



MINISTERIO DE
HIDROCARBUROS Y ENERGÍAS

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
Dirección General de Energías Alternativas



Imagen: Archivo PEERR/GIZ

ESTUDIO DE ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DEL DECRETO SUPREMO N° 2048 Y SU SOSTENIBILIDAD

Gestión 2020

PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA DE LA COOPERACIÓN ALEMANA AL DESARROLLO

La Cooperación Alemana al Desarrollo a través de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH y su Programa de Energías Renovables (PEERR) tiene como objetivo brindar asistencia técnica a través del Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE) a las entidades del sector eléctrico en el área técnica, normativa y formación de capacidades para el desarrollo de las Energías Renovables (EERR) y Eficiencia Energética (EE).

En este contexto, la información contenida en este documento es de carácter referencial y no representa necesariamente la política institucional del Ministerio de Hidrocarburos y Energías ni de las entidades del sector eléctrico.



Implementada por:





MINISTERIO DE
HIDROCARBUROS Y ENERGÍAS

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
Dirección General de Energías Alternativas



Imagen: Archivo PEERR/GIZ

**Estudio de Análisis de la Aplicación del Decreto Supremo
N° 2048 y su Sostenibilidad**

Gestión 2020

PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA

Entre el:

Ministerio de Hidrocarburos y Energías

y

**Deutsche Gesellschaft für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**



Implementada por:



La Paz – Bolivia
2020

RESUMEN EJECUTIVO

El Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014, establece un mecanismo de remuneración para la generación de electricidad a partir de fuentes de Energías Alternativas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Para esta remuneración, el Ente Regulador aprueba de forma semestral los Factores de Adaptabilidad, que a través del mercado, permiten cubrir el sobrecosto resultante de la diferencia entre el precio de generación de los Proyectos de Energías Alternativas y el Precio de Nodo del SIN. Así también, el Ente Regulador aprueba el Factor de Energías Alternativas que se aplica sobre el consumo de las categorías Gran Demanda.

Fondo de Energías Alternativas: Situación Actual

Mediante la Resolución Ministerial N° 004-15 de 13 de enero de 2015, se aprobaron los “Criterios para la Aplicación de los Factores de Energías Alternativas”, que establece la creación de cuentas individuales para las Distribuidoras y consecuentemente el Fondo de Energías Alternativas (FOEA). En abril 2020, el FOEA alcanzó un saldo acumulado de MMBs.181.76, tal como se detalla de forma preliminar en la Resolución AETN N° 152/2020 de 19 de mayo de 2020.

De igual manera, mediante Decreto Supremo No. 27302 de 23 de diciembre de 2003, se establecieron medidas para estabilizar las tarifas de electricidad, a través de la creación de Fondos de Estabilización del Mercado Mayorista (FEM) y Fondos de Estabilización de Distribución (FED). A abril 2020 el saldo acumulado del FEM ascendió a MMBs.366.14; mientras que el saldo acumulado del FED llegó a MMBs.205.08.

El Fondo de Energías Alternativas (FOEA), presentó un saldo total de 20 millones de bolivianos en abril de 2015, que fue aumentando hasta octubre de 2017. Durante éste período el FOEA creció a una tasa promedio de 60 por ciento, equivalente a incrementos semestrales en un promedio de 40 millones de bolivianos.

A partir de noviembre de 2017, los saldos del FOEA fueron disminuyendo a tasas cada vez mayores. La disminución en abril de 2018 alcanzó a menos cinco punto cuatro por ciento (-5.4 %), en octubre del mismo año a menos diez por ciento (-10 %), y en los semestres siguientes se registraron disminuciones de menos catorce por ciento (abril 2019), menos dieciséis por ciento (octubre 2019) y menos dieciocho por ciento (Abril 2020). Es importante señalar que la velocidad de disminución del FOEA se ha acelerado en los últimos 4 semestres, en un promedio de 19 millones de bolivianos, mostrando una tendencia que no es sostenible en el tiempo.

En relación a la participación de las empresas distribuidoras en el FOEA, en abril de 2020, la Cooperativa Rural de Electricidad R.L. (CRE R.L.) alcanza una participación de 49 % del FOEA, seguida por la Empresa Servicios Eléctricos de Potosí S.A. (SEPSA), con 19 %. En contraposición, la Empresa Distribuidora de La Paz (DELAPAZ) inició su participación en el FOEA con el 23 %, sin embargo, fue

disminuyendo paulatinamente, alcanzando 1.35 % en abril de 2020. Así también ELFEC disminuyó su participación de 12 % en abril 2015, a 6.8 % en abril 2020.

Análisis de Mediano Plazo: Escenarios de Simulación

El análisis de Mediano Plazo se realiza hasta el año 2025. Se han proyectado los ingresos destinados a la remuneración de la generación con Energías Alternativas, en función al crecimiento de la demanda de energía, facturación de las categorías Gran Demanda y comportamiento histórico de los Factores de Energías Alternativas (FEA-GD) para cada empresa Distribuidora del SIN.

El análisis se desarrolla con el planteamiento de dos escenarios de simulación. El primero, denominado *Business as Usual*, identifica una situación base en la cual, el regulador mantiene los Factores de Energías Alternativas estables en el nivel actual. El segundo escenario, *Alternativo*, permite que los Factores de Energías Alternativas sean variables y se ajusten al criterio de saldos Acumulados FOEA positivos.

