Proyecto de Ley N°.....990/2021-PE

CONGRESO DE LA REPÚBLICA
Área de Trámite y Digitalización de Documentos
14 DIC. 2021
RECIBIDO
Firma _____ Hora 14:08 PM

"Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres"
"Año del Bicentenario del Perú: 200 años de Independencia"

Lima, 14 de diciembre de 2021

OFICIO N° 646 -2021 -PR

Señora
MARÍA DEL CARMEN ALVA PRIETO
Presidenta del Congreso de la República
Congreso de la República
Presente. -

Tenemos el agrado de dirigirnos a usted, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 107° de la Constitución Política del Perú, a fin de someter a consideración del Congreso de la República, con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros, el Proyecto de Ley que modifica la Ley N° 27510, Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica.

Sin otro particular, hacemos propicia la oportunidad para renovarle los sentimientos de nuestra consideración.

Atentamente,

JOSÉ PEDRO CASTILLO TERRONES
Presidente de la República

MIRTHA ESTHER VÁSQUEZ CHUQUILÍN
Presidenta del Consejo de Ministros

PERÚ
CONGRESO
de la
REPÚBLICA

CONGRESO DE LA REPÚBLICA

Lima, **17** de **diciembre** del **2021**
Según la consulta realizada, de conformidad con el Artículo 77° del Reglamento del Congreso de la República: pase la Proposición **N° 990** para su estudio y dictamen, a la (s) Comisión (es) de:

1. ENERGÍA Y MINAS.

HUGO ROVIRA ZAGAL
Oficial Mayor
CONGRESO DE LA REPÚBLICA

Proyecto de Ley

LEY QUE MODIFICA LA LEY N° 27510, LEY QUE CREA EL FONDO DE LA COMPENSACIÓN SOCIAL ELÉCTRICA

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

POR CUANTO:

El Congreso de la República

Ha dado la Ley siguiente:

Ley que modifica la Ley N° 27510, Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica

Artículo 1.- Objeto de la Ley

La presente Ley tiene por objeto modificar la Ley N° 27510, Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica.

Artículo 2.- Modificación de los artículos 1, 2 y 3 de la Ley N° 27510, Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica

Modifícase los artículos 1, 2 y 3 de la Ley N° 27510, Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica, con el siguiente tenor:

"Artículo 1.- Objeto

Créase el Fondo de la Compensación Social Eléctrica (FOSE) dirigido a favorecer el acceso y permanencia del servicio eléctrico a todos los usuarios residenciales del servicio público de electricidad cuyos consumos mensuales sean menores o iguales a ***140*** *kW.h/mes comprendidos dentro de* ***las opciones tarifarias en baja tensión de uso residencial o aquellas que posteriormente las sustituyan; se consideran también a aquellos usuarios residenciales de suministros colectivos de venta en bloque con consumo unitario promedio menor o igual a 140 kW.h/mes incluyéndose los suministros eléctricos en baja tensión, medidos a través de un medidor conectado en media tensión.***

Artículo 2.- Recursos

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS - Oficina General de Asesoría Jurídica - JEFA

21-0026190

El FOSE se financiará mediante un recargo en la facturación en los cargos tarifarios de potencia, energía y cargo fijo mensual de los usuarios de servicio público de electricidad de los sistemas interconectados no comprendidos en el artículo 1 de esta Ley, ***de los usuarios excluidos del descuento FOSE en virtud del artículo 3-A de la presente Ley; y, de los Usuarios Libres, incluyendo los retiros que efectúen los Usuarios Libres en el Mercado Mayorista de Electricidad****. Dicho recargo se establece en función a un porcentaje que es determinado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) en función a la proyección de ventas del período siguiente.*

Artículo 3.- Ámbito de Aplicación

El FOSE cubre el programa de compensación tarifaria aplicable a los cargos de la tarifa de energía activa de los clientes residenciales indicados en el artículo 1 de la presente Ley. Los recursos se asignan mediante descuentos a aquellos usuarios con consumos menores o iguales a ***140*** *kW.h/mes, según la siguiente tabla:*

Usuarios (*)	***Sector (**)***	***Reducción tarifaria para consumos menores o iguales a 30 kW.h/mes***	***Reducción tarifaria para consumos mayores a 30 kW.h/mes hasta 140 kW.h/mes***
Sistemas Interconectados	*Urbano*	*30% del cargo de energía*	*9 kW.h/mes por cargo de energía*
	Urbano-rural y Rural	*60% del cargo de energía*	*18 kW.h/mes por cargo de energía*
Sistemas Aislados	*Urbano*	*60% del cargo de energía*	*18 kW.h/mes por cargo de energía*
	Urbano-rural y Rural	*77,5% del cargo de energía*	*23,25 kW.h/mes por cargo de energía*

(*) En el caso de los sistemas no convencionales de los SER, los factores son 80% y 24 kW.h/mes, respectivamente.

(**) El sector será considerado Urbano, Urbano-rural o Rural, de acuerdo con los Sectores de Distribución Típicos establecidos por el Ministerio de Energía y Minas.

Artículo 3.- Incorporación del artículo 3-A a la Ley N° 27510, Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica

Incorpórase el artículo 3-A a la Ley N° 27510, Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 3-A.- Criterios de exclusión de usuarios

3.A.1. El Punto de Entrega del suministro beneficiado con el descuento del FOSE, no se debe encontrar ubicado en las manzanas calificadas como estrato alto y medio alto, según el plano estratificado disponible por manzanas del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI). De ser el caso, el usuario excluido podrá solicitar su inclusión, sustentando que su Punto de Entrega no se encuentra dentro de las manzanas calificadas como estrato alto y medio alto por parte del INEI."

3.A.2. Usuarios residenciales del servicio de electricidad con consumo promedio de hasta 140 kW.h/mes durante el periodo de doce meses que termina en el mes de octubre del año anterior a la fijación del factor de recargo y programa de transferencia señalados en el Texto Único Ordenado del FOSE, y mayor a 140 kW.h de consumo promedio durante los meses de la estación de verano comprendidos en los meses de enero, febrero y marzo de dicho periodo anual."

3.A.3. Cualquier usuario beneficiario que solicite su exclusión, a través de los medios que determine el Osinergmin para este fin."

Artículo 4.- Vigencia

Las modificaciones previstas en la presente ley, se aplican a partir del pliego tarifario del mes de enero del año 2022, con excepción del criterio de exclusión contemplado en el numeral 3.A.1. del artículo 3-A, para los Puntos de Entrega ubicados en las provincias distintas a Lima Metropolitana y el Callao, cuya vigencia se rige por lo dispuesto en la Única Disposición Complementaria Final de la presente Ley.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS - Oficina General de Asesoría Jurídica - JEFA

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL

Única.- Vigencia de criterio de exclusión de Puntos de Entrega ubicados en provincias diferentes a Lima Metropolitana y Callao

Hasta el 31 de diciembre del 2022, las Distribuidoras de provincias diferentes a Lima Metropolitana y el Callao validan los planos catastrales de sus usuarios con el plano estratificado disponible por manzanas del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI). Con la validación, las referidas Distribuidoras proceden con la exclusión de los Puntos de Entrega a los que hace referencia el numeral 3.A.1 del artículo 3-A de la presente Ley, a partir del pliego tarifario del mes de enero del 2023.

JOSÉ PEDRO CASTILLO TERRONES
Presidente de la República

MIRTHA ESTHER VÁSQUEZ CHUQUILÍN
Presidenta del Consejo de Ministros

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

LEY QUE MODIFICA LA LEY N° 27510, LEY QUE CREA EL FONDO DE LA COMPENSACIÓN SOCIAL ELÉCTRICA

1. Análisis de constitucionalidad y legalidad[1]

1.1. Competencia del Ministerio de Energía y Minas

De acuerdo al numeral 5.1. del artículo 5 de la Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas (en lo sucesivo, el MINEM), este sector tiene la competencia exclusiva en diseñar, establecer y supervisar las políticas nacionales y sectoriales en materia de energía y de minería, asumiendo la rectoría respecto de ellas. Asimismo, el numeral 9.1 del artículo 9 de la referida Ley, establece como una de sus funciones del Ministerio, aprobar las disposiciones normativas que le correspondan.

Por su parte, el artículo 4 del Reglamento de Organización y Funciones del MINEM, aprobado por Decreto Supremo Nº 031-2007-EM y sus modificatorias, siendo la última el Decreto Supremo N° 021-2018-EM, establece como competencias exclusivas de este Ministerio las siguientes: a) Diseñar, establecer y supervisar las políticas nacionales y sectoriales en materia de energía y de minería, asumiendo la rectoría respecto de ellas; b) Regular la infraestructura pública de carácter y alcance nacional en materia de energía y de minería; y, c) Otorgar y reconocer derechos correspondientes en el ámbito de su competencia, con excepción de aquellos transferidos en el marco del proceso de descentralización.

En ese contexto, el MINEM se encuentra facultado para proponer un nuevo dispositivo normativo que modifique la Ley que crea el Fondo Social de Compensación Eléctrica, aprobada mediante Ley N° 27510.

1.2. Iniciativa legislativa del Poder Ejecutivo

De conformidad con el artículo 107 de la Constitución Política del Perú, concordado con el artículo 74 del Reglamento del Congreso de la República, tienen derecho a iniciativa en la formación de leyes y capacidad para presentar proposiciones de ley, el Presidente de la República, los Congresistas, así como los otros poderes del Estado en las materias que le son propias.

Conforme al artículo 8 de la Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, Ley N° 29158, es facultad del Presidente de la República, en su calidad de Jefe del Poder Ejecutivo, ejercer el derecho de iniciativa legislativa, con aprobación del Consejo de Ministros.

2. Regulación de tarifas de electricidad para los usuarios eléctricos residenciales

2.1. Tarifas eléctricas de los usuarios residenciales

Las tarifas eléctricas deben remunerar las tres actividades que se desarrollan para suministrar la energía eléctrica a los usuarios del servicio: i) generación, ii) transmisión y iii) distribución.

---

[1] Esta parte comprende la descripción y análisis de la normativa que prevé la competencia del Ministerio de Energía y Minas para regular el procedimiento sectorial específico para ejecutar los Planes de Inversión de Transmisión.

Al respecto, la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece que, en el caso de la tarifa de Generación para los usuarios regulados, Osinergmin fija mensualmente el Precio Nivel de Generación utilizando el promedio de los contratos producto de las Licitaciones a las que se refiere la Ley N° 28832 y los contratos firmados a Tarifas en Barra. Cabe precisar que, las Tarifas en Barra son fijadas por Osinergmin en mayo de cada año e incluyen sus fórmulas de actualización.

Para el caso de las tarifas de transmisión, la LCE establece que Osinergmin debe fijar anualmente (mes de mayo) el Peaje por Conexión, el Peaje de Transmisión, sus valores unitarios y sus respectivas fórmulas de actualización mensual, los cuales se aplican para todos los usuarios; adicionalmente, Osinergmin fija los Cargos Adicionales al Peaje por Conexión y sus fórmulas de actualización trimestral.

En el caso de la distribución, la LCE establece que Osinergmin debe fijar y publicar las tarifas definitivas de distribución y sus fórmulas de actualización mensual correspondiente.

2.1.1. Factores de actualización de las tarifas del Servicio Público de Electricidad

Como se ha visto, las tarifas eléctricas aplican fórmulas de reajuste que tienen como objetivo mantener su valor actualizado. Estas fórmulas reajustan los cargos tarifarios en función a la variación de distintos indicadores macroeconómicos, entre los cuales se tienen el Índice de Precios al Por Mayor (IPM), el Precio del Cobre, el Precio del Aluminio, el Tipo de Cambio y los Precios de los Combustibles (Gas Natural, Diésel y Residual 6), debido a que son los que inciden en los costos asociados a la prestación del servicio eléctrico.

La forma en que cada uno de los indicadores es utilizado en las fórmulas de actualización de los precios a nivel de generación, transmisión y distribución se describe a continuación:

a) A nivel de generación

El factor de ajuste de los precios a nivel de generación se calcula con la siguiente fórmula:

$$FA = MR_{NL}\, x\, VPB + MR_{L}\, x\, VPL$$

Dónde:

MR_{NL} : Demanda regulada atendida por contratos no licitados

MR_{L} : Demanda regulada atendida por contratos licitados

VPB : Factor de variación de los Precios en Barra

VPL : Factor de variación de los Precios de Licitaciones

De acuerdo con lo establecido en la Resolución N° 182-2021-OS/CD, esta fórmula del factor de actualización (FA) toma los siguientes valores:

$$FA = 0.05\, x\, VPB + 0.95\, x\, VPL$$

Como se puede ver, el factor de actualización depende de la Variación de los Precios en Barra (VPB), con un peso del 5%, y de la Variación de los Precios de Licitaciones promedio (VPL)[2], con un peso de 95%.

[2] Precios de los contratos suscritos como resultado de las licitaciones de suministro efectuadas al amparo de la Ley N° 28832.

Para ver cómo inciden los indicadores macroeconómicos en actualización de los precios a nivel de generación es necesario tomar en cuenta que la variación de los Precios en Barra (VPB) y el Factor de variación de los Precios Licitados (VPL) están dados por las siguientes fórmulas:

$$VPB = \frac{PB}{PB_0} \text{ y } VPL = \frac{PL}{PL_0}$$

En el caso de los de los Precios en Barra (VPB), el precio en barra promedio (PB) depende de la actualización del precio de la energía y del precio de la potencia, a través del factor actualización del precio de la energía a nivel generación en las barras de referencia de generación (FAPEM) y del factor de actualización del precio de la potencia de punta (FAPPM), respectivamente. De acuerdo con lo señalado, y tomando en cuenta lo establecido en la Resolución N° 067-2021-OS/CD, las fórmulas de cálculo del FAPEM y del FAPPM son las siguientes:

a) Actualización de precios de energía

Precio de energía en horas de punta[3] : $PEMP1 = PEMP0\ x\ FAPEM$

Precio de energía en horas de fuera de punta[4] : $PEMF1 = PEMF0\ x\ FAPEM$

Donde el FAPEM se calcula con la siguiente fórmula:

$$FAPEM = 0{,}1073 + 0{,}8864 * \frac{PGN}{PGN_0} + 0{,}0063 * \frac{PCB}{PCB_0} * \frac{TC}{TC_0}$$

b) Actualización de precios de potencia

Precio de potencia de punta[5] : $PPM1 = PPM0\ x\ FAPPM$

Donde el FAPEM se calcula con la siguiente fórmula:

$$FAPPM = 0{,}7844\ x\ \frac{TC}{TC_0} + 0{,}2156x\ \frac{IPM}{IPM_0}$$

Como se puede ver, la actualización del precio de la energía depende fundamentalmente (88,64%) de la variación del precio del gas natural y en menor medida del Tipo de Cambio (TC); mientras que, la actualización del precio de la potencia depende de la variación del Tipo de Cambio (TC) y del Índice de Precios al por Mayor (IPM).

En el caso de los Precios Licitados (VPL), también se utilizan fórmulas de actualización similares, las cuales forman parte de los contratos que han sido suscritos como resultado de las distintas licitaciones de suministro realizadas hasta la fecha (estos contratos son firmados entre las generadoras adjudicatarias y las empresas de distribución). Así por ejemplo, en el caso de la licitación de suministro para el periodo 2014-2023 (Licitación

---

[3] PEM1 es el precio de la energía de punta actualizado utilizando el factor FAPEM, tomando como base el valor PEMP0

[4] PEMF1 es el precio de la energía de punta actualizado utilizando el factor FAPEM, tomando como base el valor PEMF0

[5] PPM1 es el precio de potencia de punta actualizado utilizando el factor FAPPM, tomando como base el valor PPMP0

LDS-01-2010-LP), las fórmulas consideradas para la actualización de los precios de potencia y energía fueron las siguientes[6]:

a) Actualización de precios de energía

$$Precio_{energía} = Precio_{eb}\ x\ Factor_e$$

$$Factor_e = d\ x\ \frac{TC}{TC_0} x \frac{IPP}{IPP_0} + e\ x\ \frac{PDB5}{PDB5_0} + f\ x\ \frac{PR6}{PR6_0} + g\ x\ \frac{PGN}{PGN_0} + cb\ x\ \frac{PCB}{PCB_0}$$

Donde:

d : Coeficiente por Tipo de cambio.

e : Coeficiente por Costo del Diesel B5.

f : Coeficiente por Costo del Residual 6.

g : Coeficiente por Costo del Gas Natural.

cb : Coeficiente por Costo del Carbón.

b) Actualización de precios de potencia

$$Precio_{pot} = Precio_{pb}\ x\ Factor_p$$

$$Factor_p = a\ x\ \frac{TC}{TC_0} x \frac{IPP}{IPP_0} + b\ x\ \frac{IPM}{IPM_0}$$

Donde:

Precio pb : Precio Base de la potencia que figura en el contrato, en Soles/kW-mes.

a : Coeficiente por Tipo de cambio.

b : Coeficiente por Índice de Precios al Por Mayor.

IPM : Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

IPMo : IPM a la fecha de convocatoria a Licitación.

IPP : Índice de Precios "Finished Goods Less Food and Energy", Serie WPSSOP3500, publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor. Se tomará en cuenta y como valor definitivo el valor publicado al último día del mes anterior aun cuando éste sea preliminar.

IPPo : IPP a la fecha de Convocatoria a Licitación.

TC : Tipo de Cambio (TC). Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACION

[6] Según información de las Bases del Concurso, que incluyen el modelo de contrato a ser suscrito.

DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último Día Hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

TCo : TC a la fecha de convocatoria a Licitación

A continuación, en el Cuadro N° 1 se muestran los coeficientes de las fórmulas de actualización de precios de energía utilizados en la licitación de suministro para el periodo 2014-2023 (Licitación LDS-01-2010-LP).

Cuadro N° 1: Coeficientes de las fórmulas de actualización de los precios de energía (Licitación LDS-01-2010-LP)

Empresa Generadora	Coeficientes				
	D	e	F	G	Cb
Egasa1	0,3000	0,0000	0,0000	0,7000	0,0000
Egasa2	0,3000	0,0000	0,0000	0,7000	0,0000
Termoselva1	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Egenor1	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Termoselva2	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Egenor2	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
San Gaban1	0,1500	0,0100	0,0300	0,8000	0,0100
Termoselva3	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Egenor3	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Fenix Power1	0,2000	0,0000	0,0000	0,8000	0,0000
Egasa3	0,1500	0,0000	0,0000	0,8500	0,0000
S. Minera Corona1	0,2000	0,0000	0,0000	0,8000	0,0000
Egesur1	0,2000	0,0000	0,0000	0,8000	0,0000
Fenix Power3	0,2000	0,0000	0,0000	0,8000	0,0000

Como se puede ver en el Cuadro N° 1, los valores de los coeficientes de la fórmula de actualización dependen de la empresa generadora; sin embargo, se puede observar que el coeficiente del Gas Natural es el que tiene mayor relevancia y en otros casos también influye el coeficiente del TC. Así, por ejemplo, para el caso de Fénix Power la fórmula es la siguiente:

$$Factor_e = 0{,}20\ x\ \frac{TC}{TC_0} x \frac{IPP}{IPP_0} + 0{,}80\ x\ \frac{PGN}{PGN_0}$$

Esta fórmula hace ver que el factor de la variación del precio de la energía depende fundamentalmente de la variación del precio del Gas Natural (80%) y del TC y el IPP.

b) A nivel de Transmisión

El factor de ajuste de los precios a nivel de transmisión, en el Sistema Principal de Transmisión (SPT) se calcula a través de la siguiente fórmula:

$$FAT = \left(l\frac{TC}{TC_0} + m\frac{IPM}{IPM_0} + n\frac{IPAl}{IPAl_0} + o\frac{IPCu}{IPCu_0} + p\right)$$

Dónde:

IPM : Índice de precios al por mayor

TC : Tipo de cambio

IPCu : Índice de precios del cobre

IPAl : Índice de precios del aluminio

En el Cuadro N° 2 se puede ver información extraída de la Resolución N° 067-2021-OS-CD de Osinergmin[7] para las instalaciones del SPT más relevantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). En este cuadro se pueden ver los valores que toman los coeficientes de la fórmula de cálculo del FAT y se aprecia que, el valor de la constante l es igual a 1 y el de los demás coeficientes es igual a cero (0), lo que implica que la fórmula de ajuste de los precios a nivel de transmisión, solo depende de la variación del Tipo de Cambio (TC).

Cuadro N° 2: Coeficientes de la fórmula de actualización de los precios de transmisión (FAT)

STP / Cargo	l	m	n	o	P
SPT de REP	1	-	-	-	-
SPT de Redesur	1	-	-	-	-
SPT de Transmantaro	1	-	-	-	-
SPT de ISA	1	-	-	-	-

Para el caso de los Sistemas de Complementarios de Transmisión (SCT) y los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) el factor de ajuste de los precios se calcula a través de la siguiente fórmula:

$$FATS = \left(a\frac{TC}{TC_0} + b\frac{IPM}{IPM_0} + c\frac{Pc}{Pc_0} + d\frac{Pal}{Pal_0}\right)$$

De acuerdo con la Resolución 145-2021-OS/CD[8], los coeficientes de la fórmula de cálculo del factor FATS, que se calculan para las distintas Áreas de Demanda, son los que se indican en el Cuadro N° 3.

