Aguaytía	22,9	21,66	18,60	14,28
Pucallpa	138	21,66	19,37	14,73
Pucallpa	60	21,66	19,39	14,74
Aucayacu	138	21,66	19,16	14,70
Tocache	138	21,66	19,57	15,03
Tingo María	138	21,66	18,71	14,36
Huánuco	138	21,66	18,97	14,47
Paragsha II	138	21,66	18,87	14,41
Paragsha	220	21,66	18,85	14,38
Yaupi	138	21,66	18,62	14,14
Yuncan	138	21,66	18,72	14,22
Yuncan	220	21,66	18,76	14,26
Oroya Nueva	220	21,66	19,01	14,74
Oroya Nueva	138	21,66	18,92	14,58
Oroya Nueva	50	21,66	18,97	14,66

Subestaciones Base	Tensión	PPN	PENP	PENF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Carhuamayo	138	21,66	18,87	14,42
Carhuamayo Nueva	220	21,66	18,86	14,33
Caripa	138	21,66	18,82	14,46
Desierto	220	21,66	19,30	15,61
Condorcocha	138	21,66	18,81	14,45
Condorcocha	44	21,66	18,81	14,45
Machupicchu	138	21,66	19,33	15,20
Cachimayo	138	21,66	19,88	15,61
Cusco	138	21,66	19,95	15,65
Combapata	138	21,66	20,19	15,87
Tintaya	138	21,66	20,34	16,06
Ayaviri	138	21,66	19,94	15,71
Azángaro	138	21,66	19,72	15,52
San Gabán	138	21,66	18,60	14,69
Mazuco	138	21,66	18,87	14,84
Puerto Maldonado	138	21,66	19,56	15,24
Juliaca	138	21,66	19,94	15,68
Puno	138	21,66	19,95	15,70
Puno	220	21,66	19,92	15,69
Callalli	138	21,66	20,32	16,08
Santuario	138	21,66	19,96	15,82
Arequipa	138	21,66	20,02	15,83
Socabaya	220	21,66	19,99	15,81
Cerro Verde	138	21,66	20,08	15,86
Repartición	138	21,66	20,18	15,88
Mollendo	138	21,66	20,30	15,95
Moquegua	220	21,66	19,93	15,78
Moquegua	138	21,66	19,94	15,79
Ilo ELS	138	21,66	20,10	15,88
Botiflaca	138	21,66	20,04	15,87
Toquepala	138	21,66	20,05	15,90
Aricota	138	21,66	19,91	15,87
Aricota	66	21,66	19,82	15,85
Tacna (Los Héroes)	220	21,66	20,06	15,85
Tacna (Los Héroes)	66	21,66	20,20	15,91
La Nina	220	21,66	19,90	15,73
Cotaruse	220	21,66	19,60	15,43
Carabayllo	220	21,66	19,47	15,68
La Ramada	220	21,66	19,42	15,27
Lomera	220	21,66	19,45	15,63
Asia	220	21,66	19,18	15,60
Alto Praderas	220	21,66	19,25	15,71
La Planicie	220	21,66	19,45	15,70
Belaunde	138	21,66	19,95	15,56

Subestaciones Base	Tensión kV	PPN	PENP	PENF
		S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Tintaya Nueva	220	21,66	20,31	16,04
Caclic	220	21,66	19,77	15,49

**PPN:** Precio a Nivel Generación de la Potencia de Punta.

**PENP:** Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas de Punta.

**PENF:** Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta.

## 2.2.2 Precios a Nivel Generación en Otras Subestaciones

Los Precios a Nivel Generación de la Energía (en Horas de Punta y Fuera de Punta), en otras subestaciones diferentes a las especificadas en el numeral 2.2.1 del presente informe, serán el resultado de multiplicar los Precios a Nivel Generación de la Energía (en Horas de Punta y Fuera de Punta) en una Subestación de Referencia por el respectivo Factor Nodal de Energía (FNE), de horas punta y fuera de punta correspondiente.

Los Precios a Nivel Generación de la Potencia serán el resultado de multiplicar los Precios a Nivel Generación de la Potencia de Punta en la Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas de Potencia (FPP).

En este sentido, se define:

$$\text{PENP1} = \text{PENP0} \times \text{FNE} \dots\dots\dots (1)$$

$$\text{PENF1} = \text{PENF0} \times \text{FNE} \dots\dots\dots (2)$$

$$\text{PPN1} = \text{PPN0} \times \text{FPP} \dots\dots\dots (3)$$

Donde:

PENP0 : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas de Punta, definido.