El escenario *Business As Usual* representa la continuidad de la política regulatoria en relación a la aprobación de los Factores de Estabilización y el Factor de Energías Alternativas. En primer lugar, un bajo nivel de Factores de Energías Alternativas generará saldos negativos del FOEA en el Corto Plazo. En esta situación, se encuentran las empresas DELAPAZ (noviembre 2020), CRE (2021), CESSA (2022), ELFEC (2023).

En relación a las empresas ENDE ORURO y SEPSA, se presentan saldos positivos en el FOEA debido a que se aprobaron Factores de Energias Alternativas más elevados que el resto de las empresas de distribución del SIN.

El escenario *Alternativo*, muestra los cambios que deben tener los Factores de Energías Alternativas, de manera tal, que los saldos Acumulados del FOEA sean positivos.

En los casos de las empresas Distribuidoras DELAPAZ, CRE, CESSA y ELFEC, el Factor de Energías Alternativas aplicado a la Gran Demanda debe incrementarse con anticipación para que el saldo acumulado del FOEA sea positivo.

Es necesario notar que en todos los casos los incrementos del Factor de Energías Alternativas sigue una senda de crecimiento similar al ingreso de los proyectos nuevos de generación con Energías Alternativas. En este punto, cabe señalar que el crecimiento del consumo de energía de las categorías Gran Demanda no sigue el mismo patrón de crecimiento de los proyectos de generación con Energías Alternativas, razón por la cual, el Factor de Energías Alternativas es el encargado de equilibrar la remuneración.

Así también, debemos señalar que el mecanismo de remuneración podrá alcanzar Factores con valores superiores a 1.2 en los casos de ELFEC y CRE, y superiores a 1.1 en los casos de DELAPAZ, CESSA, ENDE DEORURO y SEPSA. Estos valores ayudarán a mantener las cuentas individuales del FOEA con saldos

positivos, pero sin la capacidad de incrementar el saldo acumulado FOEA a los niveles del período 2014-2019.

Con el ingreso de nuevos proyectos de generación con Energías Alternativas y el aumento de los requerimientos de remuneración para los mismos, han erosionado los saldos acumulados de algunas distribuidoras en el corto plazo.

Al comparar los ingresos por aplicación del Factor de Energías Alternativas para la Gran Demanda con el Sobrecosto, se observa una brecha que probablemente se explica por el nivel actual de precios de la energía en el Mercado Spot; es decir, a menor precio de generación, menor posibilidad de remuneración a la generación con Energías Alternativas a través del Factor FEA-GD. Por esa razón, a medida que ingresan más proyectos de generación con Energías Alternativas, la brecha entre ingresos del FOEA y el requerimiento por remuneración, es más grande.

El ritmo de crecimiento de la capacidad instalada en Energías Alternativas en los próximos cinco años, supera el 200 por ciento, sin embargo, el crecimiento de los ingresos de las categorías Gran Demanda es visiblemente menor.

La experiencia de los países de la región apunta a un cambio de mecanismo de remuneración, especialmente cuando aumenta el número de proyectos, permitiendo desarrollar mecanismos competitivos. Considerando la cantidad de proyectos de generación con Energías Alternativas que ingresarán en operación en los próximos años, se recomienda diseñar mecanismos de mercado, como las Subastas que se aplican en la mayoría de los países de América Latina.

Análisis de Mediano Plazo sobrecosto a la generación de Energías Alternativas

En el semestre nov19-abr20, el Mercado Spot remuneró a los generadores con fuentes de Energías Alternativas en 3.44 MMBs/mes, el sobrecosto para el pago de esta generación alcanzó a 7.31 MMBs/mes, haciendo un total de remuneración de 10.75 MMBs, como promedio mensual. Este sobrecosto, es cubierto por los Agentes que conforman la demanda de electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista en proporción a su consumo de energía.

En el “*Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025*”, actualizado mediante Resolución Ministerial N° 085-18 de 23 de mayo de 2018, se tiene previsto el ingreso hasta el 2025 de 400 MW de capacidad instalada con fuentes de energías alternativas. Además el ingreso de 50 MW adicionales del Proyecto “Parque Solar Fotovoltaico Oruro Fase II”, haciendo un total de 450 MW. Finalmente, existen 10 MW que corresponden al proyecto de Biomasa de San Buenaventura que no tiene fecha de ingreso. La generación con fuentes de energías alternativas que ingresaron en operación hasta julio 2020, alcanzan a 142 MW de capacidad instalada, de la siguiente manera: Parque Eólico Qollpana Fase I - 3 MW (este proyecto es anterior al DS 2048 y no se incluye en el mecanismo de remuneración), Parque Eólico Qollpana Fase II - 24 MW, Planta Solar Yunchará Tarija - 5 MW, Planta Solar Uyuni Potosí - 60 MW y Planta Solar

Fotovoltaica Oruro - 50 MW. En el mediano plazo hasta el 2025, ingresaran adicionalmente 308 MW.

Con el ingreso en operación de todos los proyectos citados hasta el año 2025, el sobrecosto se incrementa de 7 a 28.17 MMBs/mes, monto que tendrá que ser asumido por los Agentes que participan de la demanda en el SIN.

Si bien es una obligación de la demanda cubrir los sobrecostos de los proyectos de Energías Alternativas, la captación de los recursos a través de los Factores de Energías Alternativas aplicados a la Gran Demanda, no guarda relación con el pago que realizan por el sobrecosto, ya que no hay un procedimiento que module a los Factores de Energías Alternativas.