[7] Resolución que, entre otras disposiciones, actualiza el peaje por conexión y peaje de transmisión unitarios, así como, fija los valores de las constantes para la fórmula de ajuste de los precios a nivel de transmisión.

[8] Esta resolución modifica los valores publicados mediante la resolución 070-2021-OS-CD

Cuadro N° 3: Coeficientes de la fórmula de actualización a nivel de los sistemas de transmisión SCT y SST

Área de demanda	A	b	c	d
1	0,3012	0,6195	0,0408	0,0385
2	0,2527	0,6897	0,0320	0,0256
3	0,2355	0,6972	0,0346	0,0327
4	0,2308	0,6970	0,0182	0,0540
5	0,3046	0,6445	0,0216	0,0293
6	0,2787	0,6199	0,0919	0,0095
7	0,2174	0,6415	0,1362	0,0049
8	0,2696	0,6250	0,0276	0,0778
9	0,2683	0,6684	0,0358	0,0275
10	0,2480	0,6939	0,0219	0,0362
11	0,2194	0,7304	0,0329	0,0173
12	0,5334	0,3790	0,0529	0,0347
13	0,2377	0,7086	0,0254	0,0283
14	0,2224	0,7171	0,0369	0,0236
15	0,2888	0,6110	0,0112	0,0890

Considerando la información del Cuadro N° 3, se puede ver que, por ejemplo, para el Area de Demanda 1 (que abarca la zona de Tumbes y Piura), el FATS se calcula con la siguiente fórmula:

$$FATS = \left(0{,}3012 * \frac{TC}{TC_0} + 0{,}6195 * \frac{IPM}{IPM_0} + 0{,}0408 * \frac{Pc}{Pc_0} + 0{,}0385 * \frac{Pal}{Pal_0}\right)$$

De acuerdo con esta información, la variación del FATS del Área de Demanda 1 depende en un 30,1% de las variaciones del TC y en un 61,9% del IPM; es decir, estos dos indicadores influyen en más del 90% de la variación de los precios a nivel de los sistemas de transmisión SCT y SST y, como se puede ver, se presenta una situación parecida en las otras Áreas de Demanda, en las que estos dos indicadores son los que tienen mayor peso en las fórmulas de actualización.

c) A nivel de Distribución

La fórmula general de cálculo del Factor de Ajuste del Valor Agregado de Distribución (FAVAD) tiene la siguiente forma:

$$FAVAD = \left(a\frac{IPM}{IPM_0} + b\frac{TC}{TC_0} + c\frac{IPCu}{IPCu_0}\frac{TC}{TC_0} + d\frac{IPAl}{IPAl_0}\frac{TC}{TC_0}\right)$$

Dónde:

IPM : Índice de precios al por mayor
TC : Tipo de cambio
$IPCu$: Índice de precios del cobre.

$IPAl$: Índice de precios del aluminio
a : Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales.
b : Coeficiente de participación de los productos importados.
c : Coeficiente de participación del conductor de cobre.
c : Coeficiente de participación del conductor de aluminio.

En el caso de la distribución, el factor de ajuste se calcula para las redes de Media Tensión (FAVADMT), para las redes de Baja Tensión (FAVADBT) y para las Subestaciones de Distribución (FAVADSED). En este sentido, a través de las Resoluciones 210-2018-OS-CD y 224-2019-OS-CD[9] se fijaron las fórmulas de actualización y los correspondientes coeficientes para el reajuste periódico del Valor Agregado de Distribución en Media Tensión (VADMT), el Valor Agregado de Distribución en Baja Tensión (VADMT) y el Valor Agregado de Distribución en Subestaciones de Distribución MT/BT (VADSED); para cada una de las empresas de distribución que operan a nivel nacional, tanto públicas como privadas. A partir de esta información, en el Cuadro N° 4 se muestran los coeficientes de las fórmulas de cálculo del FAVAD de cinco empresas distribuidoras de electricidad, tres públicas y dos privadas.

Cuadro N° 4: Coeficientes de la fórmula de cálculo del FAVAD

		Luz del Sur	Enel Distribución	Electrocentro	Electronorte	Hidrandina
Media Tensión	a	0,7508	0,8072	0,8787	0,8672	0,8735
	b	0,1724	0,1337	0,0534	0,0572	0,0562
	c	0,0219	0,0036	0,0000	0,0151	0,0127
	d	0,0549	0,0555	0,0679	0,0605	0,0576
Baja Tensión	a	0,7064	0,6962	0,8274	0,8120	0,8221
	b	0,2123	0,2412	0,0877	0,0913	0,0889
	c	0,0054	0,0000	0,0004	0,0004	0,0004
	d	0,0759	0,0626	0,0845	0,0963	0,0886
SED en MT/BT	a	0,4996	0,5818	0,8079	0,7907	0,8108
	b	0,4736	0,4182	0,1305	0,1400	0,1277
	c	0,0225	0,0000	0,0616	0,0693	0,0615
	d	0,0043	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Considerando la información del Cuadro N° 4, se puede ver que, por ejemplo, para el caso de la empresa Hidrandina, el FAVAD en Media Tensión se calcula con la siguiente fórmula:

$$FAVADMT = \left(0{,}8735 * \frac{IPM}{IPM_0} + 0{,}0562 * \frac{TC}{TC_0} + 0{,}0127 \frac{IPCu}{IPCu_0}\frac{TC}{TC_0} + 0{,}0576 * \frac{IPAl}{IPAl_0}\frac{TC}{TC_0}\right)$$

De acuerdo con esta información, la variación del FAVADMT de Hidrandina depende en un 87,4% de las variaciones del IPM y en un 5,62% del TC; es decir, estos dos indicadores influyen en más del 90% de la variación de los precios a nivel de distribución de esta empresa y, como se puede ver, la situación es similar en las otras empresas, en las que estos dos indicadores son los que tienen mayor peso en las fórmulas de actualización.

[9] Estas resoluciones modificaron los valores publicados mediante las resoluciones 158-2018-OS-CD y 168-2019-OS-CD, respectivamente.

2.2. Mecanismos de reducción tarifaria de los usuarios del Servicio Público de Electricidad

2.2.1. Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)

El FOSE se creó con el objetivo de favorecer el acceso y permanencia del servicio eléctrico a todos los usuarios residenciales del servicio público de electricidad cuyos consumos mensuales sean menores a 100 kW.h por mes comprendidos dentro de la opción tarifaria BT5, residencial.

El FOSE se utiliza para subsidiar las tarifas de electricidad de los usuarios residenciales que tienen niveles bajos de consumo eléctrico, que por lo general son aquellos usuarios con menores ingresos económicos, a través de recargos que se aplican en las tarifas de los usuarios del servicio público de electricidad que consumen más de 100 kW.h de electricidad.

Los parámetros de aplicación del FOSE de los usuarios del Sistema Interconectado y Sistemas Aislados, dependen del rango de consumo de los usuarios y del sector del sistema eléctrico, los usuarios de menores ingresos económicos que son los que consumen menos energía, tienen más descuentos en el cargo de la energía de su tarifa; tal como se encuentra vigente a la fecha en el artículo 3 de la Ley 27510.

Conceptualmente, el FOSE se justificó bajo la consideración de permitir de que con su aplicación se rebajen sustancialmente las tarifas eléctricas para las personas de grupos menos favorecidos y que se recargue con un pequeño aumento tarifario a los que pueden pagar más. Es simplemente un subsidio cruzado[10].

2.2.2. Fondo de Inclusión Social Energético (FISE)

Mediante la Ley N° 29852,en su artículo 3, se crea el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) como un sistema de compensación energética, que permita brindar seguridad al sistema, así como de un esquema de compensación social y de servicio universal para los sectores más vulnerables de la población.

De acuerdo al artículo 4, numeral 4.1, de la Ley 29852 el FISE se financia con recursos provenientes del recargo en la facturación mensual para los usuarios libres de electricidad de los sistemas interconectados definidos como tales por el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley 25844, a través de un cargo equivalente en energía aplicable en las tarifas de transmisión eléctrica. Dicho cargo tarifario será equivalente al recargo en la facturación dispuesto por la ley de creación del FOSE, Ley 27510 y sus modificatorias.

Que, las distribuidoras eléctricas, de conformidad con los artículos 7.3 y 7.6 de la Ley 29852 así como el artículo 16.2 de su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 021-2012-EM, participan en la implementación del mecanismo de descuento; y los costos administrativos y operativos aprobados y establecidos por Osinergmin en que incurran dichas empresas deben ser reconocidos con cargo al FISE y reembolsados por el Administrador.

De acuerdo al objeto del FSE, el artículo 5 de la Ley 29852, establece que dicho Fondo estará destinado para los siguientes fines

---

[10] Diario de Debates correspondiente a la Primera Legislatura Ordinaria, intervención del entonces Presidente de Consejo de Ministros de la iniciativa legislativa que dio lugar a la aprobación de la Ley N° 25710; en: http://spij.minjus.gob.pe/Textos-PDF/Debates_2/2001/AGOSTO/Ley_27510_28-08-01.pdf.

i) Masificación del uso del gas natural mediante el financiamiento parcial o total de las conexiones de consumidores regulados, sistemas o medios de distribución o transporte, y conversiones vehiculares, todo de acuerdo con el Plan de Acceso Universal a la Energía aprobado por el MINEM.
ii) Compensación para el desarrollo de nuevos suministros en la frontera energética, como células fotovoltaicas, paneles solares, biodigestores, entre otros, focalizándose en la población más vulnerable.
iii) Compensación social y promoción para el acceso al GLP de los sectores vulnerables tanto urbanos como rurales.
iv) Compensación a las empresas de distribución de electricidad por la aplicación del mecanismo de compensación de la tarifa eléctrica residencial, conforme a la ley de la materia.
v) Implementación del Mecanismo de Promoción contenido en el Decreto Supremo N° 040- 2008-EM.
vi) Pago de los intereses compensatorios de las deudas de los usuarios de los servicios públicos de electricidad y gas natural, según lo dispuesto en el Decreto de Urgencia 035-2020, en el literal c) del artículo 4.

Con Resolución N° 187-2014-OS/CD, publicada en el diario oficial El Peruano el 24 de setiembre de 2014, se aprobó la Norma "Procedimiento para el reconocimiento de costos administrativos y operativos del FISE de las distribuidoras eléctricas en sus actividades vinculadas con el descuento en la compra del balón de gas", la misma que estableció la fijación de costos estándares unitarios para el reconocimiento de los costos de implementación y operación del FISE.

Mediante Resolución N° 026-2017-OS/GRT, se aprobaron los costos estándares unitarios de cada una de las zonas de atención FISE aplicables, a cada distribuidora eléctrica, a partir del 16 de mayo de 2017 hasta el 15 de mayo de 2019; y mediante la Resolución N° 012-2019-OS/GRT se aprobaron los costos estándares unitarios que son vigentes desde el 16 de mayo de 2019 hasta el 15 de mayo de 2021 o dentro de ese periodo.

2.2.3. Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial (MCTER)

Mediante Ley N° 30468 se creó el Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial (MCTER) destinado a compensar, con los recursos del FISE que habilite anualmente el Ministerio de Energía y Minas en el Programa Anual de Promociones, los cargos de energía y cargos fijos de aquellos sistemas eléctricos donde dicho mecanismo sea aplicable. El artículo 4 de la Ley 30468 establece que el MCTER se financia con recursos del FISE que destina el Ministerio de Energía y Minas, hasta un máximo de S/ 180 millones de soles anuales



Mediante Resolución Ministerial N° 037-2021-MINEM/DM, publicada en el diario oficial El Peruano con fecha 18 de febrero de 2021, se habilitó, como parte del Programa Anual de Promociones, un total de S/ 180 millones anuales para la compensación a las empresas distribuidoras de electricidad por aplicación del MCTER;

El artículo 5 de la mencionada Ley 30648 señala que el MCTER está orientado a reducir el cargo por energía y el cargo fijo de la opción tarifaria BT5B y otras opciones tarifarias aplicables a los usuarios residenciales en todos los sistemas eléctricos del país, antes de la aplicación del mecanismo del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE). Este mecanismo se aplica únicamente en las facturaciones de los usuarios residenciales de aquellos sistemas eléctricos que tienen un cargo de energía mayor que el cargo ponderado referencial único de energía, obtenido este último luego de ajustar el promedio ponderado de los cargos de energía de todos los sistemas eléctricos del país con los recursos disponibles del FISE para cada mes.

La Ley 30468 establece que Osinergmin determina trimestralmente los montos que el Ministerio de Energía y Minas debe transferir cada mes del trimestre a las distribuidoras eléctricas que aplican el MCTER, de modo tal que en un año las sumas de los montos transferidos no excedan los recursos habilitados por el Ministerio de Energía y Minas en el Programa Anual de Promociones que aprueba para tal efecto.

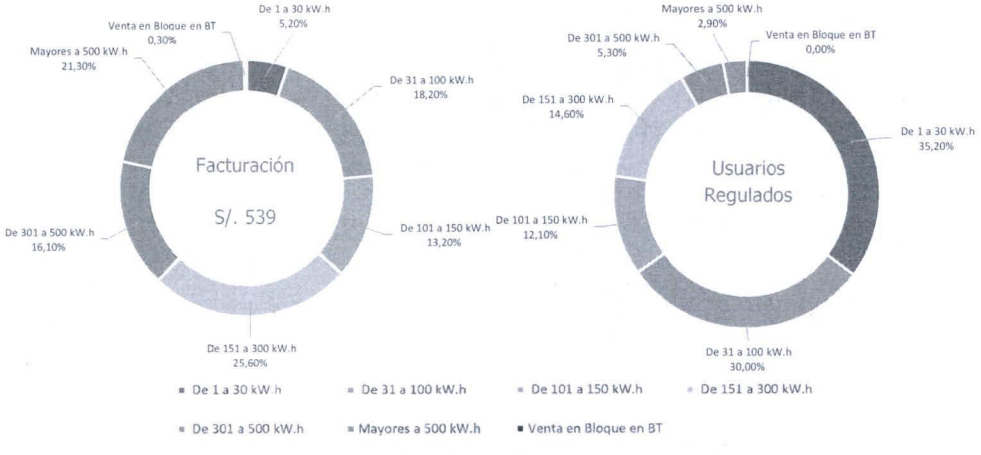
El artículo 6 del Reglamento de la Ley 30468, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 027-2016-EM, establece que el programa de transferencias mensuales para el MCTER se realiza en la misma oportunidad que la aprobación del factor de recargo del FOSE.

3. Descripción del problema: Impacto del incremento de las tarifas eléctricas en los usuarios eléctricos con menores recursos económicos

3.1. Número de usuarios residenciales y facturación por nivel de consumo mensual

Con información al mes de julio de 2021, se identifica que la facturación en el mercado regulado de usuarios residenciales, fue de aproximadamente 539,4 millones de soles y la cantidad de usuarios regulados fue de aproximadamente 7,6 millones. La Figura 1 muestra la estructura de esta facturación y cantidad de usuarios regulados, en donde se muestra a los usuarios residenciales de las categorías tarifarias BT5B, BT5D, BT5E, BT7 y BT8 en conjunto, clasificados por niveles de consumo, así como a los clientes residenciales colectivos con venta en bloque en media tensión.

Figura 1: Estructura de la Facturación y número de Usuarios Residenciales



Fuente: Elaboración propia con información de Osinergmin al mes de julio de 2021

Del total identificado en el mercado regulado, la cantidad de usuarios con consumos mensuales menores o iguales a 150 kWh/mes suman un total de 5,96 millones, 78% del total de usuarios residenciales; y a su vez, representan alrededor del 36,6% del total de la facturación dentro de este mismo mercado. Cabe precisar que el universo de usuarios que alcanzan un nivel de consumo hasta de 150 kWh/mes es meramente referencial, a partir del cual se considera la cantidad actualizada hasta dicho nivel de consumo y a partir del cual se evalúa la propuesta y no necesariamente dicho umbral es concluyente para establecer un nuevo umbral.

Cuadro 5: Facturación y número de usuarios del mercado regulado residencial

Opciones tarifarias	Facturación		Cantidad	
	Soles (S/.)	(%)	Usuarios	(%)
BT5B, BT5D; BT5E, BT7-R, BT8	**537 801 591**	**99,70%**	**7 641 280**	**100,00%**
De 1 a 30 kW.h	28 064 450	5,20%	2 847 211	35,20%
De 31 a 100 kW.h	98 252 330	18,20%	2 218 885	30,00%
De 101 a 150 kW.h	71 154 413	13,20%	892 416	12,10%
De 151 a 300 kW.h	138 286 125	25,60%	1 077 444	14,60%
De 301 a 500 kW.h	86 970 960	16,10%	389 108	5,30%
Mayores a 500 kW.h	115 073 313	21,30%	216 216	2,90%
Venta en Bloque en BT	**1 632 895**	**0,30%**	**969**	**0,00%**
Total Residencial	**539 434 486**	**100,00%**	**7 642 249**	**100,00%**

Fuente: Elaboración propia con información de Osinergmin al mes de julio de 2021

3.2. Tendencia al alza de las tarifas eléctrica residencial

Para disponer de una perspectiva de la variación de las tarifas que pagan los usuarios residenciales, se ha utilizado información de los Pliegos Tarifarios del servicio público de electricidad publicados por Osinergmin[11], con los precios máximos que las concesionarias de distribución pueden cobrar a los clientes regulados con consumos de energía eléctrica mensuales de 0 a 30 kW.h, de 31 a 100 kW.h y mayores a 100 kW.h en los sistemas eléctricos de Lima Norte y Lima Sur, pertenecientes al Sector de Distribución Típico 1 (sectores urbanos de alta densidad de carga); así como en los sistemas eléctricos de Cusco, Puerto Maldonado, Trujillo, Cajamarca, Arequipa y Tacna, pertenecientes al Sector de Distribución Típico 2 (sectores urbanos de media densidad de carga), y en Sistemas Eléctricos Rurales (SER) tales como el SER en Trujillo, el SER Inclán en Tacna, el SER Electro Oriente y el Sistema Aislado Iquitos. Con esta información se realizó la comparación de las tarifas máximas aplicables a los clientes regulados el 4 de noviembre de 2016 y las aplicables el 4 de noviembre de 2021.

En los cuadros N° 6, 7 y 8 se puede ver el porcentaje de variación de las tarifas en los sistemas indicados previamente. Se aprecia que, en Lima Norte (Sector de Distribución Típico 1) la variación de las tarifas de noviembre 2017 a noviembre 2021 fue incrementándose, es así que la variación paso de 4,9% (4 de noviembre 2017 al 4 de noviembre 2018) a 8,8% (4 de noviembre 2020 al 4 de noviembre 2021). Para Cusco, Puerto Maldonado y Tacna, la variación de noviembre 2020 a noviembre 2021 en estos sistemas bordea el 12%; es decir, es bastante más alta que la de años anteriores. En el caso de los sistemas rurales y aislados, destaca la variación en Iquitos y en el SER Electro Oriente, que fue cuyas variaciones están alrededor de 20% entre noviembre 2020 y noviembre 2021, mucho mayor a las variaciones registradas en otros sistemas eléctricos.