PENF0 : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PPN0 : Precio a Nivel Generación de la Potencia de Punta, definido.

PENP1 : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PENF1 : Precio a Nivel Generación de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

PPN1 : Precio a Nivel Generación de la Potencia de Punta, por determinar.

FNE : Factor Nodal de Energía.

FPP : Factor de Pérdidas de Potencia.

### 3. Fórmula de Actualización

Con la finalidad de evitar que el Saldo por Compensación acumule cantidades significativas, a favor o en contra de los Usuarios Regulados, que pudieran generar variaciones importantes en las tarifas máximas aplicables, se considera conveniente que los Precios a Nivel Generación sigan el comportamiento del precio promedio de los contratos (PM), mediante el uso de factores de reajuste (FA).

El factor FA debe capturar la estructura de las compras destinadas al Servicio Público de Electricidad. Por ello se considera lo siguiente:

1. De acuerdo con los registros, en agosto de 2019 aproximadamente el 96% de la energía adquirida por los distribuidores se halla sujeta a los precios adjudicados mediante licitaciones efectuadas al amparo de la Ley N° 28832. El 4% restante se adquiere a Precios en Barra, obtenidos de acuerdo con lo dispuesto por el Decreto Ley N° 25844.
2. Los pesos de los indexadores aplicables a las variables económicas, utilizadas para el ajuste de precios, difiere entre contratos. Esto supone que se deba determinar pesos ponderados que capturen las cantidades contratadas por cada contrato.
3. Si bien el precio promedio de contratos depende tanto de la potencia como de la energía facturada por cada contrato, es posible aproximar su valor de manera razonable utilizando la potencia contratada.

A partir de lo anterior, la variación en el precio promedio de contratos que debe recoger el factor FA se obtendrá considerando la ponderación de las variaciones individuales de los Precios en Barra como de los precios de licitación. De este modo se propone:

$$FA = 0,04 \times VPB + 0,96 \times VPL \dots \dots \dots (4)$$

Donde:

FA = Factor de actualización de precios aplicable.

VPB = variación del Precio en Barra.

VPL = variación del precio de licitaciones.

Ambas variaciones se miden desde el mes base, agosto de 2019, De este modo, resulta que VPB se determinará según lo siguiente:

$$VPB = PB/PB0..... (5)$$

Donde

$$PB = PPM/(7,2 \times 0,8) + 0,2 \times PEMP + 0,8 \times PEMF.$$

PB0 = PB vigente al 04 de agosto de 2019; es decir = 18,89 ctm S/ /kWh

En cuanto a VPL, se determinará considerando los precios que resulten de la aplicación de la fórmula de indexación de cada contrato resultado de licitación debidamente ponderado por la potencia fija contratada, siendo los valores base los correspondientes a los aplicables al 04 de agosto de 2019.

$$VPL = PL/PL0..... (6)$$

Donde

$$PL = PPL/(7,2 \times 0,8) + 0,2 \times PELP + 0,8 \times PELF.$$

PL0 = PL obtenido con los precios aplicables al 04 de agosto de 2019; es decir 20,33 ctm S/ /kWh.

PL : Precio monómico equivalente de los contratos licitados.

PPL : Precio de potencia promedio ponderado de los contratos licitados.

PELP : Precio de energía promedio ponderado en horas de punta de los contratos licitados.

PELF : Precio de energía promedio ponderado en horas de fuera de punta de los contratos licitados.

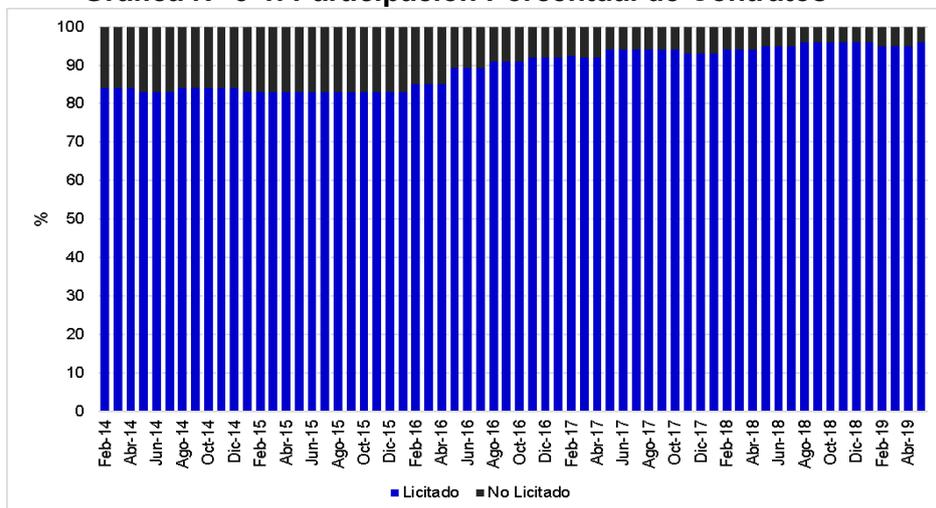
El factor de actualización FA será aplicado a los Precios a Nivel de Generación, sin considerar el incremento por Saldo de Compensación, en caso que presente una variación de  $\pm 5\%$  respecto de su último valor.