Análisis de Largo Plazo

De acuerdo al estudio “*Planificación de la Expansión de Largo Plazo del Sistema Eléctrico de Bolivia*”, los proyectos de generación con fuentes de energías alternativas que ingresarán en el periodo 2026-2036, ascienden a 450 MW; además, se debe incluir el Proyecto “Parque Eólico Qollpana Fase III con 51.30 MW, haciendo un total de 501.3 MW, bajo las mismas condiciones de remuneración establecidas en el Decreto Supremo N° 2048, el sobrecosto entre el año 2016 al 2036 se incrementara de 28.17 a 60.71 MMBs/mes correspondientemente.

Con relación al Fondo de Energías Alternativas (FOEA), si se mantienen los mismos Factores aprobados para este periodo (May20 – Oct20), en el mediano plazo para todas las Distribuidoras que participan en este fondo, este llegará a MMBs.-470 aproximadamente. Para el Largo plazo, bajo las mismas condiciones anteriores (Factores de EEAA constantes) el FOEA llegará a MMBs.-660 aproximadamente. Para evitar esta situación, corresponde que el Ente Regulador analice la variación de los factores de energías alternativas con una visión a mediano y largo plazo.

Sostenibilidad del mecanismo de remuneración

Para lograr la sostenibilidad del mecanismo de remuneración en el mediano plazo, se propone que el 50 % del pago de los No Regulados al FEM, fueran reorientados para pagar los proyectos de Energías Alternativas, para lo cual, se requiere la modificación del Decreto Supremo N° 3187. Esta modificación representaría un alivio al FOEA en general y en las cuentas individuales de las distribuidoras en particular. Adicionalmente, es necesario ajustar paulatinamente el nivel de los Factores de Energías Alternativas en el mediano plazo, de tal manera, que el saldo acumulado del FOEA sea cercano a cero (MMBs.-78aproximadamente).

Es oportuno señalar que en el mediano y largo plazo, la participación de la energía inyectada por los proyectos de generación con energías alternativas, con relación a la evolución de la demanda del Sistema, no es considerable, sin embargo, el sobrecosto es muy elevado. En este sentido, para dar sostenibilidad al mecanismo de remuneración establecido por el Decreto Supremo N° 2048 en el mediano plazo, es necesario realizar lo siguiente: i) modificar el Decreto

Supremo N° 3187; ii) ajuste paulatino de los Factores de Energías Alternativas. Para la remuneración de los proyectos de generación con fuentes de energías alternativas que ingresarán al SIN en el largo plazo (501.3 MW), necesariamente se debe ajustar la normativa para que funcione el Mercado de Contratos considerando los criterios señalados en el 7.1.2 del presente Estudio (Licitaciones o Subastas), tal como se realizan en la mayoría de los países de América del Sur.

ABREVIACIONES

AEn	Auditoria Energética
AETN	Autoridad Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear
AFD	Agence Française de Développement – Francia
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BM	Banco Mundial
BNDES	Banco de Desarrollo de Brasil
CAF	Corporación Andina de Fomento
CADECO	Cámara de la Construcción
CDE	Fondo de Desarrollo Energético
CESSA	Compañía Eléctrica Sucre S.A.
CNDC	Comité Nacional de Despacho de Carga
CNE	Comité Nacional de Energía (Chile)
CNR	Consumidor No Regulado
CPTS	Centro de Promoción de Tecnologías Sostenibles
CR	Consumidor Regulado
CRE R.L.	Cooperativa Rural de Electrificación R.L.
DELAPAZ	Distribuidora de Electricidad La Paz S.A.
DTE	Documento de Transacciones Económicas
EA	Energías Alternativas
ELFEC	Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad
ER	Energías Renovables
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
FA	Factor de Adaptabilidad
FEA-GD	Factor de Energías Alternativas para Gran Demanda
FED	Fondo de Estabilización del Distribuidor
FEM	Fondo de Estabilización del Mercado Mayorista
FIT	Feed In Tariff
FMI	Fondo Monetario Internacional
FOEA	Fondo de Energías Alternativas
GD	Gran Demanda
GIZ	Agencia Alemana para la Cooperación Internacional (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit)
IAT	Industrial Alta Tensión
ICMS	Impuesto a la Circulación de Mercancías y Servicios
LCOE	Levelized Cost of Energy – Costo promedio nivelado de la energía
INE	Instituto Nacional de Estadística
IPC	Índice de Precios al Consumidor
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MHE	Ministerio de Hidrocarburos y Energías
O&M	Operación y Mantenimiento
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía

PROINFA	Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas
PSDI	Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Energías
RGR	Reserva Global de Reversión
SEPSA	Servicios Eléctricos Potosí S.A.
SIN	Sistema Interconectado Nacional
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (Uruguay)
VMEEA	Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
YLB	Yacimientos de Litio Bolivianos