Para consumos mayores a 100 kW.h, las variaciones de las tarifas muestran un incremento mayor, como se puede apreciar en el Cuadro N° 6

[11] https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/pliegos-tarifarios/electricidad/pliegos-tarifarios-cliente-final

Cuadro N° 6: Variación (%) de Cargo por Energía Activa
Consumos mensuales de 0 a 30 kW.h – Tarifa BT5B

Sector Típico	Sistema Eléctrico	Variación (%)				
		4 Nov. 2016 - 4 Nov. 2017	4 Nov. 2017 - 4 Nov. 2018	4 Nov. 2018 – 4 Nov. 2019	4 Nov. 2019 – 4 Nov. 2020	4 Nov. 2020 – 4 Nov. 2021
1	Lima Norte	-1,1%	4,9%	5,6%	6,6%	8,8%
	Lima Sur	-1,1%	4,1%	6,1%	6,5%	9,6%
2	Cusco	-3,5%	2,4%	9,6%	4,5%	12,9%
	Pto. Maldonado	-3,5%	7,2%	4,8%	4,5%	12,9%
	Tacna	-2,3%	2,2%	9,7%	6,0%	11,2%
	Trujillo	-3,2%	2,9%	10,9%	6,2%	7,2%
	Cajamarca	-3,4%	2,9%	10,9%	6,6%	7,2%
	Arequipa	-1,8%	3,2%	9,2%	6,5%	9,4%
Rural - Aislado	SER Inclan - Tacna	-3,5%	7,2%	0,0%	6,0%	11,2%
	SER Trujillo	-3,5%	7,2%	3,1%	6,2%	7,3%
	Iquitos	9,5%	8,7%	11,6%	-1,0%	20,1%
	SER ELOR Aislado	-3,5%	7,2%	3,9%	-1,1%	20,2%

Fuente: Elaboración propia con información publicada por Osinergmin (Pliegos Tarifarios)

Cuadro N° 7: Variación (%) de Cargo por Energía Activa para
Consumos mensuales de 31 - 100 kW.h – Tarifa BT5B

Sector Típico	Sistema Eléctrico	Variación (%)				
		4 Nov. 2016 - 4 Nov. 2017	4 Nov. 2017 - 4 Nov. 2018	4 Nov. 2018 – 4 Nov. 2019	4 Nov. 2019 – 4 Nov. 2020	4 Nov. 2020 – 4 Nov. 2021
1	Lima Norte	-1,1%	4,9%	5,6%	6,6%	8,8%
	Lima Sur	-1,1%	4,1%	6,1%	6,5%	9,6%
2	Cusco	-3,5%	2,4%	9,6%	4,5%	12,9%
	Pto. Maldonado	-3,5%	7,2%	4,8%	4,5%	12,9%
	Tacna	-2,3%	2,2%	9,7%	6,0%	11,2%
	Trujillo	-3,2%	2,9%	10,9%	6,2%	7,3%
	Cajamarca	-3,4%	2,9%	10,9%	6,6%	7,2%
	Arequipa	-1,8%	3,1%	9,2%	6,5%	9,4%
Rural - Aislado	SER Inclan - Tacna	-3,5%	7,2%	0,0%	6,0%	11,2%
	SER Trujillo	-3,5%	7,2%	3,1%	6,2%	7,3%
	Iquitos	9,5%	8,7%	11,6%	-1,0%	20,1%
	SER ELOR Aislado	-3,5%	7,2%	4,0%	-1,0%	20,1%

Fuente: Elaboración propia con información publicada por Osinergmin (Pliegos Tarifarios)

Cuadro N° 8: Variación (%) de Cargo por Energía Activa para
Consumos mensuales mayores a 100 kW.h – Tarifa BT5B

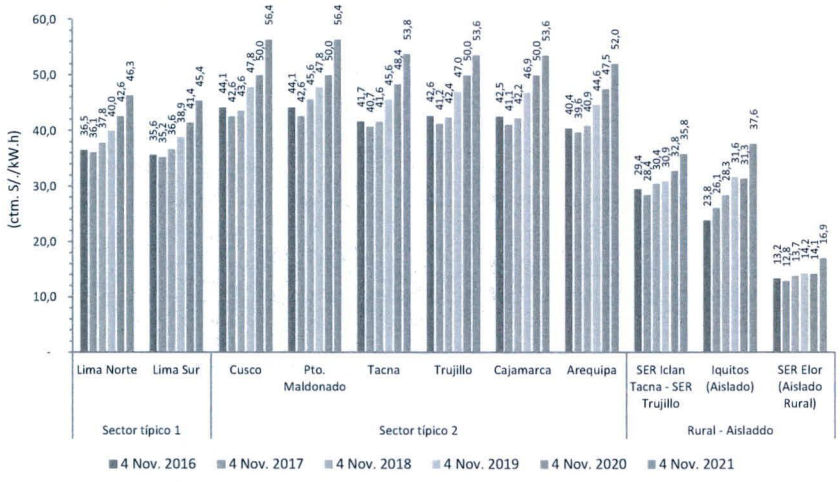
Sector Típico	Sistema Eléctrico	Variación (%)				
		4 Nov. 2016 - 4 Nov. 2017	4 Nov. 2017 - 4 Nov. 2018	4 Nov. 2018 – 4 Nov. 2019	4 Nov. 2019 – 4 Nov. 2020	4 Nov. 2020 – 4 Nov. 2021
1	Lima Norte	-0,5%	5,4%	5,6%	7,0%	8,9%
	Lima Sur	-0,5%	4,6%	6,1%	7,0%	9,7%
2	Cusco	-3,0%	3,0%	9,6%	4,9%	13,0%
	Pto. Maldonado	-2,9%	7,7%	4,8%	4,9%	13,0%
	Tacna	-1,7%	2,7%	9,7%	6,4%	11,3%
	Trujillo	-2,7%	3,4%	10,9%	6,6%	7,3%
	Cajamarca	-2,9%	3,4%	10,9%	7,0%	7,3%
	Arequipa	-1,2%	3,6%	9,2%	6,9%	9,5%
Rural - Aislado	SER Inclan - Tacna	-2,9%	7,7%	0,0%	6,4%	11,3%
	SER Trujillo	-2,9%	7,7%	3,1%	6,6%	7,3%
	Iquitos	9,5%	8,7%	11,6%	-1,0%	20,1%
	SER ELOR Aislado	-3,5%	7,2%	4,0%	-1,0%	20,1%

Fuente: Elaboración propia con información publicada por Osinergmin (Pliegos Tarifarios)

Para apreciar la variación de los cargos por energía en términos de dinero, se han elaborado las Figuras N° 2, 3 y 4, en las cuales se pueden ver los montos de este cargo en sistemas eléctricos de distintas zonas del país.

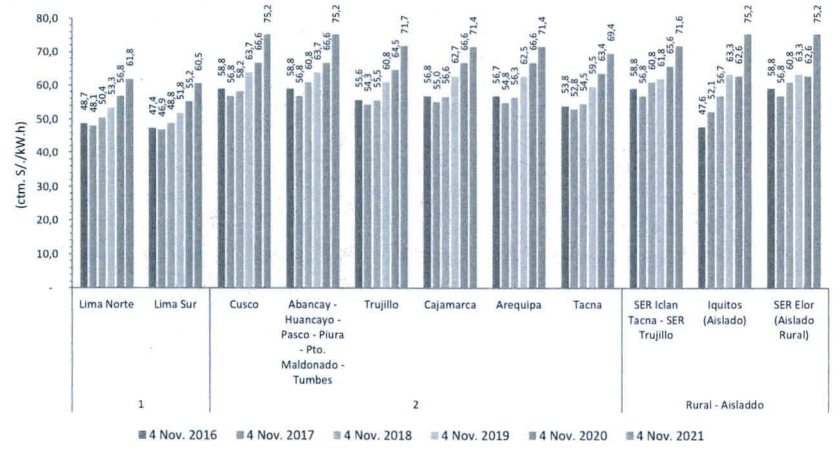
Como se puede observar, el cargo por energía activa de la tarifa residencial en el Sector de Distribución Típico 1, 2, Rural y Aislado, presentan un incremento importante en el último año. Así, por ejemplo, para el caso de los usuarios de los sistemas eléctricos de Cusco y Puerto Maldonado con consumos menores a 30 KW.h/mes, pasó de 48,4 ctm. S/./kW.h (4 noviembre 2020) a 56,4 ctm. S/./kW.h (4 de noviembre 2021); mientras que, para los usuarios de este mismo sistema con consumos entre 31 y 100 kW.h/mes pasó de 66,6 ctm. S/./kW.h (4 noviembre 2020) a 75,2 ctm. S/./kW.h (4 noviembre 2021).

Figura N° 2: Cargo por Energía Activa para Consumos mensuales de 0 a 30 kW.h



Fuente: Elaboración propia con información publicada por Osinergmin (Pliegos Tarifarios)

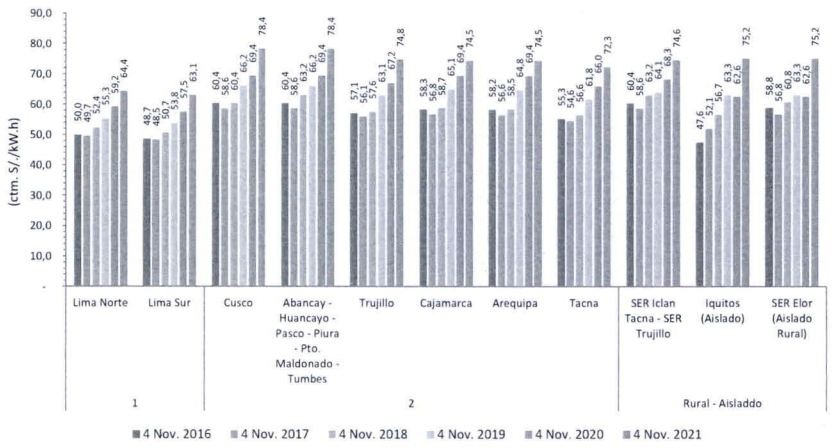
Figura N° 3: Cargo por Energía Activa para consumos mensuales de 31 a 100 kW.h



Fuente: Elaboración propia con información publicada por Osinergmin (Pliegos Tarifarios)

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
JEFA
Oficina General de Asesoría Jurídica

Figura N° 4: Cargo por Energía Activa para Consumos mensuales mayores a 100 kW.h



Fuente: Elaboración propia con información publicada por Osinergmin (Pliegos Tarifarios)

En conclusión, la información revisada permite apreciar que en el último año (ver cuadro N°9) se ha presentado un incremento de las tarifas del servicio eléctrico que pagan los usuarios residenciales, sustancialmente superior al que se presentó en años anteriores. Es así que, la variación del cargo por energía del 4 de noviembre de 2020 al 4 de noviembre de 2021 supera el 8% en el Sector de Distribución Típico 1. Por su parte, en la mayor parte de los casos Sector de Distribución Típico 2, la variación supera el 7%; mientras que, en los sistemas aislados y rurales, esta variación es más acentuada y de acuerdo con la información disponible a la fecha, esta tendencia podría continuar en los próximos meses.

Cuadro N° 9: Incremento del Cargo por Energía por nivel de consumo de la Tarifa BT5B residencial

Sector Típico	Sistema Eléctrico	0 a 30 kW.h			31 - 100 kW.h			Mayor a 100 kW.h		
		4 Nov. 2020	4 Nov. 2021	Δ %	4 Nov. 2020	4 Nov. 2021	Δ %	4 Nov. 2020	4 Nov. 2021	Δ %
1	Lima Norte	42,6	46,3	8,8%	56,8	61,8	8,8%	59,2	64,4	8,9%
	Lima Sur	41,4	45,4	9,6%	55,2	60,5	9,6%	57,5	63,1	9,7%
2	Cusco	50,0	56,4	12,9%	66,6	75,2	12,9%	69,4	78,4	13,0%
	Puerto Maldonado	50,0	56,4	12,9%	66,6	75,2	12,9%	69,4	78,4	13,0%
	Tacna	48,4	53,8	11,2%	64,5	71,7	11,2%	67,2	74,8	11,3%
	Trujillo	50,0	53,6	7,2%	66,6	71,4	7,3%	69,4	74,5	7,3%
	Cajamarca	50,0	53,6	7,2%	66,6	71,4	7,2%	69,4	74,5	7,3%
	Arequipa	47,5	52,0	9,4%	63,4	69,4	9,4%	66,0	72,3	9,5%
Rural	SER Inclan – Tacna	32,3	35,9	11,2%	64,5	71,7	11,2%	67,2	74,8	11,3%
	SER Trujillo	33,3	35,7	7,3%	66,6	71,4	7,3%	69,4	74,5	7,3%
Aislado	Iquitos	31,3	37,6	20,1%	62,6	75,2	20,1%	62,6	75,2	20,1%
	SER Electro Oriente	14,1	16,9	20,2%	62,6	75,2	20,1%	62,6	75,2	20,1%

Fuente: Elaboración propia con información publicada por Osinergmin (Pliegos Tarifarios)

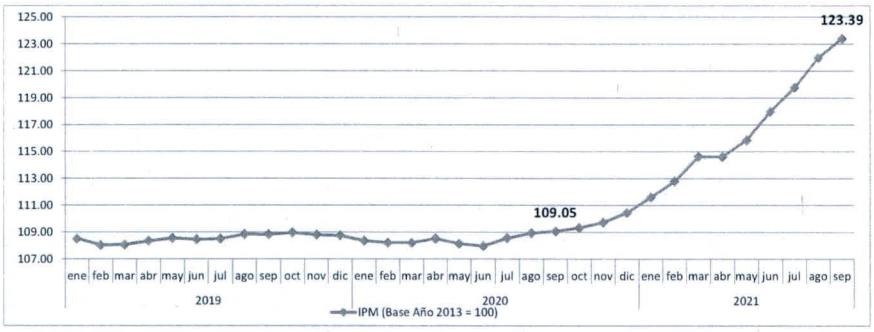
Esta situación impacta de manera negativa en la economía familiar de todos los usuarios residenciales, y en especial, de los que menos recursos económicos cuentan, situación que en el contexto económico actual merece ser objeto de regulación por parte del Estado.

3.3. Factores que provocan la tendencia al alza de las tarifas eléctrica residencial

3.3.1. Variación del Índice de Precios por Mayor (IPM)

A partir de mediados del año 2020, el Índice de Precios Por Mayor (IPM) a nivel nacional presentó una tendencia al alza. Así, como se puede ver en la Figura N°.5, el valor del IPM en el mes de setiembre 2020 era de 109,05; mientras que, en setiembre 2021 alcanzó el valor de 123,39; es decir, se observa un incremento del 13,1% en este periodo.

Figura N° 5: Índice de Precios al por Mayor IPM (Base 2013 = 100)



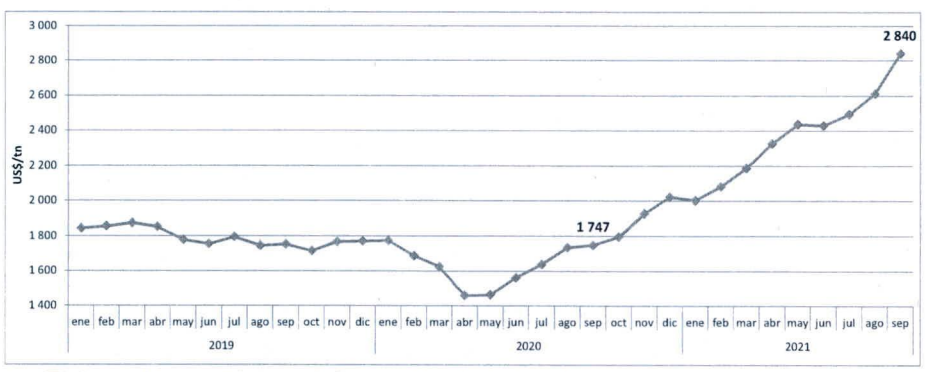
Fuente: Elaboración propia con información publicada en el diario El Peruano

3.3.2. Variación de los precios del cobre y del aluminio

En la Figura N° 6 se puede observar que el precio del aluminio, luego de haber experimentado una ligera tendencia a la baja durante el 2019 y parte del 2020, pasó de 1 747 US$ por tonelada en setiembre 2020 a 2 840 US$ por tonelada en setiembre 2021, lo que representó un incremento del 62,5% durante este periodo.

Por su parte, en la Figura N° 7 se puede ver que, luego de haber experimentado una ligera tendencia a la baja durante el 2019 y parte del 2020, el precio del cobre pasó de 295 c.US$/lb en setiembre 2020 a 424 c.US$/lb en setiembre 2021; es decir, se tuvo un incremento del 39,5% durante este periodo.

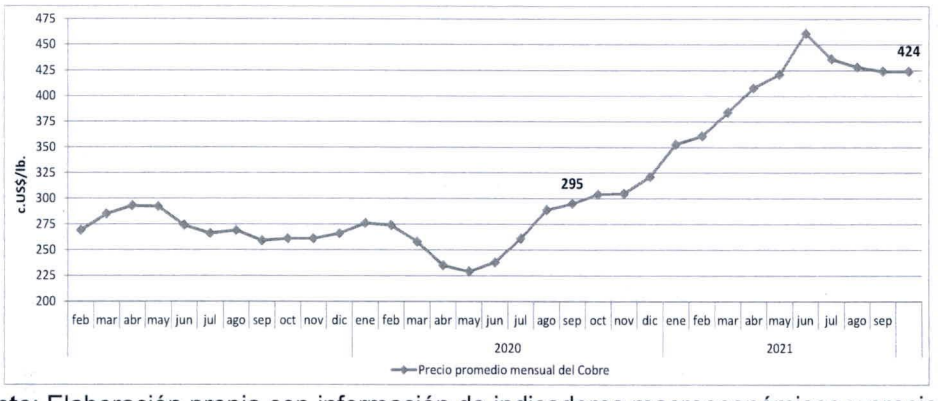
Figura N° 6: Precio promedio mensual del Aluminio (US$/tn)



Fuente: Elaboración propia con información de indicadores macroeconómicos y precios de combustibles publicada por Osinergmin

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
Oficina General de Asesoría Jurídica
JEFA

Figura N° 7: Precio promedio mensual del Cobre c.US$/lb

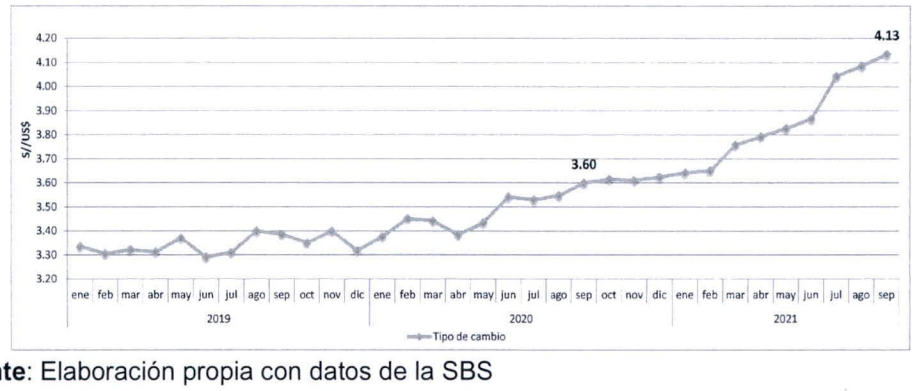


Fuente: Elaboración propia con información de indicadores macroeconómicos y precios de combustibles publicada por Osinergmin

3.3.3. Variación del tipo de cambio

Luego de que en el año 2019 el tipo de cambio del dólar se mantuviera en valores que no llegaban a superar los 3,4 Soles/US$, en el mes de setiembre de 2020 alcanzó el valor de 3,60 Soles/US$; mientras que, para el mes de setiembre 2021 el tipo de cambio fue de 4.13 Soles/ US$, lo que significa que en este periodo se tuvo un incremento del 14,9% en esta variable que se utiliza en las fórmulas de actualización de las tarifas.

Figura N°8: Cotización de oferta y demanda - Tipo de cambio promedio ponderado



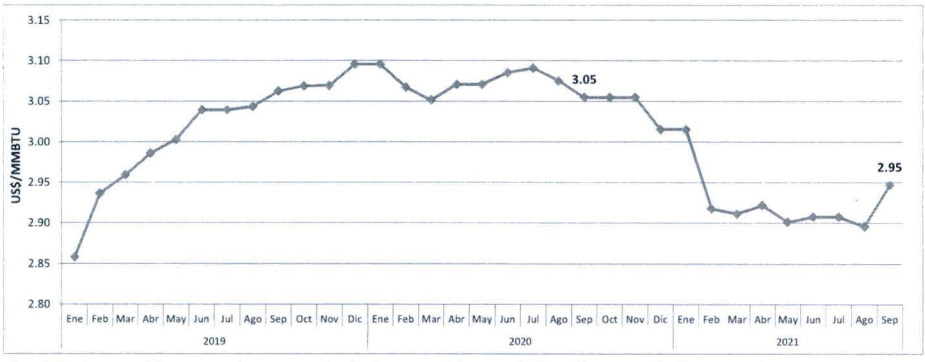
Fuente: Elaboración propia con datos de la SBS

3.3.4. Variación del Precios del Gas Natural[12] (PGN)

En la Figura N°9 se puede ver que el precio del gas natural, luego de experimentar una tendencia al alza desde enero del 2019 hasta enero del 2020, se mantuvo más o menos estable entre 3,05 y 3,10 US$ por MMBTU hasta noviembre del 2020. A partir de noviembre de 2020, comenzó una tendencia a la baja, es así que pasó de 3,05 US$ por MMBTU en setiembre 2020 a 2,95 US$ por MMBTU en setiembre de 2021; es decir, se tuvo una disminución del 3,5% en el precio del gas natural.

12 Fuente: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/precio-a-nivel-generacion-y-mecanismo-usuarios-sein

Figura N°9: Precio del Gas Natural

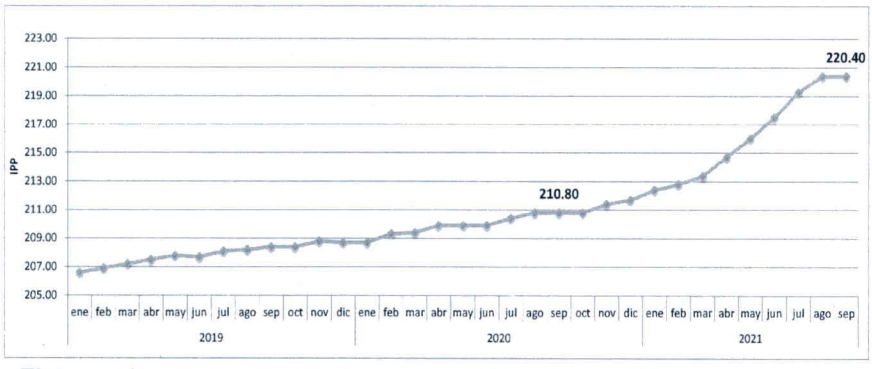


Fuente: Elaboración propia con da información publicada por Osinergmin.