Los valores actualizados deberán ser redondeados a dos dígitos decimales, y ser aplicados desde el primer día del mes correspondiente, debiendo la primera evaluación efectuarse para su aplicación en agosto de 2019, toda vez que los Precios a Nivel Generación han sido determinados sobre la base de los precios registrados al 04 de julio de 2019, estando previsto en los contratos la posibilidad de su actualización a partir del día 04 de agosto de 2019.

Al respecto, sobre la variación del 1% al 5%, señalar que según el Informe N° 0168-2009-GART que modificó el valor límite de variación del factor de reajuste de 5% a 1% consideraba en esas fechas que cualquier diferencia porcentual entre el precio promedio de los contratos (licitación y sin licitación) y el precio a nivel generación, implicaba un ajuste en el siguiente periodo aproximadamente a dos veces la señalada diferencia porcentual

Sin embargo, a lo largo de los años la participación porcentual de la potencia contratada a tarifas de barra (sin licitación) se ha reducido, en donde actualmente la participación es de 4%, en comparación con el año 2009 que representaba un 22%, y la participación de los contratos licitados se ha incrementado hasta tener actualmente una participación del (96%), según se observa en la Gráfica N° 3-1.

**Gráfica N° 3-1. Participación Porcentual de Contratos**



Además, para los años siguientes, se estima que se mantengan esta elevada participación del porcentaje de licitaciones, debido a que se tiene garantizado la cobertura de la demanda de los Usuarios Regulados hasta el año 2022. Asimismo, señalar que, respecto a los términos de los contratos suscritos resultado de los procesos de licitación, en los precios adjudicados se les aplica fórmulas de actualización, que considera una periodicidad trimestralmente, cuando se incremente o disminuya en más de 5%. Esto coincide con la periodicidad de las actualizaciones trimestrales que se realizan al PNG.

Finalmente, señalar a partir de la última aprobación de modificación del mecanismo de compensación mediante Resolución N° 084-2018-OS/CD, se estableció la periodicidad de las transferencias entre distribuidores de forma mensual, lo cual disminuye la volatilidad de los saldos históricos y permite una mejor liquidez en las empresas distribuidoras.

En ese sentido, la motivación de modificar el porcentaje de variación para la aplicación del factor de reajuste del PNG realizada el año 2009 a un valor de 5% a 1% no resulta vigente en la actualidad, así como tampoco sus consecuencias en el valor del PNG. Por esta razón, se recomienda que el factor de actualización FA sea aplicado en caso que presente una variación de  $\pm 5\%$  respecto de su último valor.

## 4. Conclusiones

1. Aprobar los Precios a Nivel Generación en cada Subestación Base aplicables a partir del 04 de agosto de 2019 son los siguientes:

**Cuadro N° 4-1. Precios a Nivel Generación**

Subestaciones Base	Tensión kV	PPN	PENP	PENF
		S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)</b>				
Zorritos	220	21,66	20,28	15,92
Talara	220	21,66	20,11	15,82
Piura Oeste	220	21,66	20,16	15,87
Chiclayo Oeste	220	21,66	19,92	15,72
Carhuaquero	220	21,66	19,61	15,46
Carhuaquero	138	21,66	19,63	15,47
Cutervo	138	21,66	19,80	15,52
Jaen	138	21,66	19,96	15,58
Guadalupe	220	21,66	19,87	15,71
Guadalupe	60	21,66	19,91	15,73
Cajamarca	220	21,66	19,60	15,43
Trujillo Norte	220	21,66	19,77	15,67
Chimbote 1	220	21,66	19,66	15,61
Chimbote 1	138	21,66	19,68	15,60
Paramonga Nueva	220	21,66	19,35	15,39
Paramonga Nueva	138	21,66	19,33	15,38
Paramonga Existente	138	21,66	19,28	15,36
Huacho	220	21,66	19,35	15,48
Zapallal	220	21,66	19,50	15,71