ÍNDICE

1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Antecedentes.....	2
1.1.1 Modificaciones en el “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025”	2
1.1.2 Proyectos de Generación con Energías Alternativas en el “Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Energías (PSDI) 2016 – 2020”	4
1.1.3 Normas Aprobadas para la Remuneración de la Generación con fuentes de Energías Alternativas.....	5
1.2 Objetivo	5
1.3 Alcance.....	6
1.4 Información.....	7
2 MARCO LEGAL Y REGULATORIO	10
2.1 Leyes	10
2.2 Decretos Supremos.....	11
2.3 Resoluciones Ministeriales del Ministerio de Energías	16
2.4 Resoluciones Administrativas del Órgano Regulador.....	27
2.5 Resoluciones del Comité Nacional de Despacho de Carga	36
2.6 Bases Técnicas del Estudio.....	38
3 ESCENARIO ACTUAL – MECANISMO DE REMUNERACIÓN DEL DECRETO SUPREMO N° 2048 DE 02 DE JULIO DE 2014 Y ANÁLISIS DE SU APLICACIÓN EN PROYECTOS DE GENERACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS QUE SE ENCUENTRAN EN OPERACIÓN	40
3.1 Criterios de Remuneración	42
3.1.1 Directrices para determinar los Factores de Energías Alternativas	43
3.1.2 Procedimiento de aprobación de los Factores de Energías Alternativas	44
3.1.3 Procedimiento de aprobación de los Factores de Energías Alternativas	44
3.2 Cuentas individuales de las Distribuidoras del SIN	45
3.3 Incidencia de los Precios de Nodo	50
3.4 Ingresos en los Fondos de Energías Alternativas (FOEA)	55
3.5 Saldos Individuales de los Fondos de Estabilización	58
3.5.1 Saldos Individuales del FEM y FED	59
3.5.2 Saldos Individuales del FOEA	60
3.5.3 Remuneración de sobrecostos para la generación con fuentes de energías alternativas	62
3.5.4 Distribución de Sobrecosto por la Generación con Energías Alternativas en operación	64
4 ANÁLISIS DE CRITERIOS DE REMUNERACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS DE LA RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 004-15 DE 13 DE ENERO DE 2015.....	66
4.1 Saldos Individuales de los Fondos de Estabilización	67
4.2 Pago de los Consumidores No regulados al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista MEM, Consumidores Domiciliarios Mayores a 1,000 Kilovatios (hora (kWh) u otro nivel que sea aprobado por el Ente Regulador en el marco del Decreto Supremo N° 1536, Subsidios Focalizados, Diferencia entre los Precios de Energía Spot y de Aplicación, y otros ingresos adicionales que pudiesen crearse y/o aplicarse.....	72
4.2.1 Pago de los Consumidores No Regulados al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista MEM.....	72

4.2.2	Consumos Domiciliarios mayores a 1,000 kilovatios/hora (kWh) u otro nivel que aprobado por el Ente Regulador en el Marco del Decreto Supremo N° 1536	77
4.2.3	Subsidios Focalizados	77
4.2.4	Diferencia entre los Precios Spot y de Aplicación.....	77
5	DIAGNÓSTICO DE LAS CUENTAS INDIVIDUALES DE LAS DISTRIBUIDORAS Y SU PROYECCIÓN BAJO LOS LINEAMIENTOS VIGENTES, TOMANDO EN CUENTA EL PLAN DE EXPANSIÓN DE PROYECTOS CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS	78
4.3	Criterios de Remuneración	78
4.3.1	Proyectos de Generación con Energías Alternativas que ingresaran en operación hasta el año 2025.....	79
4.3.2	Sobrecosto de la generación con Energías Alternativas que ingresaron en operación hasta el año 2025	81
4.3.3	Proyectos de Generación con Energías Alternativas que ingresaran en operación hasta el año 2036.....	84
4.3.4	Sobrecosto de la Generación con Energías Alternativas que ingresaron en operación hasta el año 2036	85
4.4	Cuentas Individuales de los Distribuidores.....	89
4.5	Ingresos Fondo de Energías Alternativas (FOEA).....	105
5	ANÁLISIS DE LA SOSTENIBILIDAD DEL ACTUAL MECANISMO DE REMUNERACIÓN PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS EN EL SIN Y PLANTEAR OTROS MECANISMOS QUE PERMITAN CONTAR CON RECURSOS ECONÓMICOS SUFICIENTES PARA FINANCIAR ESTOS PROYECTOS	110
5.1	Análisis de la sostenibilidad del actual mecanismo de remuneración	110
5.2	Revisión de casos de Remuneración de la Generación con fuentes de Energías Alternativas: Otros Países	114
5.2.1	Caso Remuneración de la Generación con fuentes de Energías Alternativas en Brasil	118
5.2.2	Caso Remuneración de la Generación con fuentes de Energías Alternativas en Chile.....	123
5.2.3	Caso Remuneración de la Generación con fuentes de Energías Alternativas en Uruguay	127
5.3	Propuesta Mecanismo Alternativo	130
6	PROPIUESTA DE AJUSTE, MODIFICACIÓN O COMPLEMENTACIÓN NORMATIVA PARA ASEGURAR RECURSOS DE FUTUROS PROYECTOS DE PROYECTOS CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS, EN EL ÁMBITO DEL DECRETO SUPREMO N° 2048, SU REGLAMENTACIÓN Y NORMATIVA CONEXA	133
6.1	Ajustes a la Normativa para el Mediano Plazo	133
6.2	Ajustes a la Normativa para el Largo Plazo	133
6.3	Ánalisis de la Sostenibilidad del Decreto Supremo N° 2048.....	134
7	CONCLUSIONES	138

ESTUDIO DE ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DEL DECRETO SUPREMO N° 2048 Y SU SOSTENIBILIDAD

1 INTRODUCCIÓN

El gobierno boliviano ha identificado como prioridades del sector energético incentivar y desarrollar la generación a partir de fuentes de energías alternativas y de esta manera mejorar la Eficiencia Energética en el Sistema Interconectado Nacional. Para alcanzar estas metas, el Estado Boliviano a partir del “*Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025*”, ha iniciado el año 2016 la incorporación de esta tecnología de generación en los proyectos que ingresaran al SIN hasta el año 2025. Con el objetivo de asegurar la remuneración de los proyectos de energías alternativas, y lograr la sostenibilidad de los mismos, ha promulgado el Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014, su reglamentación y normativas conexas.