3.3.5. Variación del Índice de Precios "Finished Goods Less Food and Energy", Serie WPSSOP3500

En la Figura N°10, se observa la variación del Índice de Precios "Finished Goods Less Food and Energy", Serie WPSSOP3500, publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor. Al respecto, se observa que este índice, mantiene una tendencia creciente y desde el mes de noviembre 2020, el incremento es más pronunciado. Es así que, de 210,80 en noviembre 2020 pasó a 220,40 en setiembre 2021; es decir, se tuvo un aumento del 4,6%.

Figura N° 10: Índice de Precios "Finished Goods Less Food and Energy", Serie WPSSOP3500



Fuente: Elaboración propia con da información publicada por Osinergmin.

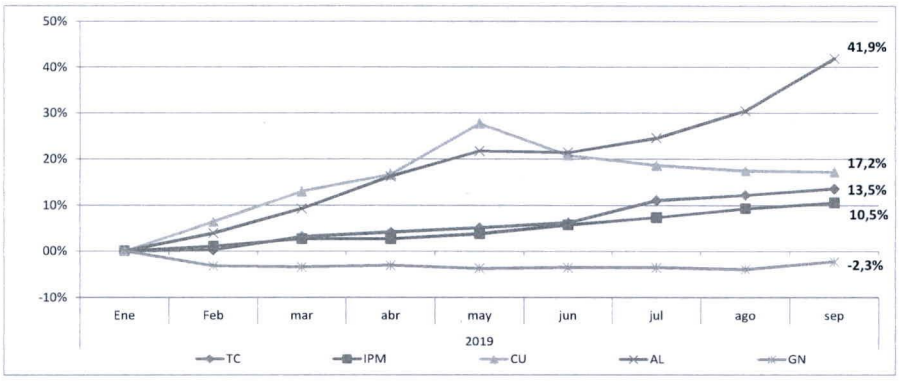
3.3.6. Resumen de la variación de los indicadores relevantes

Como se ha podido ver, en el desarrollo de las fórmulas de actualización a nivel de generación, transmisión y distribución; el Tipo de Cambio y el IPM son los indicadores que tienen un mayor peso en las fórmulas de actualización y por lo tanto en la variación de los precios de las tarifas de la electricidad. Cabe precisar que la variación del precio del Gas Natural también tiene una participación importante en la actualización de los precios a nivel generación, pero no participa en la actualización de los precios a nivel de transmisión y distribución.

En la Figura N° 11 se puede ver que las variaciones del precio del cobre y del aluminio son de 17,2% y 41,9% respectivamente; mientras que, las variaciones del Tipo de Cambio y el Índice de Precios al por Mayor son de 13,5% y 10,5%, respectivamente, entre enero y setiembre del año 2021. En este sentido, no obstante que los precios del cobre y el

aluminio son los que registraron mayores incrementos, en comparación con la variación del TC y del IPM, son las variaciones de estos dos últimos indicadores las que tiene mayor influencia en las recientes variaciones de las tarifas eléctricas, por el peso que tienen en las fórmulas de actualización.

Figura N° 11: Variación de los índices de los índices macroeconómicos relevantes



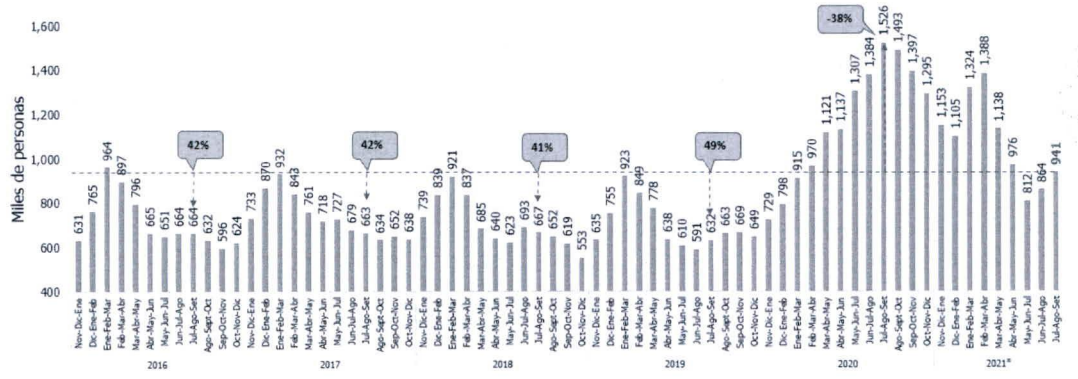
Fuente: Elaboración propia con datos publicados por Osinergmin

Cabe precisar que en la Figura N°11 se observa una ligera reducción del precio de gas natural, del 2,3% entre enero y setiembre 2021, pero su efecto no ha sido tan relevante como el incremento registrado en el caso del TC y del IPM.

3.4. Efectos negativos de la pandemia COVID-19 en la economía familiar

De acuerdo a información publicada por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), la Población Económicamente Activa (PEA) en condición de desocupada se encontraba normalmente alrededor de las 950 mil personas, en su temporada más alta; sin embargo, este número se incrementó sustancialmente a partir de abril del año 2020, llegando a alcanzar valores de hasta 1,53 millones de personas entre julio y setiembre de 2020, como se puede ver en la Figura N° 12. Aunque se puede ver que estas cifras han experimentado cierta mejora, aún no se puede ver que se haya ha llegado a una situación similar a la que se tenía antes de la situación de emergencia ocasionada por el COVID-19.

Figura N° 12: Evolución de la población económicamente activa en condición de desocupada según trimestres móviles, 2016-2021



Fuente: Elaboración propia con información del INEI

La información revisada hasta aquí, permite apreciar que, por efecto de la situación de emergencia originada por el COVID-19, los niveles de desempleo en el país se

incrementaron sustancialmente desde mayo de 2020 y aunque a la fecha se observa un proceso de recuperación gradual, aún no se alcanzan los niveles que se tenían hasta el año 2019. Se observa también, que el nivel de consumo de energía de los usuarios regulados en Media Tensión (MT), que en su mayoría comprende a empresas industriales y comerciales, experimentó una reducción importante a partir de marzo de 2020 y a la fecha aún no se recuperan los valores previos a la situación de emergencia.

Todo lo anterior nos muestra un escenario en el que los niveles de desempleo se han incrementado y, por el otro lado, se tiene un incremento importante de las tarifas del servicio eléctrico que es el resultado de las variaciones de los indicadores económicos que se utilizan para actualizar las tarifas del servicio eléctrico.

4. Justificación de la propuesta normativa

4.1. Definición de objetivos

De manera previa a la evaluación de las alternativas que pueden plantearse frente al problema, a fin de dar solución adecuada a la problemática identificada, es necesario definir los objetivos que se propone alcanzar con la norma.

4.1.1. Objetivo general

Asegurar la permanencia del servicio eléctrico de los usuarios residenciales con menores recursos económicos de nuestro país, frente al incremento tarifario sostenido de las tarifas eléctricas residenciales por la incidencia de los factores macroeconómicos.

4.1.2. Objetivo específico

Identificar el mecanismo para incrementar los subsidios existentes a la tarifa eléctrica residencial de los usuarios con menores recursos económicos.

4.2. Alternativas de Análisis

4.2.1. Alternativa 1

Se mantiene los esquemas de subsidio vigentes sin modificaciones.

Beneficios

Esta alternativa no genera beneficios para la sociedad, ya que como consecuencia de la pérdida de ingresos económicos familiares producto de la pandemia de la COVID-19, se corre el riesgo de que los usuarios eléctricos con menores recursos económicos, no puedan garantizar su permanencia del servicio eléctrico, debido al incremento de sus patrones de consumo y las tarifas eléctricas.

Costos

Mantener la propuesta genera como costos, los generados por el descontento de los usuarios eléctricos con menores recursos económicos que ante los incrementos tarifarios tengan dificultad en asumir los pagos correspondientes a sus recibos de electricidad.

4.2.2. Alternativa 2

Incrementar el monto del Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial (MCTER) con fondos disponibles del Fondo de Inclusión Social Energética (FISE), en 180 millones de soles anuales de forma adicional al fondo existente.

Beneficios

El beneficio de la propuesta normativa es incrementar la aplicación de mayor subsidio a los usuarios residenciales de las diferentes regiones del Perú, evitando incrementos en los cargos de energía que son pagados por los usuarios beneficiarios del MCTER que es el objetivo de la Ley N° 30468.

De acuerdo con Osinergmin el cargo por energía que pagan los usuarios beneficiados con el MCTER se incrementaría en 10.11% entre Dic. 2020 (66.6 ctm S//kWh) y Dic. 2021 (73.3 ctm S//kWh)

Con el incremento MCTER el cargo por energía que pagan los usuarios beneficiados con el MCTER se incrementaría solo en 0.35% entre diciembre 2020 (66.6 ctm S//kWh) y diciembre 2021 (66.8 ctm S//kWh).

Asimismo, la cantidad de usuarios beneficiados con el MCTER aumentaría de 3.3 millones en diciembre 2020 a 4,7 millones en diciembre 2021.

Costos

El costo de la propuesta normativa es el incremento del monto máximo de 180 millones anuales a máximo de 360 millones anuales con cargo al Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), el mismo que no afecta los recursos del tesoro público, y que permitiría una reducción del incremento del cargo ajustado de un 10,11% a un 0,35% en el cargo de energía ajustado, es decir que el cargo alcanzaría la tarifa promedio nacional.

No obstante, es necesario precisar que la Dirección General de Hidrocarburos, mediante el Informe Técnico N° 477-2021/MINEM-DGH-FISE sobre la viabilidad económica financiera del incremento del monto MCTER, señala los siguientes puntos:

- No se cuenta con disponibilidad de recursos para el Proyecto de Ley remitido por OSINERGMIN, conforme se evidencia en la proyección de ingresos y egresos FISE 2021 -2035, por lo que el Proyecto no tiene viabilidad económica y financiera
- La "competitividad tarifaria" del servicio de electricidad no está comprendida en el objeto principal de la Ley del FISE; por lo que, no debe ser considerada como un destino prioritario del FISE.
- Los recursos del FISE deben ser priorizados para la masificación del gas natural y la compensación para el acceso al GLP.

En ese sentido, la Dirección General de Hidrocarburos fundamenta que los egresos son superiores a los ingresos en los próximos cinco años por ello en dicho período el fondo FISE deberá optimizar procesos y/o priorizar recursos para la ejecución de los programas que permitan el logro del acceso universal a la energía y la compensación social para los grupos más vulnerables energéticamente conforme el Plan Energético Nacional 2010 – 2040 y el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022.



4.2.3. La Alternativa 3

Incrementar el número de beneficiarios al mecanismo de subsidio cruzado FOSE, los factores de reducción tarifaria a los beneficiarios del FOSE, condiciones de exclusión para evitar filtraciones, e incorporar a los Usuarios Libres como aportantes del mecanismo de subsidio, a fin de evitar mayores incrementos tarifarios a los aportantes actuales del FOSE que son los usuarios del Servicio Público de Electricidad.

Beneficios

Se asegura que el subsidio FOSE beneficie a los usuarios que como consecuencia de la pandemia han regresado a la pobreza no extrema; no obstante, que sus consumos de

electricidad por los cambios en los hábitos de consumo o el equipamiento eléctrico con el que ahora cuenta, generan que tengan consumos mayores a los 100 kW.h/mes. Adicionalmente, se logra mitigar los incrementos tarifarios sostenidos por la variación de los indicadores macroeconómicos con el incremento de los factores de descuento contemplados actualmente en el esquema del FOSE.

Costos

Esta alternativa genera un sobrecargo a los precios de la electricidad de los Usuarios del Mercado Libre; no obstante, el incremento es del 3.4% según proyecciones, por lo que, considerando que la tarifa del Usuario Libres no sobrepasa los 50 USD/MWh, en comparación a la de los Usuarios Regulados que bordean los 65 USD/MW, la misma sigue manteniendo su competitividad.

4.2.4. Alternativa seleccionada

Proponer la modificación de la Ley N° 27510, Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica (FOSE), a efectos de ampliar la cobertura de descuento a los usuarios residenciales con consumos mensuales de hasta 140 kW.h, así como incrementar los respectivos factores de reducción tarifaria para los usuarios beneficiados del FOSE, sin afectar el Tesoro Público y a los Usuarios Regulados aportantes del Servicio Público de Electricidad.

4.3. Descripción de la alternativa seleccionada

4.3.1. Ampliar el universo de beneficiarios del FOSE: Incremento del umbral de 100 kWh/mes a 140 kW/mes

Antes de justificar la propuesta, resulta conveniente recurrir al fundamento originario que sustentó la creación del FOSE efectuada con la Ley 27510, para lo cual se ha revisado su Exposición de Motivos, a raíz de la iniciativa legislativa presentada por el Poder Ejecutivo[13] de ese momento, en la cual se señala lo siguiente: "Los usuarios residenciales del servicio de electricidad con consumos menores a 100 kWh pertenecen al sector de la población con menores recursos económicos y como producto de la grave crisis económica que viene atravesando el país, su capacidad de acceso al servicio eléctrico se ha visto gravemente afectado. En ese sentido, resulta urgente promover políticas de ayuda social como garantía indispensable para la recuperación económica del país". Se agrega que: "resulta urgente promover una política tarifaria que facilite y promueva el acceso al servicio eléctrico a los usuarios residenciales de bajo consumo, con la finalidad de mejorar la economía familiar a nivel nacional".

De acuerdo a la premisa que dio lugar a la creación del FOSE, relativo a los usuarios de menores recursos como usuarios beneficiarios como determinante para justificar la propuesta, es necesario se desarrolle el presente análisis de cálculo y revisión de la necesidad de modificación del nuevo umbral de consumo de electricidad, como criterio categórico para seleccionar a los potenciales beneficiarios del FOSE, se procedió a indagar diversas fuentes de información tales como el consumo promedio mensual de electricidad por hogar, por condición de pobreza, dominio y ámbito geográfico.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS - Oficina General de Asesoría Jurídica JEFA

[13] Proyecto de Ley N° 438/2001-CR presentada con Oficio N° 154-2001-PR con fecha 23 de agosto de 2001. Ver el enlace siguiente: https://www2.congreso.gob.pe/Sicr/TraDocEstProc/TraDoc_condoc_2001.nsf/d99575da99ebfbe305256f2e006d1cf0/40ea91e680396c8b052575cb004fe52d/$FILE/00438.pdf

4.3.1.1. Metodología empleada

Se busca conocer los patrones de uso de energía eléctrica en los hogares peruanos segmentados en: (1) Condición de Pobreza, (2) Ámbito Geográfico, (3) Dominio Geográfico, con el objetivo de caracterizar a los usuarios de la energía eléctrica en el Perú, y establecer la dinámica del hogar pobre en relación a su consumo de energía por hogar.

Para el desarrollo del presente documento, se recurrió a las siguientes fuentes:

- Encuesta Nacional de Hogares (ENAHO Metodología Actualizada) para el periodo 2004 - 2020. Específicamente los módulos 1 (Características de la Vivienda y del Hogar) y 34 (Sumarias (Variables Calculadas). Se procesaron los datos a nivel de pobreza, dominio (Costa, Sierra, Selva y Lima Metropolitana) y ámbito geográfico (urbano y rural).

- Series Históricas BCRP: en específico el PN01444PM: Índices reales de precios de combustibles y de tarifas de servicios públicos (2010 = 100) - Tarifas Eléctricas – Residencial.

En el presente análisis, seguiremos las siguientes directrices que supondrá el procesamiento económico de los datos provistos por las fuentes señaladas en el párrafo previo:

- Se procesará el índice con el que se deflactará el gasto promedio mensual en electricidad por hogar.

- Se calculará el gasto promedio mensual en electricidad por hogar, en valores nominales y valores reales (a soles del 2004 como año base, ya que es el inicio del periodo de análisis).

- Se revisará el cambio, para distintos periodos de análisis, y se designará uno como referencial y relevante.

- Se analizará características de los hogares, a fin de encontrar hechos estilizados de los mismos.

- Se hará una evaluación sobre el umbral referencial para el FOSE.

Para el procesamiento de la información económica del presente informe se ha filtrado con el software para procesamiento estadístico, IBM SPSS Statistics, las bases de datos de corte transversal, que tiene como fuente a ENAHO – INEI.

Adicionalmente, para el análisis Cuantitativo, se utiliza lo siguiente:

- Análisis de Información de Índices reales de precios de combustibles y de tarifas de servicios públicos (2004 = 100) - Tarifas Eléctricas – Residencial.

- Se descarga la serie PN01444PM. Tiene frecuencia mensual, y se presenta datos de enero 2010 en adelante.

- Luego, se procede a proyectar hacia atrás los datos faltantes. Para ello, se plantea una regresión OLS respecto a otro índice como variable independiente:

PN09813PM Índice de precios Lima Metropolitana (índice 2010 = 100) - IPC Alimentos y Energía.

- Con la estimación planteada anteriormente, se calcula la serie PN01444PM para el periodo 2004-2010.

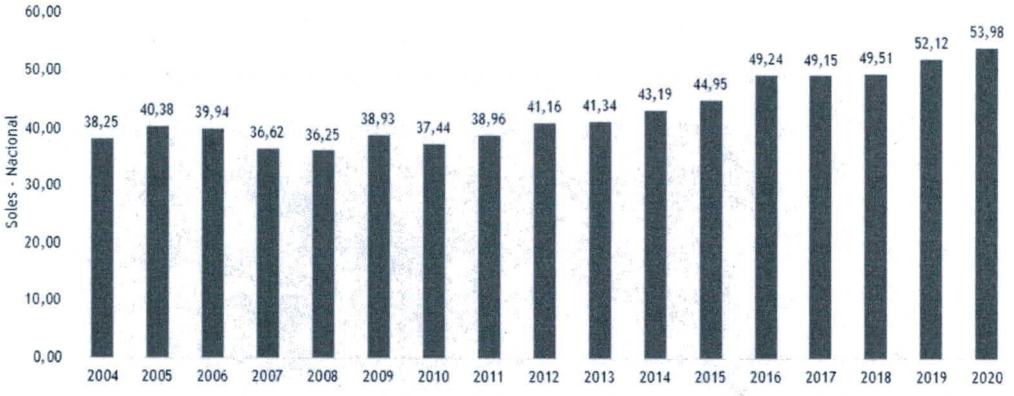
- Como se necesita los índices con frecuencia anual, se promediará el índice para cada año.

- Se procesaron los datos a partir de ENAHO, metodología actualizada, desde el 2004 al 2020.