Subestaciones Base	Tensión	PPN	PENP	PENF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Ventanilla	220	21,66	19,57	15,80
Lima	220	21,66	19,60	15,86
Cantera	220	21,66	19,26	15,60
Chilca	220	21,66	19,11	15,58
Independencia	220	21,66	19,34	15,58
Ica	220	21,66	19,42	15,62
Marcona	220	21,66	19,47	15,55
Mantaro	220	21,66	18,88	14,84
Huayucachi	220	21,66	19,01	15,02
Pachachaca	220	21,66	19,09	14,72
Pomacocha	220	21,66	19,12	14,62
Huancavelica	220	21,66	19,01	15,04
Callahuanca	220	21,66	19,33	15,41
Cajamarquilla	220	21,66	19,53	15,74
Huallanca	138	21,66	19,17	15,14
Vizcarra	220	21,66	19,07	14,76
Tingo María	220	21,66	18,75	14,41
Aguaytía	220	21,66	18,57	14,26
Aguaytía	138	21,66	18,62	14,29
Aguaytía	22,9	21,66	18,60	14,28
Pucallpa	138	21,66	19,37	14,73
Pucallpa	60	21,66	19,39	14,74
Aucayacu	138	21,66	19,16	14,70
Tocache	138	21,66	19,57	15,03
Tingo María	138	21,66	18,71	14,36
Huánuco	138	21,66	18,97	14,47
Paragsha II	138	21,66	18,87	14,41
Paragsha	220	21,66	18,85	14,38
Yaupi	138	21,66	18,62	14,14
Yuncan	138	21,66	18,72	14,22
Yuncan	220	21,66	18,76	14,26
Oroya Nueva	220	21,66	19,01	14,74
Oroya Nueva	138	21,66	18,92	14,58
Oroya Nueva	50	21,66	18,97	14,66
Carhuamayo	138	21,66	18,87	14,42
Carhuamayo Nueva	220	21,66	18,86	14,33
Caripa	138	21,66	18,82	14,46
Desierto	220	21,66	19,30	15,61
Condorcocha	138	21,66	18,81	14,45
Condorcocha	44	21,66	18,81	14,45
Machupicchu	138	21,66	19,33	15,20
Cachimayo	138	21,66	19,88	15,61
Cusco	138	21,66	19,95	15,65
Combapata	138	21,66	20,19	15,87

Subestaciones Base	Tensión	PPN	PENP	PENF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Tintaya	138	21,66	20,34	16,06
Ayaviri	138	21,66	19,94	15,71
Azángaro	138	21,66	19,72	15,52
San Gabán	138	21,66	18,60	14,69
Mazuco	138	21,66	18,87	14,84
Puerto Maldonado	138	21,66	19,56	15,24
Juliaca	138	21,66	19,94	15,68
Puno	138	21,66	19,95	15,70
Puno	220	21,66	19,92	15,69
Callalli	138	21,66	20,32	16,08
Santuario	138	21,66	19,96	15,82
Arequipa	138	21,66	20,02	15,83
Socabaya	220	21,66	19,99	15,81
Cerro Verde	138	21,66	20,08	15,86
Repartición	138	21,66	20,18	15,88
Mollendo	138	21,66	20,30	15,95
Moquegua	220	21,66	19,93	15,78
Moquegua	138	21,66	19,94	15,79
Ilo ELS	138	21,66	20,10	15,88
Botiflaca	138	21,66	20,04	15,87
Toquepala	138	21,66	20,05	15,90
Aricota	138	21,66	19,91	15,87
Aricota	66	21,66	19,82	15,85
Tacna (Los Héroes)	220	21,66	20,06	15,85
Tacna (Los Héroes)	66	21,66	20,20	15,91
La Nina	220	21,66	19,90	15,73
Cotaruse	220	21,66	19,60	15,43
Carabayllo	220	21,66	19,47	15,68
La Ramada	220	21,66	19,42	15,27
Lomera	220	21,66	19,45	15,63
Asia	220	21,66	19,18	15,60
Alto Praderas	220	21,66	19,25	15,71
La Planicie	220	21,66	19,45	15,70
Belaunde	138	21,66	19,95	15,56
Tintaya Nueva	220	21,66	20,31	16,04
Caclic	220	21,66	19,77	15,49

[sbuenalaya]

/pmo-rrag-jpch