El Programa de Energías Renovables – PEERR II a través de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH representada por la Agencia Alemana de Cooperación Internacional, contrató a la empresa consultora Gestión y Asesoramiento Técnico en Energías Sostenibles – GATES, para la elaboración del “*Estudio de Análisis de la Aplicación del Decreto Supremo N° 2048 y su Sostenibilidad*”, consultoría que realizará un análisis con el objetivo de examinar el funcionamiento del mecanismo de remuneración a la generación con fuentes de energías alternativas, establecido en el citado Decreto Supremo, en particular, evaluando la sostenibilidad de la remuneración de los proyectos actuales en funcionamiento, los proyectos que se incorporaran hasta el año 2025 (mediano plazo) y aquellos previstos en el largo plazo.

En este entendido, el estudio incorpora la asistencia técnica a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear y al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, para analizar la sostenibilidad económica del mecanismo de remuneración de proyectos de generación con fuentes de energías alternativas señalados en el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025, en el marco del Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014.

En este entendido, el presente documento presenta un resumen ejecutivo, seguido por el punto 1, donde se detallan los antecedentes, el objetivo, alcance y una descripción de la información y documentos utilizados en la elaboración del mismo; en el punto 2, se presenta una explicación de las disposiciones legales que constituyen el marco en el que se desarrolla el mecanismo de remuneración a las energías alternativas; en el punto 3, se describe la revisión del mecanismo de remuneración del Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014 y análisis de su aplicación en proyectos que se encuentran en actual operación; en el punto 4, se hace un análisis del criterio de remuneración de los proyectos de generación con fuentes de Energías Alternativas desde el ámbito de la Resolución Ministerial N° 004-15 de 13 de enero de 2015; en el punto 5, se realiza el diagnóstico de las cuentas individuales de distribuidoras y su

proyección bajo los lineamientos vigentes, tomando en cuenta el plan de expansión de los proyectos de generación con fuentes de Energías Alternativas; en el punto 6, se realiza un análisis de la sostenibilidad del actual mecanismo de remuneración para la generación de electricidad con fuentes de energías alternativas en el Sistema Interconectado Nacional y se plantea otros mecanismos de remuneración que permiten contar con recursos económicos suficientes para financiar estos proyectos; en el punto 7, se plantea una propuesta de ajuste, modificación o complementación normativa para asegurar recursos de futuros proyectos a mediano y largo plazo de la generación con fuentes de energías alternativa; y finalmente en el punto 8, se presenta las Conclusiones del estudio.

1.1 Antecedentes

En los siguientes puntos, se hará referencia a los cambios y modificaciones que se realizaron al “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025”, los proyectos citados en el “Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Energías (PSDI) 2016 – 2020” y las Normas vigentes con las que cuenta Bolivia para la presentación, aprobación, criterios de puesta en operación y la respectiva remuneración de la generación con fuentes de energías alternativas.

1.1.1 Modificaciones en el “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025”

Mediante Resolución Ministerial N° 050-14 de 14 de marzo de 2014, se aprobó el “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025”, en sus siete partes y tres anexos.

Dentro del “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025” se realiza un análisis de cada sector de la sociedad y de la economía, considerando su dinámica de crecimiento y sus proyectos estratégicos hasta el año 2025, siendo de esta manera un instrumento articulador entre los planes de desarrollo sectorial de corto, mediano y largo plazo, estableciendo aspectos técnicos y lineamientos para la planificación quinquenal de la infraestructura eléctrica en el plan de expansión del sector eléctrico.

En el citado plan, se hace referencia a la matriz de energía eléctrica en Bolivia de la gestión 2012 con el 68.6 % de generación térmica (GN y diésel), el 30.1 % generación hidroeléctrica y 1.3 % generación con energías alternativas (biomasa). Asimismo, hace referencia a que la capacidad térmica alcanzó para la citada gestión a 908.7 MW (a temperatura máxima probable), mientras que la capacidad hidroeléctrica alcanzó los 476.1 MW, haciendo un total de 1,384.8 MW. Por otra parte, el requerimiento de infraestructura en generación para el cambio de la matriz energética con la participación de la generación con fuentes de energías alternativas, alcanzaría con una potencia de 183 MW, cuyo detalle se presenta en el siguiente cuadro:

CUADRO 1.– PROYECTOS DE GENERACIÓN CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS

PROYECTO	LOCALIZACIÓN	TECNOLOGÍA	POTENCIA (MW)
Qollpana	Pocona - Cochabamba	Eólica	3
Parque Eólico*	Santa Cruz y Cochabamba	Eólico	50
San Buenaventura	San Buenaventura – La Paz	Biomasa	10
Laguna Colorada Fase I y II	Laguna Colorada - Potosí	Geotérmica	100
Parque Fotovoltaico**	Cobija – Pando	Fotovoltaica	-
Parque Fotovoltaico*	La Paz – Oruro	Fotovoltaica	20
Total			183

* Proyecto potencial

** Parque Fotovoltaico de 5 MWp a ser instalado en el Sistema Norte Amazónico con la finalidad de desplazar parte del diésel subvencionado para la generación eléctrica.