4.3.1.2. Resultados del análisis cuantitativo

De acuerdo a las bases de datos de ENAHO, en los últimos años, se presenta una tendencia creciente del gasto promedio mensual en electricidad por hogar a nivel nacional. Es así que el gasto promedio mensual en electricidad por hogar en el año 2019 fue de aproximadamente S/. 52,12 y en el año 2020 fue de S/. 53,98 lo que significa un incremento del 3,6%. En la Figura N° 13 se puede apreciar el gasto promedio mensual en electricidad por hogar desde al año 2004 al año 2020:

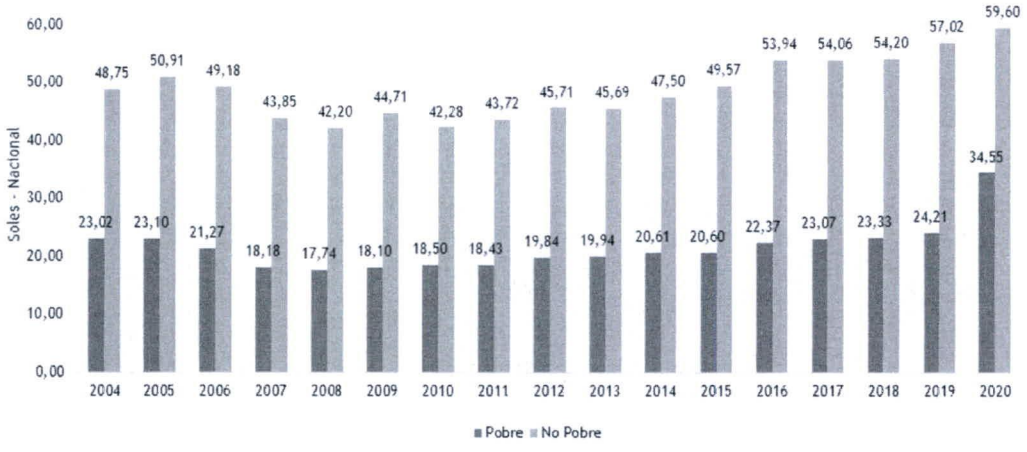
Figura N° 13: Gasto promedio mensual en electricidad por hogar, 2004-2020



Fuente: Banco Central de Reserva (BCR) / Instituto Nacional de Estadística (INEI)

Como se observa, hay un crecimiento de largo plazo en el gasto en electricidad por hogar a nivel agregado. Se presenta a continuación un análisis más detallado:

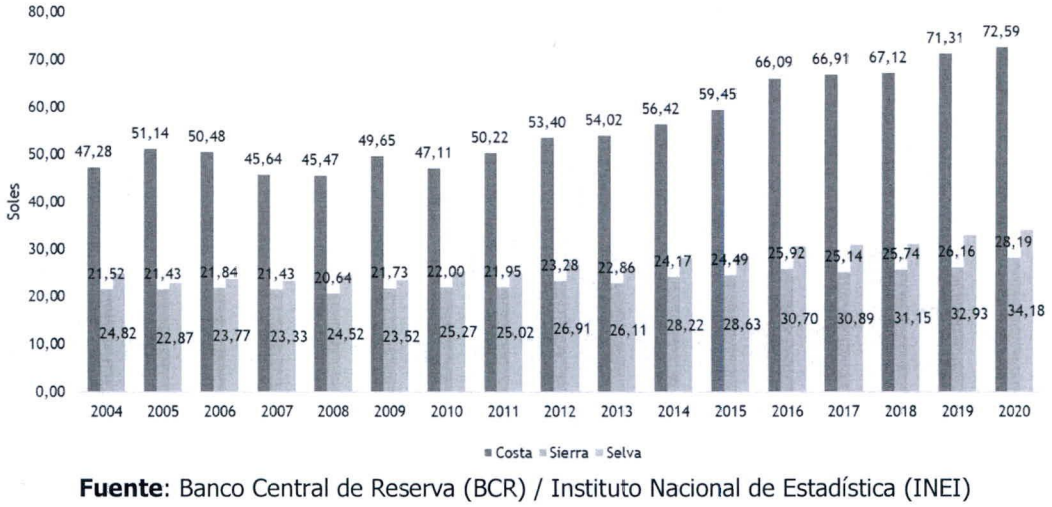
Figura N° 14: Gasto promedio mensual en electricidad de hogares en condición de pobreza, 2012-2020



Fuente: Banco Central de Reserva (BCR) / Instituto Nacional de Estadística (INEI)

Según la condición de pobreza, se observa que, tanto los hogares pobres (extremos y no extremos) como los no pobres, han aumentado considerablemente el gasto mencionado, pero a tasas diferentes (es más pronunciado para el sector de pobreza).

Figura N° 15: Evolución del gasto mensual en electricidad por hogar según dominio geográfico

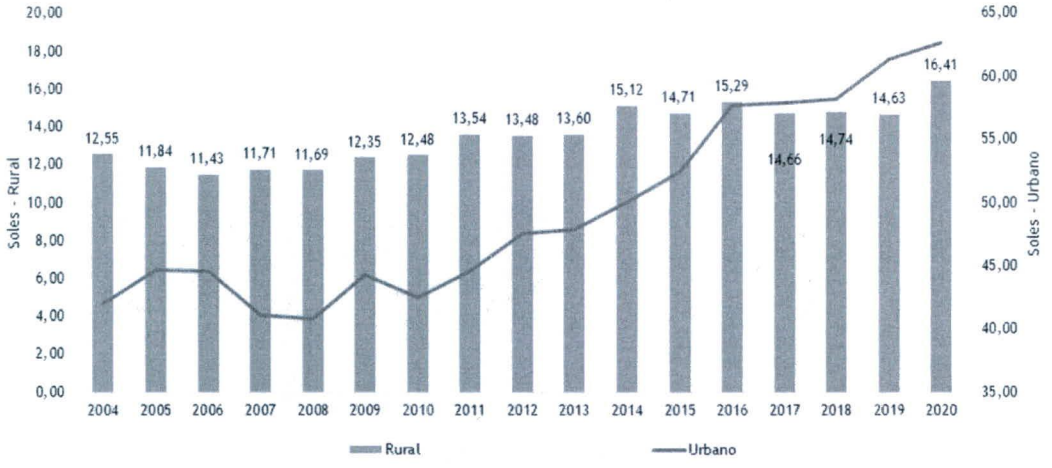


Fuente: Banco Central de Reserva (BCR) / Instituto Nacional de Estadística (INEI)

Según el dominio geográfico, se observa que la costa (donde se concentra mayor cantidad de actividad económica compleja, de servicios y afines) ha aumentado considerablemente su gasto en energía, no ocurriendo lo mismo para la Sierra y Selva, aun considerando que el gasto representado considera la inflación.

De acuerdo a los ámbitos geográficos, se observa que:

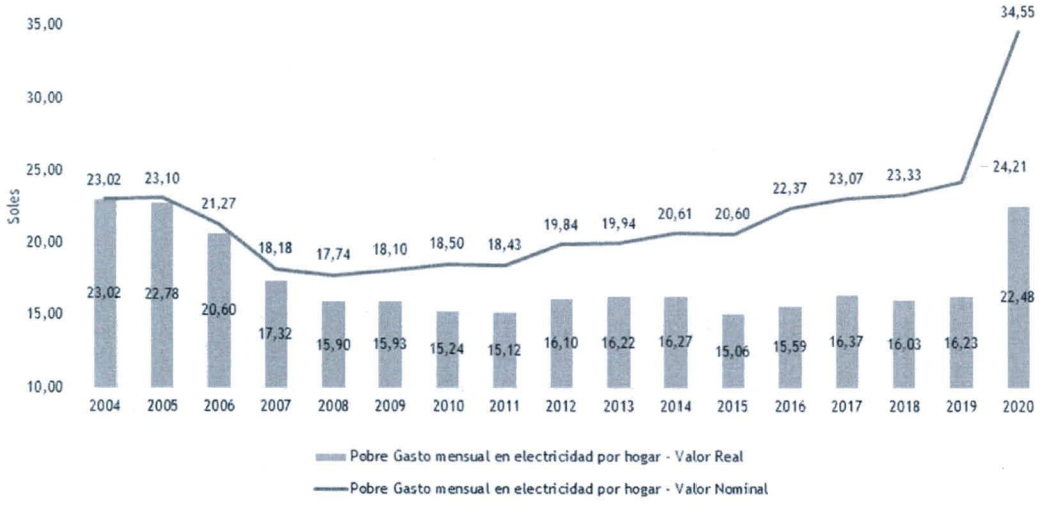
Figura N° 16: Evolución del gasto mensual en electricidad por hogar según ámbito geográfico



Fuente: Banco Central de Reserva (BCR) / Instituto Nacional de Estadística (INEI)

El sector rural no ha aumentado su gasto de manera sustancial, lo que, si ha ocurrido en el sector urbano, debido a las dinámicas y desarrollo de las ciudades en los últimos quince años. Finalmente, revisando el nivel de gasto para los hogares pobres, en valores nominales y reales (deflactados de la inflación) se tiene lo siguiente:

Figura N° 17: Gasto mensual en electricidad por hogar (Pobre): 2004 - 2020



Fuente: Banco Central de Reserva (BCR) / Instituto Nacional de Estadística (INEI)

El nivel de gasto en términos reales, disminuyó por hogar, de manera consistente desde 2004 hasta el 2008. Desde entonces se ha mantenido relativamente estable, hasta que, en el 2020, debido a la emergencia sanitaria, el nivel de gasto alcanzó nuevamente niveles de hace 16 años, lo que es un shock fuerte a muy corto plazo para las economías domésticas de los hogares en condición de pobreza.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
JEFA
Oficina General de Asesoría Jurídica

Cuadro N° 10: Gasto Mensual - Valores Nominales (Soles) - Variación Porcentual Acumulada

		2004-2012	2012-2019	2012-2020	2004-2020	2019-2020
		Gasto mensual en electricidad por hogar	Gasto mensual en electricidad por hogar	Gasto mensual en electricidad por hogar	Gasto mensual en electricidad por hogar	Gasto mensual en electricidad por hogar
Clasificación de Pobreza	Pobre	-13.81%	22.03%	74.13%	50.09%	42.70%
	No Pobre	-6.23%	24.75%	30.38%	22.26%	4.52%
	Total	7.61%	26.62%	31.14%	41.11%	3.57%
Ámbito regional	Urbano	13.37%	28.91%	31.64%	49.24%	2.12%
	Rural	7.47%	8.48%	21.72%	30.81%	12.21%
	Total	7.61%	26.62%	31.14%	41.11%	3.57%
Dominio Geográfico	Costa	26.72%	36.84%	37.61%	74.37%	0.56%
	Sierra	8.18%	12.37%	21.12%	31.02%	7.79%
	Selva	8.39%	22.39%	27.03%	37.69%	3.79%
	Lima Metropolitana	10.18%	31.08%	34.28%	47.95%	2.44%
	Total	7.61%	26.62%	31.14%	41.11%	3.57%
Dominio Geográfico sin Lima	Costa	12.96%	33.55%	35.94%	53.55%	1.79%
	Sierra	8.18%	12.37%	21.12%	31.02%	7.79%
	Selva	8.39%	22.39%	27.03%	37.69%	3.79%
	Total	7.61%	26.62%	31.14%	41.11%	3.57%

Cuadro N° 11: Gasto Mensual - Valores Reales (Soles) - Variación Porcentual Acumulada

		2004-2012	2012-2019	2012-2020	2004-2020	2019-2020
		Gasto mensual en electricidad por hogar	Gasto mensual en electricidad por hogar	Gasto mensual en electricidad por hogar	Gasto mensual en electricidad por hogar	Gasto mensual en electricidad por hogar
Clasificación de Pobreza	Pobre	-30.05%	0.77%	39.62%	-2.33%	38.55%
	No Pobre	-23.89%	3.02%	4.54%	-20.44%	1.48%
	Total	-12.67%	4.56%	5.15%	-8.17%	0.56%
Ámbito regional	Urbano	-7.99%	6.46%	5.55%	-2.89%	-0.85%
	Rural	-12.78%	-10.42%	-2.41%	-14.88%	8.94%
	Total	-12.67%	4.56%	5.15%	-8.17%	0.56%
Dominio Geográfico	Costa	2.84%	13.00%	10.34%	13.47%	-2.36%
	Sierra	-12.20%	-7.20%	-2.89%	-14.74%	4.65%
	Selva	-12.03%	1.07%	1.85%	-10.40%	0.77%
	Lima Metropolitana	-10.57%	8.25%	7.66%	-3.72%	-0.54%
	Total	-12.67%	4.56%	5.15%	-8.17%	0.56%
Dominio Geográfico sin Lima	Costa	-8.32%	10.28%	9.00%	-0.08%	-1.17%
	Sierra	-12.20%	-7.20%	-2.89%	-14.74%	4.65%
	Selva	-12.03%	1.07%	1.85%	-10.40%	0.77%
	Total	-12.67%	4.56%	5.15%	-8.17%	0.56%

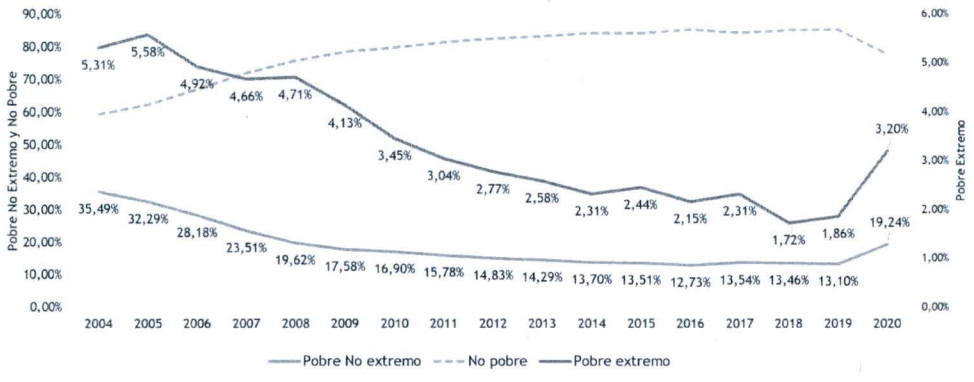
MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
JEFA
Oficina General de Asesoría Jurídica

Análisis de Variaciones Porcentuales Acumuladas

Como se observa, hay un fuerte componente de la variación que se debe al efecto inflacionario. En términos reales, la variación entre 2012 y 2009, no hubo un cambio sustancial (0.77%). **Gran parte del cambio en el gasto promedio mensual en electricidad, ocurre en el 2020, donde básicamente se regresó a niveles de gasto del 2004. El crecimiento en el gasto promedio mensual mencionado es de 38.55%.**

Por otra parte, se puede observar que los hogares en condición de pobreza extrema y pobreza no extrema, se ha venido reduciendo de forma consistente desde el 2004, pero para el año 2020, han tenido un crecimiento importante, reflejando las duras condiciones de las restricciones en la movilidad y actividades económicas producto de la emergencia sanitaria del SARS-COV2.

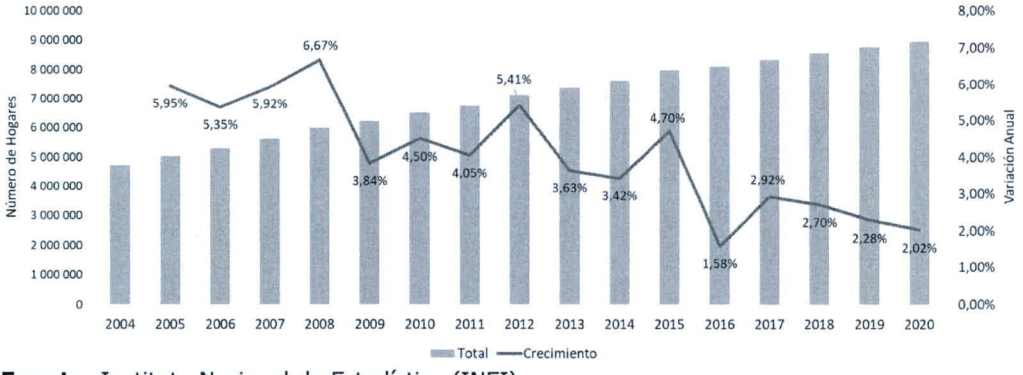
Figura N° 18: Evolución de la pobreza: 2004 – 2020



Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INEI)

Se puede revisar también que el número de hogares, a nivel agregado, se ha visto en aumento, teniendo altos crecimientos de entre 3.4% y 6.7% entre los años 2005 y 2015, y en los últimos años, se ha venido reduciendo, creciendo el número de hogares, pero a un ritmo más lento.

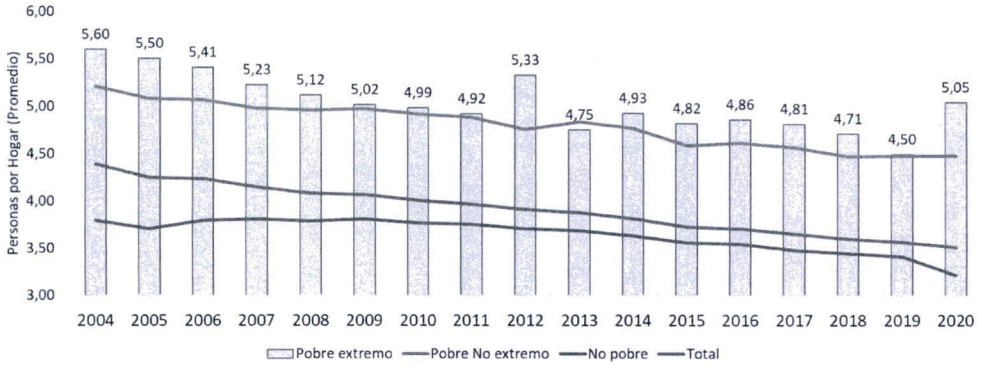
Figura N° 19: Número de Hogares: 2004 – 2020



Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INEI)

Un análisis complementario que se considera necesario es la revisión del número de miembros por hogar, en promedio, según condición de pobreza:

Figura N° 20: Personas por Hogar (Condición de Pobreza): 2004 – 2020



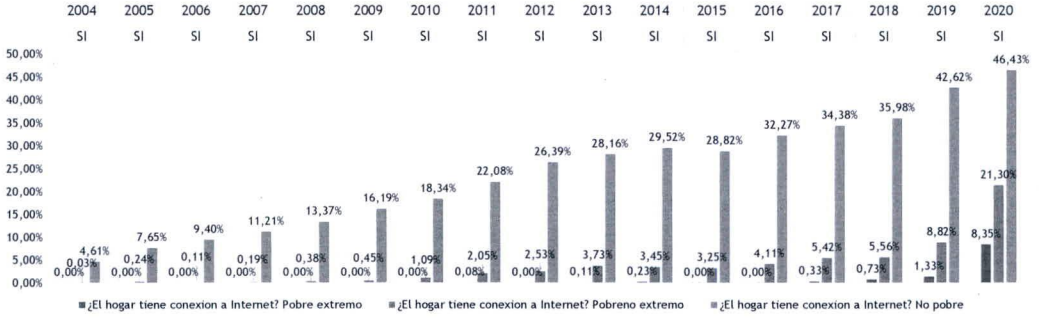
Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INEI)

Como se observa, en los hogares pobres extremo (y también en los pobres no extremos) se ha elevado el número de miembros por hogar, lo que sugiere indicar el aumento de consumo de energía eléctrica para ese sector.

Adicionalmente, un hecho que se debe de explorar, es cómo ha cambiado el patrón de gasto en electricidad de los hogares, ya que la realidad económica, laboral, social y tecnológica del 2004 y 2020 ha cambiado sustancialmente. Por ello, se revisará la presencia de dispositivos electrónicos de comunicación en los hogares, y la conectividad a internet. Ambas variables se pueden considerar como variables proxys del consumo de energía por hogar a lo largo del periodo de análisis.

La conectividad a internet es una buena aproximación de consumo de energía ya que el equipamiento para el uso de dicho servicio consume potencia eléctrica:

Figura N° 21: Conectividad a Internet según Condición de Pobreza (2004-2020)

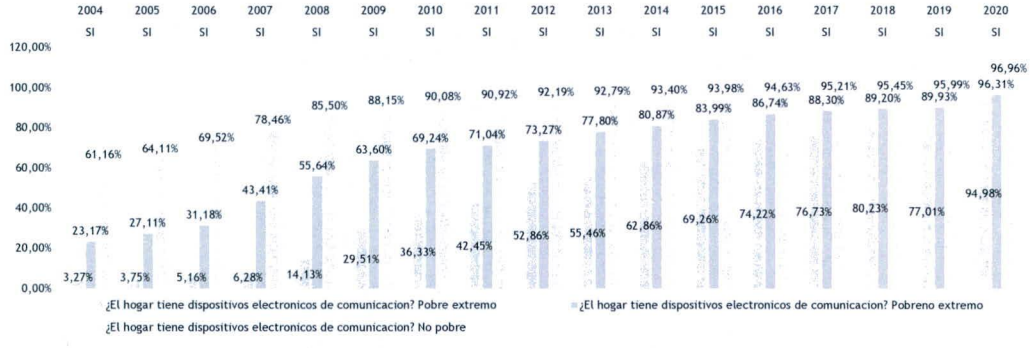


Se observa que, en 2004, de todos los hogares pobres extremos, el 0.00%% de ellos no tienen conexión a internet. Esta situación se mantiene hasta el 2016 (salvo excepciones en el 2011, 2013 y 2014). A partir del 2017, empezó una conectividad lenta pero consistente en los hogares en condición de pobreza extrema. En el 2020, el 8.35% de los hogares pobres extremos tienen conectividad a internet, que es un cambio sustancial respecto al 1.33% del año anterior. De ello, se observa que la emergencia sanitaria ha forzado a los hogares pobres a acelerar su conectividad a internet. Es un cambio en el corto plazo de magnitud elevada. Lo mismos se observa para los hogares pobres no extremos, que a lo largo de los años ha crecido de manera

lenta, pero en el 2019 al 2020 se observa los cambios más significativos: solo el 8.82% de los hogares pobres no extremos tenían conexión a internet, y en el 2020, el 21.30% de dichos hogares tenían conectividad. Ese mayor cambio se puede explicar en virtud de que tienen más recursos, de forma relativa, que los hogares pobres extremos. Esto también indica el cambio de consumo y gasto en electricidad.

A continuación, se presenta, según condición de pobreza, el porcentaje de hogares que tiene dispositivos electrónicos de comunicación (teléfono fijo, teléfono celular, conexión a TV por cable o satelital, conexión a internet).

Figura N° 22: Tenencia de Dispositivos Electrónicos para comunicación según Condición de Pobreza (2004-2020)



Se observa que, en 2004, de todos los hogares pobres extremos, solo el 3.27% de ellos tienen algún dispositivo de comunicación. En el 2020, el 94.98% de los hogares pobres extremos tiene algunos de esos dispositivos, por lo que se ve que la condición de pobreza ya no es impedimento para tener alguno de ellos. Esto también indica el cambio de consumo y gasto en electricidad. Lo mismo ocurre para los hogares pobres no extremos (de 23.17% a 96.31%).