Fuente: Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia - 2025

Los proyectos de generación con fuentes de energías alternativas citados en el “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025”, son nuevamente detallados en la primera edición del “Plan para el desarrollo de las Energías Alternativas 2025” en noviembre de 2014, cuyo detalle se muestra en el siguiente cuadro:

CUADRO 2.– PROYECTOS CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS PARA EL SIN – NOV14

SISTEMA ELÉCTRICO	PROYECTO	LOCALIZACIÓN	FUENTE DE ENERGÍA	POTENCIA (MW)
SIN	Qollpana I	Pocona – Cochabamba	Eólica	3
	Qollpana II			21
	Santa Cruz	De acuerdo a mediciones de potencial ENDE		29
	San Buenaventura	La Paz		10
	Laguna Colorada	Potosí	Geotérmica	100
	Parque fotovoltaico	Altiplano, Oruro	Solar	20
	Subtotal			183
	Otros emprendimientos	A nivel nacional	Energías alternativas	59
Subtotal				59
TOTAL				242

Fuente: Plan para el desarrollo de las Energías Alternativas 2025

Finalmente, mediante Resolución Ministerial N° 085-18 de 23 de mayo de 2018, se modificó el “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025” aprobado mediante Resolución Ministerial N° 050-14 de 14 de marzo de 2014, cuyo detalle se presenta en el siguiente cuadro:

CUADRO 3.– PROYECTOS DE GENERACIÓN CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS EN EL SIN – DIC25

PROYECTO	LOCALIZACIÓN	TECNOLOGÍA	POTENCIA (MW)
Proyecto Eólico – Qollpana I	Cochabamba	Eólico	3
Proyecto Eólico – Qollpana II	Cochabamba	Eólico	24

PROYECTO	LOCALIZACIÓN	TECNOLOGÍA	POTENCIA (MW)
San Buenaventura	San Buenaventura – La Paz	Biomasa	10
Laguna Colorada Fase I y II	Laguna Colorada – Potosí	Geotérmica	100
Planta Solar Fotovoltaica Oruro (50 MW)	Oruro	Fotovoltaica	50
Planta Solar Uyuni - Potosí	Potosí	Fotovoltaica	60
Planta Solar Yunchará - Tarija	Tarija	Fotovoltaica	5
Parque Eólico Warnes	Santa Cruz	Eólico	14,4
Parque Eólico San Julián	Santa Cruz	Eólico	39,6
Parque Eólico El Dorado	Santa Cruz	Eólico	54
Generación Eólica La Ventolera	Tarija	Eólico	24
Parque Eólico Warnes II - Santa Cruz	Santa Cruz - Warnes	Eólico	21
Planta Piloto Geotérmica Laguna Colorada	Potosí	Geotérmico	5
TOTAL			410

Fuente: Resolución Ministerial N° 085-18 de 23 de mayo de 2018

1.1.2 Proyectos de Generación con Energías Alternativas en el “Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Energías (PSDI) 2016 – 2020”

Mediante Resolución Ministerial N° 005-18 de 12 de enero de 2017, se aprobó el “Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Energías (PSDI) 2016 - 2020”, que hace referencia a la identificación de pilares, metas, resultados y acciones, de acuerdo al siguiente detalle:

**CUADRO 4.– PLAN SECTORIAL DE DESARROLLO INTEGRAL DE ENERGÍAS (PSDI)
2016 - 2020**

PILAR	META	RESULTADO	LÍNEA DE BASE	INDICADOR DE IMPACTO	ACCIONES		INDICADOR DE PROCESO	
					PROYECTO	MW AD. PROG.		
Pilar 7: Soberanía sobre nuestros recursos naturales con nacionalización, industrialización y comercialización, en armonía y equilibrio con la madre tierra.	Meta 2: Fortalecimiento de los procesos de industrialización y transformación en armonía y equilibrio con la madre tierra.	Resultado 2015: Se ha alcanzado una potencia efectiva de hasta 4,878 MW. Se ha incrementado la generación de electricidad a 2,954 MW en Hidroeléctricas, y energías Alternativas.	Año 2015: 1.924 MW Potencia Instalada en el SIN		Acción 3: Proyectos Eólicos de generación de energía eléctrica.	Qolpana I, II y II (Cbba)	36	% de avance ejecutado sobre % programado
					Warnes (SCZ)	20		
					La Ventolera (Tarija)	20		
					San Julián (SCZ)	30		
					El Dorado (SCZ)	30		
					Acción 4: Proyectos de Biomasa de generación de energía eléctrica	San Buenaventura (LPZ)	10	% de avance ejecutado sobre % programado
					Cobija (Pando)	20		
					Riberalta (Beni)	20		
					Acción 5: Proyectos geotérmicos de generación de energía eléctrica	Planta Piloto (Potosí)	5	% de avance ejecutado sobre % programado
					Laguna Colorada (Potosí)	50		

Acción 6: Proyectos de generación de energía solar				% de avance ejecutado sobre % programado
Riberalta	-	5		
Guayaramerin (Beni)				
Yunchará (Tarija)	5			
Uyuni (Potosí)	60			
Oruro (Oruro)	100			

Fuente: Resolución Ministerial N° 005-18 de 12 de enero de 2017

1.1.3 Normas Aprobadas para la Remuneración de la Generación con fuentes de Energías Alternativas

El Artículo 1 del Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014, tiene por objeto establecer el mecanismo de remuneración para la generación de electricidad con fuentes de energías alternativas en el Sistema Interconectado Nacional. Asimismo, el parágrafo III del Artículo 3 de la mencionada norma, establece que el Ministerio de Energías, mediante Resolución Ministerial, reglamentará los criterios para la aplicación de los factores de Energías Alternativas.