4.3.1.3. Propuesta de modificación del umbral de consumo promedio de electricidad del FOSE

El gasto promedio mensual en electricidad por hogar, ha venido en aumento, pero principalmente por efectos inflacionarios. En términos reales, los hogares iban disminuyendo su gasto de manera consistente hasta el 2008, y luego se estabilizó. Se propone como explicación que un patrón de consumo de energía, se había establecido como paradigma, y se ha mantenido prácticamente inalterado hasta el 2019, antes de la emergencia sanitaria.

Se considera que la disminución en términos reales del gasto promedio mensual por hogar, se debe a que los hogares, en el largo plazo, han venido reduciendo el número de integrantes. Esto se debe a la generación de nuevos hogares, la independización de las generaciones recientes y formación de nuevas de familias, siguiendo la dinámica de una población con pirámide poblacional típica.

Los hogares en condición de pobreza (extrema o no extrema) han venido disminuyendo, pero la emergencia sanitar a causa del SARS-COV2 propició un empeoramiento de las condiciones materiales de vida, disminuyendo las probabilidades de un hogar pobre de acceder a actividades económicas u oportunidades para salir de su condición de pobreza.

Se propone que las repercusiones del aumento de la cantidad de hogares pobres, son los pocos incentivos para que las generaciones jóvenes se independicen en nuevos hogares, por lo que se daría un aumento de hogares multifamiliares o gran cantidad de miembros, por lo que aumenta el gasto promedio mensual en electricidad por hogar, aún en términos reales. Las pocas perspectivas de mejora en las condiciones que propicien empleos nuevos o estabilidad para actividades de emprendimiento podrían ser las principales causas para evitar la formación de nuevos hogares independientes.

La emergencia sanitaria ha creado condiciones que han cambiado los paradigmas de dinámica socioeconómicas: estudios a distancias, teletrabajo, emprendimientos que dependen de internet y de bajo costo de acceso en base a redes sociales y afines, por lo que se espera que este nuevo patrón de consumo de energía eléctrica no cambie en el mediano o quizás largo plazo.

Lo anterior se fundamenta en el cambio de la forma de gasto o consumo de electricidad de los hogares en condición de pobreza extrema y no extrema: ha aumentado la conectividad a internet, y la tenencia de dispositivos de comunicación electrónica (teléfono fijo, teléfono celular, conexión a TV por cable o satelital, conexión a internet), siendo que la condición de pobreza extrema y no extrema, no han sido impedimento para el crecimiento del consumo de dichos servicios.

Ante ello, se considera que un aumento en el umbral considerado para el FOSE sería adecuado en la presente situación de reactivación económica y la revisión de los cambios de consumo energético, la dinámica de los hogares y las condiciones de pobreza.

Los cálculos indican una variación real de 38.5%. Además, se esperaría que, con los efectos de aumento de miembros por hogar, empeoramiento de las condiciones de pobreza, y cambios de patrones de consumo en electricidad a nivel de hogar, y considerando que está el análisis tiene por objetivo ajustar un umbral temporal podría asumirse un valor de 40% para los siguientes años.

De acuerdo al análisis descrito, la metodología usada, y los datos de las encuestas provistas por INEI, sugieren la verificación de las hipótesis de trabajo, en el sentido de que los patrones de consumo de energía han evolucionado, sobre todo para la población pobre extrema y no extrema, (a partir del 2016 y 2018, respectivamente), quedando evidencia de que la realidad ha cambiado respecto al inicio del análisis (2004), lo que justificaría revisar el umbral establecido para el FOSE en virtud de la nueva dinámica del consumo de energía de los últimos 5 años, acelerado por la emergencia sanitaria a causa del SARS-COV-2.

Por ello, se toma el promedio de la tasa de variación del gasto mensual promedio de electricidad en valor real de 38.55%, la cual aplicada al valor actual del umbral de consumo mensual de electricidad de 100 Kwh, se obtiene como nuevo umbral de consumo de electricidad para FOSE de 138.55 Kwh. No obstante, toda vez que se trata de políticas públicas, resultaría razonable y quedaría a criterio del MINEM, trabajar con valores múltiplo de las decenas, alcanzando un incremento del 40%; de modo que resulte un inclusivo para el mayor número de hogares en estudio.

Cuadro N° 12: Propuesta de Valor de Nuevo Umbral de Consumo Residencial para el subsidio FOSE

Ítem	Según Reglamento FOSE (kWh)	Tasa de Variación % (*)	Propuesta de Nuevo Umbral de Consumo de Electricidad (kWh)
Promedio Nacional	**100**	**38.55%**	**138.55 ajustada a 140**

Fuente: ENAHO 2019 – 2020 / BCRP

Cabe agregar que para establecer este nuevo umbral se ha recurrido a la misma metodología empleada en el Decreto Supremo N° 020-2021-EM[14], por el cual, entre otros, se incrementó el umbral de consumo de 30 a 42 kW.h para ser beneficiarios del FISE, disposición normativa promovida por el sector Energía y Minas y validada por el Ministerio de Economía y Finanzas y el Ministerio de Desarrollo e Inclusión Social con el refrendo correspondiente. Por lo tanto, el sector recurriendo a fuentes de información públicas como el INEI y el BCR, ha utilizado la misma metodología utilizada para los beneficiarios FISE, a fin de guardar concordancia y coherencia en las políticas públicas.

Por otra parte, resulta necesario complementar el análisis económico cuantitativo, procediéndose a estimar el consumo promedio de electricidad de la población en condición de pobreza utilizando la "Guía para calcular el consumo eléctrico doméstico" establecida por el Osinergmin, dando como resultado el valor de 135 kW.h/mes.

Cuadro N° 12: Estimación del consumo promedio de usuario eléctrico del estrato socioeconómico D

Artefactos	Watts	KW	Cantidad	Horas Diarias	Días por Mes	Consumo KWh
Foco de 15 W (2)	15	0,02	2	3	30	2,7
Foco de 20 W (2)	20	0,02	2	5	30	6
Plancha eléctrica	1000	1	1	1	4	4
TV 29"	150	0,15	1	6	30	27
Radiograbadora	20	0,02	1	8	30	4,8
Refrigeradora	150	0,15	1	10	30	45
Celular (3)	6	0,01	3	2	15	0,54
PC escritorio	150	0,15	1	10	30	45
TOTAL CONSUMO MENSUAL EN kWh						**135,04**

Elaboración: Propia

Como puede advertirse, con la estimación del consumo promedio de un usuario eléctrico pobre, se llega a resultados similares al empleado con la metodología de análisis cuantitativo efectuado.

4.3.2. Ampliación del número de aportantes del FOSE: Incorporación de los Usuarios Libres al mecanismo de subsidio FOSE

El artículo 29 de la Ley N° 28832 (en adelante, la Ley) creó el Precio a Nivel Generación (PNG) para su aplicación, por parte de los distribuidores, a los consumidores finales de electricidad que son sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen. El PNG es calculado, en esencia, como el promedio ponderado de los precios

[14] Publicado en el diario oficial El Peruano con fecha 23 de julio de 2021.

de Contratos sin Licitación[15] y los Contratos resultantes de Licitaciones realizadas en el marco de la Ley. Asimismo, mediante Decreto Supremo N° 019-2007-EM, se estableció un mecanismo de compensación entre Usuarios Regulados del SEIN, con la finalidad que el Precio a Nivel Generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

La legislación vigente busca reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante mecanismos concursales que incentiven la competencia por ingresar al mercado (licitaciones "largo plazo") y la competencia una vez dentro del mismo (licitaciones "corto plazo"), en tanto el Precio en Barra debe fijarse dentro de la banda del +/-10% del precio medio de los contratos licitados.

No obstante, este cambio de enfoque, no debiera dejarse de lado el que los precios contractuales descubiertos por las licitaciones se mantengan como señales que reflejen adecuadamente el costo de lo contratado, y en ese sentido, se debe diferenciar los costos asociados a contratos a largo plazo con plazo anticipado, de los contratos a corto plazo sin mayor anticipación considerando los siguientes criterios:

- **Contratos de largo plazo:** como detalla la Ley (artículo 4[16]) su objetivo es múltiple, pues por un lado se orienta al desarrollo de nuevos proyectos y, por otro, a obtener suministro de electricidad durante la vigencia del contrato.

- **Contratos de corto plazo:** como detalla la Ley (artículo 5[17]) su objetivo exclusivamente es el suministro de electricidad durante plazos cortos.

Se aprecia entonces que un contrato a corto plazo implica la decisión de suministrar energía sin involucrar una decisión de entrada al mercado, pues por los plazos de convocatoria y de entrega, debieran ser servidos por agentes que ya están operando en el mercado. En este caso, el costo de abastecer el contrato es cuanto más el costo de adquirir la energía18 a los costos marginales de corto plazo del Mercado de Corto Plazo (en adelante, MCP), es decir representan el valor de la energía sin que medien decisiones de inversión.

En contraste el costo de servir un contrato a largo plazo, sí involucra una decisión de entrada en el mercado para suministrar la energía del contrato; es decir no solo se toma en cuenta el costo de la energía a adquirir en el MCP, sino también el costo de desarrollar un proyecto, y en ese sentido el precio se vincula con el valor de la electricidad en el largo plazo[19].

---

[15] Cuyos precios no pueden exceder de los Precios en Barra que anualmente aprueba Osinergmin.

[16] *"4.1 El abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para el mercado regulado se asegurará mediante Licitaciones que resulten en contratos de suministro de electricidad de largo plazo con Precios Firmes que serán trasladados a los Usuarios Regulados. El proceso de Licitación será llevado a cabo con la anticipación necesaria para facilitar y promover el desarrollo de nuevas inversiones en generación, aprovechar las economías de escala, promover la competencia por el mercado y asegurar el abastecimiento del mercado regulado."*

[17] *"5.2 El Distribuidor podrá iniciar Licitaciones con una anticipación menor a tres (3) años por una cantidad no mayor al diez por ciento (10%) de la demanda total de sus Usuarios Regulados, a fin de cubrir las desviaciones que se produzcan en sus proyecciones de demanda. En estos casos OSINERG aprobará los plazos contractuales correspondientes a propuesta del Distribuidor."*

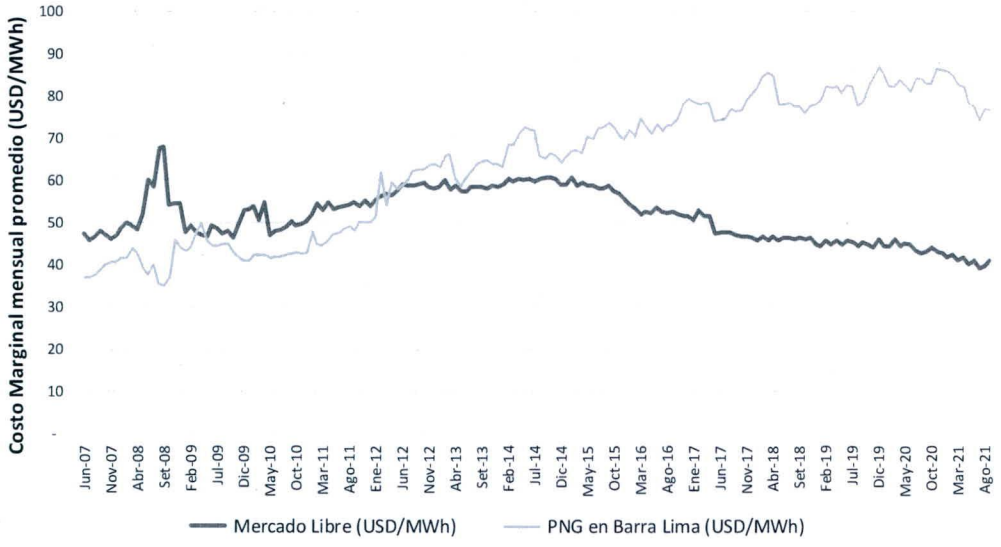
[18] Teniendo como límite el propio costo de producción del generador que tome la obligación de suministro.

[19] Cabe aclarar que los precios de largo plazo no necesariamente son constantes pues se ven influenciados por la evolución tecnológica en la propia actividad de generación, así como como por los costos esperados en los mercados que le sirven (p.e. el de combustibles).

Es la combinación de estas compras con precios de largo plazo y corto plazo en diferentes momentos del tiempo, las que debieran ir transmitiendo las señales de eficiencia a los Usuarios Regulados, con el bajo riesgo de presentar variaciones bruscas en las tarifas que perciben[20].

Aun cuando los costos marginales en el sistema interconectado han disminuido durante los últimos años, las tarifas aplicadas a los Usuarios Regulados no han capturado esta señal, como sí ha ocurrido en el caso de los Usuarios Libres; notándose una diferencia bastante significativa en sus tendencias, especialmente a partir del año 2016, mientras los precios de los usuarios libres han disminuido siguiendo la tendencia de los costos marginales de corto plazo, los precios de los usuarios regulados han seguido una tendencia completamente opuesta.

Figura N° 23: Promedio del Costo Marginal y Precios en el mercado libre y regulado



Fuente: Elaboración propia con información publicada por Osinergmin y COES

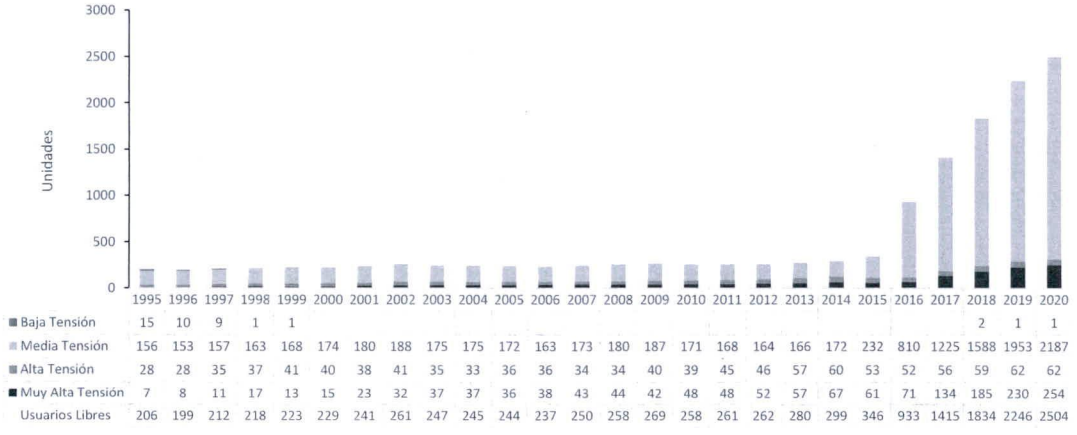
Cabe precisar que en la Figura 23 se aprecia una serie estadística del precio en barra de la ciudad de Lima, que es utilizado por los generadores y distribuidores para los contratos bilaterales, que representan solo aproximadamente el 5% del precio a nivel de generación, lo restante está conformado por los precios resultantes de las licitaciones realizadas en el marco de lo establecido en la Ley 28832 y las licitaciones de energía de centrales hidroeléctricas promovidas por ProInversión; cuyos valores bordean entre Potencia y Energía el valor de USD 83 USD/MWh. Por tal motivo, lo que paga efectivamente el usuario regulado y el usuario residencial, corresponde a dicho valor.

Especialmente se ha observado como reacción ante esta señal distorsionada, una fuerte acción de sustitución en el consumo de ciertos consumidores con capacidad de migración, de modo que dejaron de ser Usuarios Regulados para convertirse en Usuarios Libres, sobre todo usuarios de Media Tensión, como se puede ver en la Figura N° 24, cambiando el suministro del Distribuidor por el suministro de algún generador a precios que reflejen la situación de exceso de oferta en el corto plazo.

---

20 Esto obviamente aunado a un adecuado sistema que permita la suficiencia de generación para abastecer a todos los consumidores (libres y regulados).

Figura N° 24: Evolución del número de usuarios en el mercado libre entre 1995 y 2020

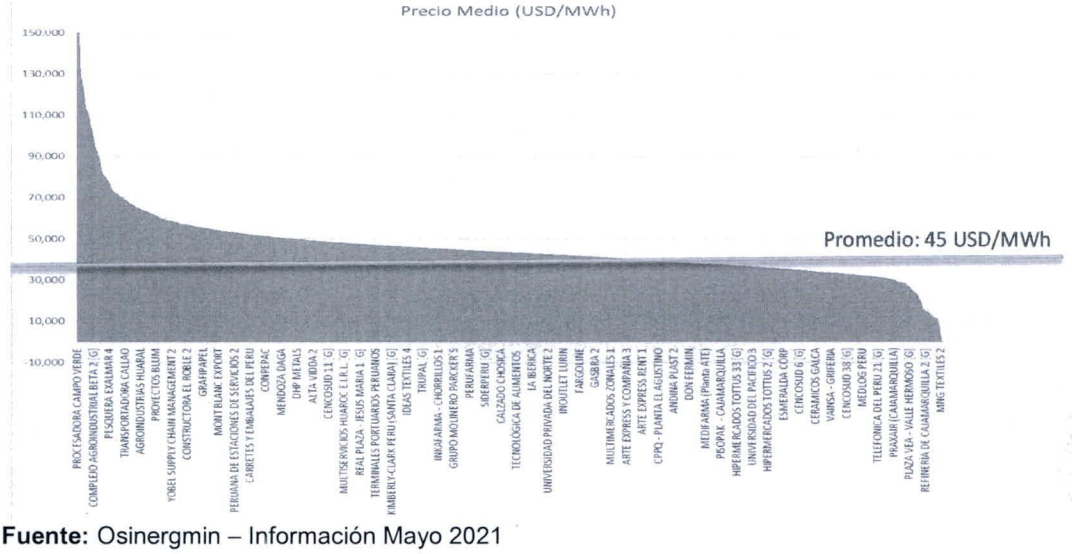


	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Baja Tensión	15	10	9	1	1																			2	1	1
Media Tensión	156	153	157	163	168	174	180	188	175	175	172	163	173	180	187	171	168	164	166	172	232	810	1225	1588	1953	2187
Alta Tensión	28	28	35	37	41	40	38	41	35	33	36	36	34	34	40	39	45	46	57	60	53	52	56	59	62	62
Muy Alta Tensión	7	8	11	17	13	15	23	32	37	37	36	38	43	44	42	48	48	52	57	67	61	71	134	185	230	254
Usuarios Libres	206	199	212	218	223	229	241	261	247	245	244	237	250	258	269	258	261	262	280	299	346	933	1415	1834	2246	2504

Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por las empresas al MINEM

Los Usuarios Libres suscriben en su mayoría contratos de corto plazo, con plazos menores a 5 años, por ello, sus precios de energía capturan la señal de precios del Costo Marginal de Energía:

Figura N° 25: Precio promedio del Mercado Libre

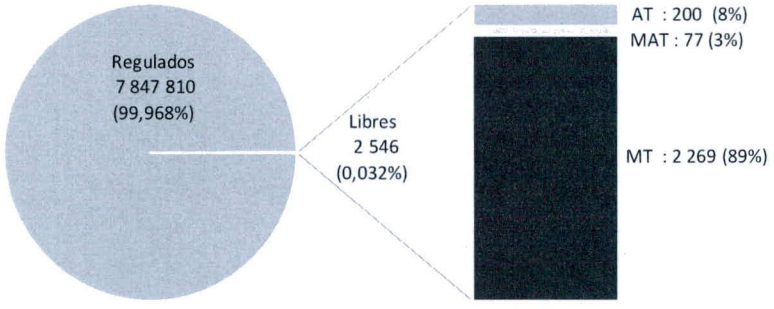


Fuente: Osinergmin – Información Mayo 2021

Por otra parte, es importante mencionar que, dentro de los Usuarios Libres, aproximadamente solo 100 Usuarios son mypes que tienen un precio promedio alrededor de 45 USD/MWh, el resto de los casi 2 millones de mypes pertenecen al Mercado Regulado, y por lo tanto tiene precios de alrededor 83 USD/MWh[21]

[21] De acuerdo con a la estadística MIPYME - Micro, Pequeña y Mediana Empresas - Menú de Estudios Económicos publicada por el Ministerio de la Producción, al cierre del año 2017, a nivel nacional se contaba con aproximadamente 1,9 millones de Mypes

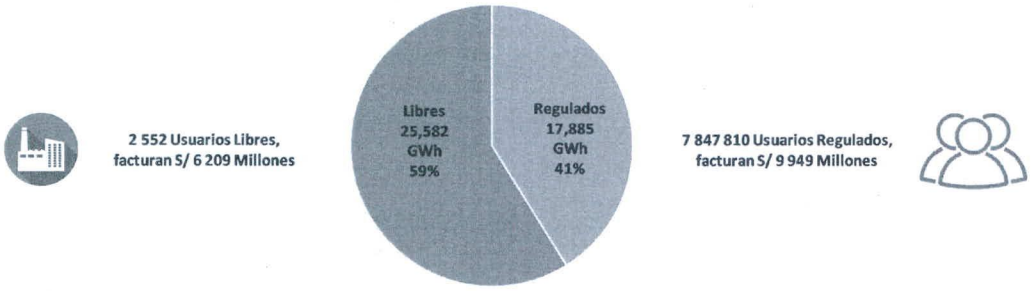
Figura N° 26: Cantidad de Usuarios Regulados y Libres en el Mercado Eléctrico



Fuente: MINEM

De acuerdo a lo expuesto, el Mercado Libre ha aprovechado mejor los beneficios de los costos marginales del mercado de corto plazo, cuyo precio promedio se encuentra alrededor de 38 USD/MWh por debajo del precio promedio del Mercado Regulado.

Figura N° 27: Consumo eléctrico y facturación para Mercado Regulado y Mercado Libre



Fuente: MINEM

Por otro lado, la migración de los usuarios regulados, que encontraban en la franja de 200 kW a 2500 kW, hacia el mercado libre llevó a que la cantidad de usuarios de alto consumo aportantes al FOSE disminuyeran, y que el fondo sea asumido solo por los usuarios que permanecieron en el mercado regulado.

En ese sentido, de acuerdo con lo expuesto, dado el alto nivel de consumo y facturación de los Usuarios Libres en el mercado nacional, así como los precios de electricidad muy por debajo del Mercado Regulado, se justifica que los mismos se incorporen al mecanismo de subsidio cruzado del FOSE, no solamente porque tienen un precio de la energía competitivo respecto del Mercado Regulado, sino que además porque la reducción de los costos marginales de energía (y por ello los precios de energía de los Usuarios Libres) es producto del desarrollo de la nueva generación que esencialmente viene siendo asumida por los Usuarios Regulados a través de las distintas licitaciones y/o subastas de suministro efectuadas para garantizar la disponibilidad de energía y/o potencia en el SEIN, lo cual ha generado como una externalidad negativa, el incremento de la tarifa eléctrica residencial.

4.3.3. Incremento de los factores de descuento para beneficios del FOSE

A la fecha, los factores de reducción tarifaria de los usuarios beneficiarios del FOSE son los siguientes:

Cuadro N° 14: Programa de compensación tarifaria aplicable a los cargos de la tarifa de energía activa de los clientes residenciales

Usuarios	Sector (*)	Reducción tarifaria para consumos menores o iguales a 30 kW.h/mes	Reducción tarifaria para consumos mayores a 30 kW.h/mes hasta 100 kW.h/mes
Sistemas Interconectados	Urbano	25% del cargo de energía	7,5 kW.h/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	50% del cargo de energía	15 kW.h/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	Urbano	50% del cargo de energía	15 kW.h/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	77,5% del cargo de energía	23,25 kW.h/mes por cargo de energía

(*) El sector será considerado urbano, urbano-rural o rural, de acuerdo con la clasificación de los Sectores de Distribución Típicos que establece la R.D. N° 292-2017-MEM-DGE.

Teniendo en cuenta que, el incremento de las tarifas eléctricas residenciales y el mayor consumo de electricidad de los usuarios económicos con menores recursos, neutraliza las reducciones tarifarias del subsidio FOSE y los mecanismos de compensación existentes, resulta actualizar el cuadro de porcentajes y factores de descuento de las tarifas residenciales, considerando el nuevo umbral de consumo que se considera para ampliar la cobertura del FOSE a 140 kW.h/mes, que tiene el detalle siguiente:

Cuadro N° 15: Programa de compensación tarifaria aplicable a los cargos de la tarifa de energía activa de los clientes residenciales

Usuarios	Sector	Reducción tarifaria para consumos menores o iguales a 30 kW.h/mes	Reducción tarifaria para consumos mayores a 30 kW.h/mes hasta 140 kW.h/mes
Sistemas Interconectados	Urbano	30% del cargo de energía	9 kW.h/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	60% del cargo de energía	18 kW.h/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	Urbano	60% del cargo de energía	18 kW.h/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	77,5% del cargo de energía	23,25 kW.h/mes por cargo de energía

(*) En el caso de los sistemas no convencionales de los SER, los factores son 80% y 24 kW.h/mes, respectivamente.

(*) El sector será considerado urbano, urbano-rural o rural, de acuerdo con la clasificación de los Sectores de Distribución Típicos que establece la R.D. N° 292-2017-MEM-DGE.

Elaboración: Propia

4.3.4. Incorporación de criterios para mitigar errores de focalización (inclusión y exclusión)

Dado el incremento del número de usuarios beneficiarios debido a la propuesta de modificación de la ley que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica, es necesario focalizar el beneficio de dicha propuesta hacia la población con menores ingresos económicos.

En ese sentido, para ser usuario beneficiado, además de verificar que sus límites de consumo cumplan con el nuevo umbral, debe verificarse que dichos suministros no se encuentren ubicados en las manzanas calificadas como estrato alto y medio alto, según el plano estratificado disponible por manzanas del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).

Cabe señalar que de la revisión del documento "Planos estratificados por ingreso a nivel de manzanas de las grandes ciudades 2020, según ingreso per cápita del hogar y estratificado regional.", publicado por el INEI en julio 2020, se evidencia que se requiere una validación de los planos estratificados para provincias diferentes a Lima Metropolitana y a la Provincia Constitucional del Callao con los planos catastrales de los usuarios de las distribuidoras eléctricas, requiriéndose por ello un plazo suficiente para que Osinergmin y las Distribuidoras puedan conciliar dichos planos, y con ello, evitar errores de filtración, proponiéndose el periodo de un (1) año. Cabe señalar que, en el caso de Lima Metropolitana y el Callao, ya el Osinergmin ha venido utilizando los planos estratificados del INEI para la regulación del gas natural desde el año 2014[22], así como, para la aplicación del Bono Electricidad[23] no requiriéndose por ello una conciliación para estas provincias con los planos catastrales de las Distribuidoras.

Además, con la finalidad de evitar la filtración de aquellas viviendas o departamentos que se encuentran ocupados estacionalmente en verano (casas de playa), se considera como criterio la verificación del consumo de los Usuarios residenciales del servicio de electricidad con consumo promedio de hasta 140 kW.h/mes durante el periodo de doce (12) meses que termina en el mes de octubre del año anterior a la fijación del factor de recargo y programa de transferencia señalados en el Texto Único Ordenado del FOSE, y mayor a 140 kW.h de consumo promedio durante los meses de la estación de verano comprendidos en los meses de enero, febrero y marzo de dicho periodo anual. Este criterio permitirá la exclusión del beneficio de aquellos usuarios que superan dicho rango de consumo.

Finalmente, es necesario dar la opción para que los usuarios que consideren no deben acceder al beneficio por no tener la condición de usuario económicamente vulnerable, tengan la opción de renunciar al beneficio ante el Osinergmin. De la revisión del Proyecto de Ley que dio lugar a la creación del FOSE, se verifica que dicha alternativa de exclusión no fue planteada y tampoco se encuentra actualmente, por lo que resulta necesaria que sea prevista con la finalidad de que los usuarios con poder adquisitivo, pero con bajos consumos de electricidad tengan dicha posibilidad, para lo cual es necesario difundir campañas de concientización en ese sentido.

4.3.5. Disposiciones complementarias para la aplicación de las modificaciones normativas

La propuesta legislativa considera una (1) disposición complementaria final, a efectos de que hasta el 31 de diciembre del 2022, las Distribuidoras validan los planos catastrales de sus usuarios ubicados en las provincias diferentes a Lima Metropolitana y el Callao con el plano estratificado disponible por manzanas del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI). Con la validación, las referidas Distribuidoras proceden con la exclusión de los Puntos de Entrega a los que hace referencia el numeral 3.A.1 de la presente Ley, a partir del pliego tarifario del mes de enero del 2023.

4.3.6. Compatibilidad de la propuesta con la Política Energética 2010-2040 aprobada con Decreto Supremo 064-2010-EM

El artículo 5 de la Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, Ley N° 30705, establece las competencias exclusivas del MINEM, y específicamente en el numeral 5.1 se precisa que el MINEM tiene competencia en "diseñar, establecer y supervisar las políticas nacionales y sectoriales en materia de energía y minería, asumiendo la rectoría respecto de ellas".

---

[22] Ver Resolución Osinergmin 084-2014-OS/CD.
[23] Creado mediante Decreto de Urgencia 074-2020.

En ese contexto, el artículo 7 de la Ley N° 30705 señala que el MINEM ejerce tres funciones rectoras, entre ellas, conforme el numeral 7.1, el de "formular, planear, dirigir, coordinar, ejecutar, supervisar y evaluar la Política Nacional y sectorial bajo su competencia aplicable a todos los niveles de gobierno". Asimismo, la segunda función rectora, conforme el numeral 7.2, establece el de "dictar normas, lineamientos técnicos para la adecuada ejecución y supervisión de las políticas (...)".

Por tanto, el MINEM es el organismo rector del Sector Energía y Minas que tiene como finalidad formular y evaluar las políticas de alcance nacional en materia de contar con un sistema energético que satisface la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, garantizando el equilibrio económico y el bienestar social.

En esa línea, la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, aprobada mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM, establece nueve objetivos estratégicos:

1. Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética
2. Contar con un abastecimiento energético competitivo.
3. Acceso universal al suministro energético
4. Contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía
5. Lograr la autosuficiencia en la producción de energéticos.
6. Desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de Desarrollo Sostenible.
7. Desarrollar la industria del gas natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria así como la generación eléctrica eficiente.
8. Fortalecer la institucionalidad del sector energético.
9. Integrarse con los mercados energéticos de la región, que permita el logro de la visión de largo plazo.

Por lo expuesto, entre los objetivos estratégicos de la Política Energética Nacional 2010-2040, que permite contar con un sistema energético que satisface la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, en el contexto del presente análisis, para garantizar el acceso universal al suministro energético se establece como lineamiento el "subsidiar de manera temporal y focalizada el costo de la energía en los segmentos poblacionales de bajos ingresos".

En ese sentido, con el propósito de lograr el bienestar social como finalidad intrínseca que persigue el Estado y siendo un objetivo de interés general, se impulsa el Fondo Social de Compensación Eléctrica para garantizar la permanencia y acceso de la población vulnerable con el objetivo específico de favorecer el acceso y permanencia del servicio eléctrico a todos los usuarios residenciales del servicio público de electricidad a nivel nacional, diferenciado y focalizado.



5. Impacto del Proyecto de Ley de Modificación de la Ley del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)

La evaluación del impacto de la modificación propuesta ha sido efectuada como parte del apoyo de Osinergmin y en los apartados que siguen a continuación se describen los aspectos relacionados con la evaluación efectuada.

5.1. Premisas del análisis

Las premisas de la evaluación fueron las siguientes:

- Incrementar la cobertura del FOSE para usuarios residenciales con consumos de hasta 140 kW.h/mes (el valor vigente es de 100 kW.h/mes).

- Incrementar el descuento en los factores de reducción tarifaria del FOSE:

    - 5% adicional para los usuarios del SEIN urbanos
    - 10% adicional para usuarios del SEIN Urbano-rural y Rural y para usuarios de los Sistemas Aislados Urbano.

- Incorporación de los usuarios del mercado libre como aportantes del FOSE.

5.2. Situación actual del FOSE

De acuerdo con la Ley 27510 que aprobó el FOSE, los factores de reducción tarifaria vigentes son los siguientes:

Cuadro N° 15: Programa de compensación tarifaria aplicable a los cargos de la tarifa de energía activa de los clientes residenciales

Usuarios	Sector	Reducción tarifaria para consumos menores o iguales a 30 kW.h/mes	Reducción tarifaria para consumos mayores a 30 kW.h/mes hasta 100 kW.h/mes
Sistemas Interconectados	Urbano	25% del cargo de energía	7,5 kW.h/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	50% del cargo de energía	15 kW.h/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	Urbano	50% del cargo de energía	15 kW.h/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	77,5% del cargo de energía	23,25 kW.h/mes por cargo de energía

Fuente: Osinergmin

En el caso de los sistemas fotovoltaicos de los SER, los factores son 80% y 24 kW.h/mes, para usuario con consumos menores o iguales a 30 kW.h/mes y usuarios con consumos mayores a 30 kW.h/mes hasta 100 kW.h/mes, respectivamente.

Al mes de abril de 2021, el FOSE tiene 4 860 743 usuarios residenciales beneficiarios, los cuales representan el 60% del total de usuarios a nivel nacional.

Cuadro N° 16: Cantidad de usuarios residenciales beneficiados

Tipos de Usuarios	Rango de Consumo	Sistemas Interconectados	Sistemas Aislados	Total	Participación
Beneficiarios	0-30 kW.h/mes	2 460 531	299 253	2 759 784	34%
	31-100 kW.h/mes	2 053 061	47 898	2 100 959	26%
Aportantes	Más de 100 kW.h/mes	3 206 406	61 666	3 268 072	40%
Total		**7 719 998**	**408 817**	**8 128 815**	**100%**
			Total	**4 860 743**	**60%**

Fuente: Osinergmin

El subsidio mensual del FOSE a agosto de 2021 es de S/ 32,8 millones y para el periodo anual setiembre 2020 a agosto 2021 es de S/ 368,5 millones. El factor de recargo del FOSE vigente es 4,3%, aplicable a los usuarios del SEIN con consumos mayores a 100 kW.h/mes.

5.3. Propuesta de Modificación de la Ley del FOSE

De acuerdo con las premisas señaladas, los nuevos factores de reducción tarifaria serían los siguientes:

Cuadro N° 17: Nuevas factores de descuento considerando incremento del 20% del valor nominal actual

Usuarios	Sector	Reducción tarifaria para consumos menores o iguales a 30 kW.h/mes	Reducción tarifaria para consumos mayores a 30 kW.h/mes hasta 140 kW.h/mes
Sistemas Interconectados	Urbano	30% del cargo de energía	9 kW.h/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	60% del cargo de energía	18 kW.h/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	Urbano	60% del cargo de energía	18 kW.h/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	77,5% del cargo de energía	23,25 kW.h/mes por cargo de energía

Fuente: Osinergmin

En el caso de los sistemas fotovoltaicos de los SER, los factores son 80% y 24 kW.h/mes, respectivamente.

Cabe indicar que, para los Sistemas Aislados Urbano-rural y Rural, y para los sistemas fotovoltaicos de los SER, los factores de reducción tarifaria se mantendrían dado que los niveles de tarifas resultantes son razonables y accesibles para los usuarios de dichos sistemas con los factores vigentes.

Con los factores señalados y considerando el incremento de la cobertura hasta 140 kW.h/mes, el FOSE alcanzaría a 5 638 529 usuarios residenciales beneficiarios al mes de abril de 2021, lo cual representa el 69% del total de usuarios a nivel nacional.

Cuadro 18: Cantidad de usuarios residenciales beneficiados con propuesta legislativa

Tipos de Usuarios	Rango de Consumo	Sistemas Interconectados	Sistemas Aislados	Total	Participación
Beneficiarios	0-30 kW.h	2 460 531	300 726	2 761 257	34%
	31-140 kW.h	2 813 018	64 254	2 877 272	35%
Aportantes	Más de 140 kW.h	2 446 449	43 837	2 490 286	31%
Total	Total	**7 719 998**	**408 817**	**8 128 815**	**100%**

Total Beneficiados	**5 638 529**	**69%**

Fuente: Osinergmin

(*) En el caso de los sistemas no convencionales de los SER, los factores son 80% y 24 kW.h/mes, respectivamente.

(**) El sector será considerado Urbano, Urbano-rural o Rural, de acuerdo con los Sectores de Distribución Típicos establecidos por el Ministerio de Energía y Minas.

Con la modificación de la Ley del FOSE, en el Cuadro 18 se aprecia un incremento de la cobertura en relación a la cantidad actual de los usuarios beneficiarios que se muestra en el Cuadro 17, con lo cual se tendría un total de 777 786 nuevos beneficiarios.

El requerimiento del subsidio mensual del FOSE alcanzaría a S/ 39,2 millones (incremento de 19,5%), el cual se financiaría con S/ 20,3 millones de aportes de los usuarios regulados del SEIN con consumos mayores a 140 kW.h/mes y S/ 18,9 millones de aportes de los usuarios libres. El factor de recargo del FOSE sería 3,4%, aplicable a los usuarios del SEIN con consumos mayores a 140 kW.h/mes.



El impacto en la facturación vigente de los usuarios sería el siguiente:

- Usuarios residenciales con consumos de 0 a 30 kW.h/mes, de las zonas urbana y rural, igual a -5% y -12%, respectivamente.
- Usuarios residenciales con consumos de 31 a 100 kW.h/mes, de las zonas urbana y rural, igual a -2% y -5%, respectivamente.
- Usuarios residenciales con consumos de 101 a 140 kW.h/mes, de las zonas urbana y rural, igual a -10% y -16%, respectivamente (pasan de aportantes a nuevos beneficiarios).

- Usuarios del SEIN con consumos mayores a 140 kW.h/mes que vienen pagando un recargo de 4,3%, pagarían un recargo de 3,4%, es decir, tendrían una disminución de 0,9%.
- Usuarios libres tendrían un recargo de 3,4% por el FOSE más el recargo por el FISE, equivalente al FOSE, tendrían un recargo total de 6,8%, es decir, un incremento neto de 2,5%, ya que vienen aportando al FISE con el factor del FOSE vigente igual a 4,3%.

Cabe mencionar que el nuevo factor de recargo (3,4%), resulta de aplicar la metodología señalada en el Texto Único Ordenado (TUO) del FOSE (Resolución Osinergmin N° 689-2007-OS/CD) el cual considera el mercado regulado, pero con la modificación de la Ley del FOSE se integra el mercado libre, para ello, se ha considerado las ventas de energía y facturación mensual y la respectiva proyección de dichas ventas de energía y facturación.

6. Evaluación constitucional y legal de la propuesta

6.1. Intervención del Estado en los servicios públicos

La Constitución Política del Perú establece en su artículo 58 que el Estado orienta el desarrollo del país, y actúa principalmente, entre otras, en el área de los servicios públicos.

El artículo II de la Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, aprobada por Ley Nº 29158, establece que el Poder Ejecutivo debe garantizar entre otros el principio de prevención, el cual busca gestionar y enfrentar los riesgos que afecten la vida de las personas, para asegurar la prestación de los servicios fundamentales. Adicionalmente, el numeral 22.3 de la citada Ley, establece que corresponde a los Ministerios financiar y garantizar la provisión y prestación de servicios públicos, de acuerdo a las normas de la materia.

El artículo 5 de la Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, Ley N° 30705, el Ministerio de Energía y Minas (en adelante, MINEM) tiene entre sus competencias exclusivas, la de diseñar, establecer y supervisar las políticas nacionales y sectoriales en materia de energía y de minería, asumiendo la rectoría respecto de ellas; así como regular la infraestructura pública de carácter y alcance nacional en materia de energía y de minería.

La LCE, en su artículo 2, reconoce como servicios públicos de electricidad al suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, así como la actividad de distribución eléctrica y puntualiza que el Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.

Adicionalmente, el artículo 2 de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, establece que, es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad.

Sobre el tema el Tribunal Constitucional acepta que el Estado tenga una mayor intervención en su actuación para hacer posible de que el acceso al servicio público se realice en condiciones de igualdad:

> *"41. Resulta relevante tomar en cuenta que hoy en día, lo fundamental en materia de servicios públicos, no es necesariamente la titularidad estatal sino la obligación de garantizar la prestación del servicio, por tratarse de actividades económicas de especial relevancia para la satisfacción de necesidades públicas; y en ese sentido, deviene en indistinto si la gestión la tiene un privado o la ejerce el propio Estado.*
> *42. Por ello, aun cuando el Estado -en ejercicio de su libre configuración política-, haya concedido u autorizado la gestión del servicio a los particulares, debido a objetivos de orden económico tales como lograr una mayor eficiencia en la*

prestación, ello no le resta capacidad de intervención, pues la garantía de disfrute efectivo de los servicios públicos es una obligación frente a la cual el Estado no puede verse ajeno; de ahí que aun subsista el deber estatal de garantizarlo, regularlo y vigilarlo, dada su naturaleza esencial y continua para toda la población.
(....)
44. En ese sentido, se justifica un especial deber de protección estatal a los usuarios del servicio y, con ello, una reglamentación más estricta del mismo, supervisando que la prestación se otorgue en condiciones de adecuada calidad, seguridad, oportunidad y al alcance a la mayoría de la población. Por tanto, una potencial intervención Estatal en este supuesto también es aceptada, quedando únicamente por resolver el grado de intensidad permitido"[24].

En ese sentido, el marco constitucional y legal le asignan al Estado la responsabilidad de adoptar medidas orientadas a que los usuarios puedan tener acceso a la prestación oportuna, regular y continua del Servicio Público de Electricidad, pudiendo para tal efecto adoptar las medidas que resulten necesarias. No obstante, estas deben ajustarse a criterios de razonabilidad y proporcionalidad del objetivo al cual se orienta la medida de intervención que se va adoptar.

6.2. De los subsidios

La tarifa de un servicio público es el precio o contraprestación que los diferentes usuarios pagan por el servicio que reciben. No es una tasa, ni un impuesto, sino un precio, aunque éste sea un precio público, administrativamente fijado. Por ello, uno de los principios tradicionales de tarificación es el siguiente: las tarifas de un servicio público deben corresponder a los costes reales del mismo, lo que significa que el conjunto de los ingresos procedentes del mismo debe cubrir el conjunto de los costes razonables que sean necesarios para producirlo25. Es decir, la tarifa que pagan los usuarios por el servicio público que reciben debe cubrir en monto suficiente todos los costos en los que razonablemente se incurren para su provisión.

Los subsidios constituyen excepciones a los principios de política tarifaria, dado que el usuario no financia en su totalidad el costo del servicio, sino que este en parte es cubierto de forma directa por el Estado con presupuesto público en el caso de los subsidios directos, o de forma indirecta como ocurre en los subsidios cruzados, donde la transferencia de recursos para el subsidio se da entre grupos de consumidores, sin que provengan del erario público, en tanto que un grupo de consumidores paga un precio mayor que el costo de provisión del servicio y el excedente es utilizado para financiar ya sea la provisión de servicios a otro grupo (los más pobres) o alguna actividad de la empresa proveedora (por ejemplo, la expansión de su red de cobertura de servicios)26. Los subsidios permiten la reducción de las tarifas.

Al respecto, puede señalarse que el Tribunal Constitucional valida la constitucionalidad de la aplicación de subsidios cruzados, incluso para la promoción de actividades recreativas, como parte del derecho fundamental al libre desarrollo de la personalidad; a partir de lo cual se desprende que la intervención estatal con medidas económicas orientadas a garantizar la permanencia y acceso a un servicio esencial como la electricidad se justifica en mayor medida. Ello se desprende de lo señalado por dicho Tribunal en la Sentencia



---

[24] Sentencia del Tribunal Constitucional expedida en el Expediente 00034-2004-PI/TC.
[25] **ARIÑO ORTIZ, Gaspar,** "Principios del Derecho Público Económico", ARA Editores, Año 2004, pág. 594,

[26] **QUINTANA SÁNCHEZ, Eduardo**, "Naturaleza y efectos de los subsidios en Servicios Públicos", en Revista de Derecho Administrativo, Pág. 76.

emitida en el expediente N° 01396-2017-PA/TC, que en uno de sus considerandos señala lo siguiente:

> *"(...), en el marco de una economía social de mercado, la promoción y democratización del deporte es una ineludible obligación estatal que justifica la intervención estatal y, más concretamente, la existencia de subsidios cruzados, en aras de promover el derecho fundamental al libre desarrollo de la personalidad de quienes decidan realizar actividades deportivas de manera profesional o recreativa. En todo caso, no puede soslayarse que una aplicación de la noción de "operador económico" como la realizada en esa resolución administrativa resulta inconstitucional, dado que incluso podría proscribir que el Estado cobre por el uso de canchas de fútbol o fulbito para autofinanciar sus infraestructuras." (Fj. 13).*

6.3. El FOSE y ampliación de beneficiarios

A través de la Ley 27510, se creó el FOSE, dirigido a favorecer el acceso y permanencia del servicio eléctrico a usuarios residenciales del servicio público de electricidad cuyos consumos mensuales sean menores a 100 kilovatios hora por mes comprendidos dentro de la opción tarifaria BT5, residencial o aquella que posteriormente la sustituya. Conforme al artículo 2 de la Ley 27510, el FOSE se financia a través de un recargo en la facturación en los cargos tarifarios de potencia, energía y cargo fijo mensual de los usuarios de los sistemas interconectados no comprendidos en la opción tarifaria BT5, dicho recargo se establece en función a un porcentaje que es determinado por el Osinergmin en función a la proyección de ventas del período siguiente.

El FOSE permite que se rebajen sustancialmente las tarifas eléctricas para las personas de grupos menos favorecidos y que se recargue con un pequeño aumento tarifario a los que pueden pagar más. Esto no implica ningún gasto del erario. Es simplemente un subsidio cruzado, de los que más pueden pagar a los que menos pueden pagar27.

Tal como se expone en el literal I.2 del presente informe, debido a los efectos económicos negativos generados por la pandemia del COVID-19 en gran parte de la economía familiar nacional, en el año 2020 fue necesario otorgar subsidios temporales a favor de los usuarios eléctricos residenciales en pobreza extrema y no extrema, que si bien han mantenido como criterio categórico de selección el umbral de consumo promedio mensual de electricidad de los usuarios beneficiarios, estos subsidios han recogido valores superiores al de 100 kW.h/mes contemplado en la Ley del FOSE, justificados no solamente en la pérdida del nivel de ingresos de la población en pobreza extrema y no extrema sino, además, por el hecho de que los usuarios eléctricos en general han elevado sus consumos de electricidad a lo largo de los años.

Es así como, al ser el consumo de electricidad uno de los criterios de elegibilidad para seleccionar a los potenciales beneficiarios del FOSE, muchos beneficiarios se han visto afectados por la coyuntura general de aumento del gasto y consumo; por tanto, resulta pertinente evaluar una propuesta de aumento del umbral de consumo promedio mensual de electricidad, considerando alguna variable que caracterice de manera precisa a los nuevos beneficiarios y en consecuencia se determine la fuente de recursos con los cuales se financiará, el ámbito de aplicación; así como, la pertinencia de considerar criterios de

---

[27] Diario de Debates correspondiente a la Primera Legislatura Ordinaria, intervención del entonces Presidente de Consejo de Ministros de la iniciativa legislativa que dio lugar a la aprobación de la Ley N° 25710; en: http://spij.minjus.gob.pe/Textos-PDF/Debates_2/2001/AGOSTO/Ley_27510_28-08-01.pdf.

exclusión del descuento que pudieran presentarse en su aplicación, teniendo en cuenta la recesión actual que atraviesa el país.

Así, a fin de mantener la idea conceptual detrás del subsidio FOSE, esto es, que las personas de menores recursos, pero que han incrementado sus niveles de consumo a partir de la pandemia por el mayor uso de energéticos para sus actividades habituales y que no estén siendo consideradas como beneficiarias por encontrarse dentro del segmento de consumo que supera los 100 kWh, sean incorporadas como beneficiarias del FOSE.

Conforme al artículo 2 de la Ley 27510, el FOSE se financia a través de un recargo en la facturación en los cargos tarifarios de potencia, energía y cargo fijo mensual de los usuarios de los sistemas interconectados no comprendidos en la opción tarifaria BT5, dicho recargo se establece en función a un porcentaje que es determinado por el Osinergmin en función a la proyección de ventas del período siguiente.

Para efectos de determinar la razonabilidad y proporcionalidad de la intervención del Estado para imponer a los usuarios libres de electricidad de la obligación de asumir un recargo en el precio del servicio eléctrico; esta se justifica en evitar la afectación de derechos constitucionales y o en su defecto en su menor afectación o limitación, esto último en cuanto a evaluar su necesidad y adecuación a los fines constitucionales que persigue la medida; para lo cual se evalúan los principios de legalidad, de igualdad, no trato diferenciado y no confiscatoriedad.

(i) **Cumplimiento del principio de legalidad**

El FOSE fue establecido a través de la Ley 27510, así como sus modificatorias han sido aprobadas por las Leyes 28307 y 30319, las cuales constituyen leyes ordinarias, emitidas por el Congreso de la República, al igual que otros subsidios creados en el subsector electricidad que fueron aprobados con dispositivos legales de la misma jerarquía normativa, esto es, con normas con rango y fuerza de ley (p.e MCTER, Bono Electricidad); por lo que, cualquier modificatoria a sus alcances se debe viabilizar con la aprobación de una ley ordinaria.

Como sabemos, el FOSE supone que el financiamiento para los beneficiarios de este Fondo se efectúa mediante un recargo en la facturación de los cargos tarifarios de potencia, energía y cargo fijo mensual de los usuarios de servicio público de electricidad que no pertenecen a la opción tarifaria BT5 o residencial, o aquellos que perteneciendo a esta opción tienen un consumo mensual igual o superior a 100 kWh; cuyo segmento de consumidores son quienes a la fecha financian el costo de dicho subsidio.

A fin de incrementar la cobertura del FOSE, en favor de los usuarios que no superan el umbral de consumo equivalente a 140 kWh. se plantea incorporar a los usuarios libres de electricidad como sujetos obligados a financiar dicho subsidio; lo cual únicamente se puede disponer bajo una norma con rango y fuerza de ley y no a través de un dispositivo de rango infralegal; de conformidad con la regla constitucional recogida en el artículo 2.24.a. de la Constitución Política del Perú, que establece que "Toda persona tiene derecho (...) A la libertad y a la seguridad personales. En consecuencia: (...) Nadie está obligado a hacer lo que la ley no manda, ni impedido de hacer lo que ella no prohíbe".

En tal sentido, la intervención del Estado en este aspecto se ajusta a lo establecido en la Constitución Política en la medida que a través de una norma con rango y fuerza de ley se establece que se incorpore a los usuarios libres de electricidad como sujetos obligados a financiar los recursos que requiere el FOSE para beneficiar a los usuarios de menores recursos.

(ii) **Razonabilidad del recargo para los nuevos aportantes del Mercado Libre**

La autoridad tributaria al evaluar el FOSE a fin de determinar si tiene alcances tributarios, ha concluido que "el *recargo no tiene naturaleza de tributo, toda vez que no existe dentro de su estructura el componente del acreedor tributario que como hemos visto debe recaer en el Estado en sus diversas manifestaciones; sino constituye en esencia una regulación tarifaria a fin de crear un subsidio para determinados consumidores residenciales*"[28].

No obstante, aun cuando no tiene carácter tributario, es pertinente evaluar si constituye una intervención justificada en la esfera patrimonial de las personas, en función de lo establecido en el segundo párrafo del artículo 74 de la Constitución Política que reconoce el principio de no confiscatoriedad, respecto del cual el Tribunal Constitucional en el Expediente 02727-2002-AA ha señalado lo siguiente:

> *"se transgrede el principio de no confiscatoriedad [...] cada vez que un tributo excede del límite que razonablemente puede admitirse como justificado en un régimen en el que se ha garantizado constitucionalmente el derecho subjetivo a la propiedad y, además, ha considerado a esta institución como uno de los componentes básicos y esenciales de nuestro modelo de Constitución económica".*

En el presente caso, el recargo FOSE que se impone a los usuarios libres de electricidad es del mismo orden que se impone a los demás usuarios residenciales que exceden el rango de consumo de 140 kWh, por lo que la intervención en su esfera patrimonial no resulta desproporcionada ni irrazonable, más aun si los precios de energía que vienen pagando resulta notoriamente inferiores al Precio a Nivel Generación que pagan los Usuarios Regulados (aproximadamente 38 USD/MWh de diferencia), y que la cuantía del recargo bordearía el 3.4% del precio de energía pactado en sus contratos de suministro o en los retiros del mercado mayorista.

7. Exoneración de prepublicación de propuesta normativa

En el artículo 14 del Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, Reglamento que establece disposiciones relativas a la publicidad, publicación de Proyectos Normativos y difusión de Normas Legales de Carácter General, establece que las entidades públicas dispondrán la publicación de los proyectos de norma de carácter general que sean de su competencia en el diario oficial El Peruano, en sus portales electrónicos o en cualquier otro medio, en un plazo no menor de treinta (30) días antes de la fecha prevista para su entrada en vigencia, lo cual en concordancia con el artículo 4 del mencionado dispositivo legal comprende las iniciativas legislativas que formulen las entidades con facultades de iniciativa legislativa. No obstante, el numeral 3.2 del mencionado artículo 14 establece como supuesto de exoneración de la prepublicación, cuando existan razones debidamente fundamentadas, en el proyecto de norma, que considere que la prepublicación resulta impracticable, innecesaria o contraría a la seguridad o al interés público.



En el presente caso, del sustento técnico contenido en la presente propuesta se desprende que es objetivo del sector, que la iniciativa legislativa pueda ser aprobada este año 2021 y que su aplicación (vigencia) pueda materializarse a partir del pliego tarifario del mes de enero del año 2022.

A partir de lo anterior, es recomendable que la iniciativa legislativa propuesta sea tramitada con carácter de urgencia, esto en ejercicio de la facultad del presidente de la República recogida en el artículo 12 de la Ley Nº 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, que en el segundo párrafo señala lo siguiente: "El Presidente de la República remite su iniciativa

---

[28] Informe N° 336-2002-SUNAT/K00000 de fecha 21 de noviembre de 2002; en: https://www.sunat.gob.pe/legislacion/oficios/2002/oficios/i3362002.htm

legislativa al Congreso con la aprobación del Consejo de Ministros. Corresponde al Congreso la atención preferente de los Proyectos de Ley remitidos con carácter de urgente por el Presidente de la República."

En ese sentido, dado el carácter de urgencia de la propuesta y la necesidad de su pronta aprobación, se considera que su prepublicación deviene en impracticable; por lo que, es recomendable se exonere de dicho trámite para su aprobación a nivel del Poder Ejecutivo y su posterior presentación ante el Congreso de la República.

8. Análisis costo beneficio

El Decreto Supremo N° 008-2006-JUS, que aprueba el Reglamento de la Ley Marco para la Producción y Sistematización Legislativa[29], que es de aplicación en todas las entidades de la Administración Pública, para la formulación de proyectos de decretos supremos, y normas de carácter reglamentario; en su artículo 3[30] regula lo referente al análisis costo beneficio[31].

6.4. Efectos esperados de la norma

(i) Beneficios esperados

Al respecto, se considera que la propuesta se orienta a garantizar el acceso y permanencia del servicio eléctrico a los usuarios residenciales del servicio público de electricidad, con los beneficios siguientes:

- Cumple con el mandato constitucional que tiene el Estado de actuar en el ámbito de los servicios públicos, sin afectar el principio de subsidiariedad que determina el alcance de las medidas de intervención económica orientadas a garantizar el acceso al servicio esencial de electricidad, de conformidad con lo previsto en el artículo 58 y 60 de la Constitución Política del Perú.
- Se mantiene el beneficio de una reducción tarifaria en favor de la población de menores recursos y con ello garantiza el acceso al servicio eléctrico y que permanezcan en el mismo.
- Los beneficios de reducción tarifaria se extienden a los nuevos beneficiarios, esto es, a los Usuarios residenciales con consumos de 101 a 140 kW.h/mes, de las zonas urbana y rural, a quienes también se le posibilita la permanencia y acceso al servicio eléctrico.

---

[29] Reglamento que sustenta el contenido de la "Guía Técnica legislativa para la elaboración de Proyectos Normativos de las Entidades del Poder Ejecutivo", aprobada mediante Resolución Directoral N° 002-2019-JUS/DGDNCR.

[30] **Artículo 3.- Análisis costo beneficio.**
3.1. El análisis costo beneficio sirve como método de análisis para conocer en términos cuantitativos los impactos y efectos que tiene una propuesta normativa sobre diversas va riables que afectan a los actores, la sociedad y el bienestar general, de tal forma que permite cuantificar los costos y beneficios o en su defecto posibilita apreciar analíticamente beneficios y costos no cuantificables. La necesidad de la norma debe estar justificada dada la naturaleza de los problemas, los costos y beneficios probables y los mecanismos alternativos para solucionarlos.
3.2. El análisis costo beneficio es obligatorio en los anteproyectos de normas de desarrollo constitucional, leyes orgánicas o de reformas del Estado; leyes que incidan en aspectos económicos, financieros, productivos o tributarios; y leyes relacionadas con política social y ambiental.
3.3. Las propuestas que no estén comprendidas dentro de las precitadas categorías sustentarán los alcances, las implicancias y sus consecuencias, identificando a los potenciales beneficiarios y afectados en forma clara y sencilla".

[31] El uso del análisis de costo beneficio puede ayudar a identificar y evaluar los costos y beneficios implicados por diferentes alternativas y a proporcionar parámetros para tomar una decisión con base en evidencia; pudiendo efectuarse dicho análisis tanto en términos cualitativos como cuantitativos.

- Genera la reducción del aporte que realizan al FOSE los usuarios residenciales del SEIN con consumos mayores a 140 Kw.h/mes, quienes vienen pagando un recargo de 4.3% para financiar el FOSE, pero que, ahora con el aporte de los usuarios del mercado libre de electricidad, pagarían solo un recargo de 3.4%; lo cual resulta como beneficio una reducción en el aporte de estos usuarios de 0.8%.
- Garantice el goce efectivo del derecho constitucional a la tranquilidad y paz, dado que el acceso y permanencia en el servicio eléctrico reduce el descontento social de los sectores más vulnerables que reclaman por las dificultades económicas ocasionadas por la pandemia Covid-19 que limitan el gasto de la tarifa eléctrica por los últimos incrementos generados por la actualización de los indicadores macroeconómicos que determinan la actualización de los precios regulados.
- No requiere de financiamiento con recursos públicos, dado que la aplicación del FOSE y su ampliación es cubierta por los usuarios que superan el umbral de consumo de 140 Kw.h/m y los usuarios del mercado libre de electricidad, que tienen mayor capacidad de pago; con lo cual se garantiza la estabilidad fiscal que el Gobierno requiere para adoptar otras medidas económicas en otros sectores que son parte del proceso de recuperación económica, a raíz de la pandemia del Covid-19.
- Afianzar el cumplimiento de la Política Energética Nacional 2010-2040, aprobada por Decreto Supremo Nº 064-2010-EM, que tiene entre sus objetivos, el "Acceso universal al suministro energético", en cuanto al lineamiento de "Subsidiar de manera temporal y focalizada el costo de la energía en los segmentos poblacionales de bajos ingresos".

(ii) Costos esperados

Cuando se estima el costo de una propuesta normativa, se está midiendo la pérdida de eficiencia social por la implementación o no de las medidas propuestas.

Al respecto, en lo que respecta a la modificación de la Ley del FOSE se tienen los siguientes costos, considerando los agentes que participan en el mecanismo del esquema de subsidio

1. El costo de la ampliación del FOSE, será cubierto por los usuarios del mercado libre de electricidad, quienes tendrán un recargo de 3,4% por el FOSE más el recargo por el FISE, equivalente al FOSE, tendrían un recargo total de 6,8%, es decir, un incremento neto de 2,7%, ya que vienen aportando al FISE con el factor del FOSE vigente igual a 4,3%. Dado los precios competitivos de los que se benefician dichos usuarios por su capacidad de libre negociación en el precio de la energía, dicho costo no resulta apreciable en función de la capacidad de pagos.

2. En el caso de los Distribuidores, que tienen a cargo la actividad de comercialización de energía eléctrica, la implementación de ampliar la cobertura de beneficios y los nuevos factores de descuento, no le genera costos adicionales en su actividad, ya que, viene aplicando el mecanismo de subsidio FOSE desde noviembre del 2002.

   Por otra parte, la incorporación de los mecanismos de exclusión no genera costos adicionales significativos a las Distribuidoras, ya que, las distribuidoras ya cuentan con los registros de consumo de sus usuarios eléctricos, los cuales al momento de la facturación periódica deben ser considerados para evitar la aplicación del subsidio FOSE en las casas de playa de usuarios que no califican como vulnerables. Además, las distribuidoras en el marco de los procedimientos de regulación tarifaria correspondientes a la actividad de distribución ya cuentan

con información catastral de su zona de concesión, los cuales hasta el 31 de diciembre del 2022 deberán ser validados con el plano estratificado disponible por manzanas del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), a efectos de aplicar el criterio de exclusión incluido en la propuesta legislativa.

3. Por otra parte, en el caso de OSINERGMIN, las actividades que realiza para la determinación de los factores de reducción tarifaria que se determinen por la ampliación del umbral del consumo que determina la condición de beneficiarios del FOSE, forman parte del encargo que ya tiene a la fecha y que está relacionada a su función normativa y función de fijación tarifaria; por lo que, el rol que cumpliría por la ampliación de cobertura del FOSE no representaría ningún incremento de costos administrativos ni presupuestales.

4. No requiere de asignación de recursos públicos.

(iii) Balance

En tal sentido, de acuerdo al análisis de costo beneficio realizado, se considera que la implementación de la medida de ampliación de cobertura del FOSE para los nuevos beneficiarios tiene como resultado un impacto positivo para los usuarios residenciales del servicio público de electricidad que tienen la condición de vulnerabilidad, dado que constituye una medida que permite el acceso al servicio público de electricidad y su permanencia en el mismo.

9. Impacto de la norma en la legislación nacional

La presente propuesta normativa tiene como impacto en la legislación nacional respecto únicamente a la modificación de la Ley N° 27510, Ley que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica.

En ese sentido, la propuesta normativa modifica los artículos 1, 2 y 3 de la Ley N° 27510, con la finalidad de ampliar el universo de usuarios beneficiarios del FOSE, otorgar mayores factores de descuentos; e incorporar criterios de exclusión para la aplicación del FOSE por parte de las Distribuidoras.