La Resolución AE N° 693/2014 de 31 de diciembre de 2014, aprobó el “Procedimiento de Determinación de los montos destinados a la generación de electricidad con Energías Alternativas”, que deben ser incluidos en cuentas individuales, creadas para cada Agente Distribuidor del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La Resolución Ministerial N° 004-15 de 13 de enero de 2015, aprueba los “Criterios para la Aplicación de los Factores de Energías Alternativas” y el “Procedimiento para la presentación de Proyectos, Evaluación, Plazos y Aprobación”

La Resolución AE N° 169/2017 de 3 de abril de 2017, aprobó el “Procedimiento para la Determinación de los Saldos de las Cuentas Individuales de Energías Alternativas para las Empresas Distribuidoras”.

La Resolución AE N° 267/2017 de 25 de mayo de 2017, aprobó el “Procedimiento para la Asignación de la Remuneración de Energías Alternativas en el SIN”.

1.2 Objetivo

El “Estudio de Análisis de la Aplicación del Decreto Supremo N° 2048 y su Sostenibilidad” tiene como propósito suministrar asistencia técnica a las siguientes entidades: Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA) y la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Para tal efecto, se abordaran los siguientes puntos:

- Revisión del mecanismo de remuneración establecido en el Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014, su reglamentación, normativa conexa y un análisis de su aplicación en los proyectos que se encuentran en operación.

- Analizar los criterios de remuneración de proyectos de generación con fuentes de Energías Alternativas descritos en la Resolución Ministerial No. 004-15 de 13 de enero de 2015, respecto al Decreto Supremo N° 2048.
- Diagnóstico sobre la situación actual de las cuentas individuales de cada distribuidora en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y una proyección a mediano y largo plazo bajo los lineamientos y políticas energéticas vigentes; y el plan de expansión a mediano y largo plazo establecido en la proyección de la oferta de generación con fuentes de Energías Alternativas, considerando los planes de expansión previstos por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y de la planificación a largo plazo por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA).
- Análisis de la sostenibilidad del actual mecanismo de remuneración para la generación de electricidad con fuentes de Energías Alternativas en el SIN y plantear otros mecanismos que permitan contar con recursos económicos suficientes para cubrir los sobrecostos que implica remunerar este tipo de proyectos en el mediano y largo plazo.
- Propuestas de ajuste, modificación o complementación normativa para asegurar los recursos económicos para la remuneración de futuros proyectos de generación con fuentes de Energías Alternativas en el SIN, en el ámbito del Decreto Supremo N° 2048, su reglamentación y normativa conexa.

1.3 Alcance

Para alcanzar el objetivo señalado en el punto 1.2 del presente documento, “Estudio de Análisis de la Aplicación del Decreto Supremo N° 2048 y su Sostenibilidad”, se realizarán las siguientes tareas:

- A partir de la promulgación del Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014, se dio inicio con el mecanismo de remuneración para la generación de electricidad con fuentes de Energías Alternativas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN); en este sentido, se realizará un análisis de la aplicación del citado Decreto Supremo en la remuneración de los proyectos que se encuentran en actual operación.
- Considerando la reglamentación aprobada en la Resolución Ministerial N° 004-15 de 13 de enero de 2015 (“Criterios para la Aplicación de los Factores de Energías Alternativas” en sus 5 artículos y el “Procedimiento para la presentación de Proyectos, Evaluación, Plazos y Aprobación” en sus 9 artículos), respecto al Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014, se realizará un análisis de los criterios y procedimiento bajo el ámbito de remuneración de la generación con fuentes de Energías Alternativas (EEAA).
- El parágrafo I del artículo 3 del Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014, hace referencia a la creación de cuentas individuales de

Energías Alternativas para cada agente Distribuidor; en este sentido, se realizará un diagnóstico sobre estas cuentas que permiten remunerar la generación con fuentes de energías alternativas, considerando una proyección y políticas energéticas vigentes dentro del plan de expansión establecido para el mediano y largo plazo, y los planes que se tiene previsto para la expansión trazados por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) bajo el amparo del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA).

- Considerando la generación de electricidad actual con fuentes de Energías Alternativas en el SIN y los proyectos de generación bajo este mismo ámbito, se analizará la sostenibilidad del actual mecanismo de remuneración fijado en el Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014, y plantear otros mecanismos que permitan contar con recursos económicos suficientes para la remuneración de este tipo de proyectos de generación con fuentes de Energías Alternativas.
- Finalmente, se planteará propuestas de ajustes, modificación o complementación normativa para asegurar los recursos económicos suficiente para la remuneración de la generación con fuentes de Energías Alternativas y los futuros proyectos de estas mismas características previstos por los entes planificadores bajo el ámbito del Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014, su reglamentación y normativa conexa.

1.4 Información

La información utilizada en el informe corresponde a: Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA), Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), Comité Nacional de Despacho de Carga, Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y Agencia Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ).

Esta información se divide en marco legal general, marco regulatorio, información estadística, documentos de planificación, documentos e investigación y bibliografía complementaria. El detalle de la información se explica a continuación.

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA)

- Proyectos de Generación con Fuentes de Energías Alternativas aprobados en el marco del mecanismo de remuneración del Decreto Supremo No. 2048.
- El Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, sus complementaciones y modificaciones.

- Plan para el desarrollo de proyectos de generación con fuentes de Energías Alternativas a Mediano y Largo Plazo.
- Plan de Universalización Bolivia con Energía 2010-2025.

Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN)

- Resoluciones Administrativas correspondientes a la Generación con Energías Alternativas.
- Resoluciones Administrativas que aprueban los Precios de Generación para Proyectos de Generación con fuentes de Energías Alternativas.
- Resoluciones Administrativas que aprueban los Factores de Estabilización y Factores de Energías Alternativas, desde la aplicación del Decreto Supremo N° 2048;
- Resoluciones Administrativas que aprueban los Factores de Adaptabilidad.
- Resoluciones Administrativas que aprueban las Tasas de Depreciación para Centrales Eólicas (Resolución AE N° 706/2013 de 27 de diciembre de 2013).
- Resoluciones Administrativas que aprueban el Procedimiento de Determinación de los montos destinados a la Generación con Energías Alternativas (Resolución AE N° 693/2014 de 31 de diciembre de 2014).
- Resoluciones Administrativas que aprueban el Procedimiento para la Asignación de Remuneración de Energías Alternativas en el SIN.
- Información Estadística, desde el inicio de los Proyectos de Generación con Energías Alternativas hasta la fecha disponible más reciente.
- Información actualizada de los Fondos de Estabilización FEM, FED y FOEA.
- Formulario ISE 110_a1 Energía Generada por Centrales de Proyectos de Energías Alternativas incorporados de las gestiones 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 y de la gestión 2020 (hasta mayo 2020).
- Formulario ISE 110_a2 Energía Vendida por Centrales de Proyectos de Energías Alternativas incorporados las gestiones 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 y de la gestión 2020 (hasta mayo 2020).
- Formulario ISE 210_b Ventas de Electricidad de las gestiones las gestiones 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 y de la gestión 2020 (hasta mayo 2020).
- Modelo Financiero de la Remuneración de Proyectos de Generación con fuentes de Energías Alternativas.

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)

- Informe semestral de los Precios de Nodo desde el periodo noviembre 2014 – abril 2015 hasta mayo 2020 – octubre 2020.

- Documentos de Transacciones Económicas de las gestiones 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019 (remuneración de los Proyectos de generación con fuentes de Energías Alternativas).
- Generación Bruta Diaria (MWh) y Generación Máxima Instantánea (MW) de las gestiones 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 y de la gestión 2020 (hasta mayo 2020).
- Informe Final de la “Planificación de la Expansión de Largo Plazo del Sistema Eléctrico de Bolivia”.

Empresa Nacional de Electricidad (ENDE).

- Características técnicas e información de respaldo de los proyectos de generación con fuentes de Energías Alternativas incorporados al SIN a la fecha y los proyectados a Mediano y Largo Plazo.

Información Adicional

- GIZ: Mecanismos de remuneración de energías alternativas en otros países, en particular Brasil y Uruguay.
- OLADE: Mecanismos de remuneración aplicados en Latino América.
- Banco Central de Bolivia: Información Histórica de las Tasas de Interés Pasivas a 30 días.
- Instituto Nacional de Estadística: Información Histórica del Índice de Precios al Consumidor.

2 MARCO LEGAL Y REGULATORIO

Los parágrafos I y II del Artículo 378 del CAPÍTULO SEXTO (ENERGÍA) de la Constitución Política del Estado (CPE) aprobada en el referéndum de 25 de enero de 2009 y promulgada el 7 de febrero de 2009, señalan:

“I. Las diferentes formas de energía y sus fuentes constituyen un recurso estratégico, su acceso es un derecho fundamental y esencial para el desarrollo integral y social del país, y se regirá por los principios de eficiencia, continuidad, adaptabilidad y preservación del medio ambiente.

II. Es facultad privativa del Estado el desarrollo de la cadena productiva energética en las etapas de generación, transporte y distribución, a través de empresas públicas, mixtas, instituciones sin fines de lucro, cooperativas, empresas privadas, y empresas comunitarias y sociales, con participación y control social. La cadena productiva energética no podrá estar sujeta exclusivamente a intereses privados ni podrá concesionarse. La participación privada será regulada por la ley.”

Asimismo, los parágrafos I y II del Artículo 379 de la CPE, señalan:

“I. El estado desarrollará y promoverá la investigación y el uso de nuevas formas de producción de energías alternativas, compatibles con la conservación del ambiente.

II. El Estado garantizará la generación de energía para el consumo interno; la exportación de los excedentes de energía debe prever las reservas necesarias para el país.”

La consultoría de “Estudio de Análisis de la Aplicación del Decreto Supremo N° 2048 y su Sostenibilidad”, se realizará en sujeción a las disposiciones legales y regulatorias contenidas en la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, el Reglamento de Precios y Tarifas y las Resoluciones Administrativas e instructivos del Ente Regulador, cuyo detalle es la siguiente:

2.1 Leyes

Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994

El inciso i) del artículo 12 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, dispone las atribuciones específicas del Ente Regulador: “Aprobar y controlar, cuando corresponda, los precios y tarifas máximos aplicables a las actividades de la Industria Eléctrica y publicarlos en medios de difusión nacional.”

Ley N° 300 Marco de la Madre Tierra y Desarrollo Integral para Vivir Bien

La Ley N° 300, de 15 de octubre de 2012, Marco de la Madre Tierra y Desarrollo Integral para Vivir Bien en su numeral 1 del Artículo 30, establece que la política energética y las medidas para lograr el cambio gradual de la matriz energética proveniente de recursos naturales no renovables a través de la sustitución paulatina de combustibles líquidos por gas natural, así como el incremento

gradual de las energías renovables en sustitución de las provenientes de recursos no renovables.

2.2 Decretos Supremos

Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003

El Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, establece medidas que permitan estabilizar las tarifas de electricidad, a través de la creación del Fondo de Estabilización del mercado Mayorista (FEM) y el Fondo de Estabilización de Distribución (FED), que entre otras señala lo siguiente:

"(...) ARTÍCULO 2.- (LIMITACIÓN A LA VARIACIÓN DE TARIFAS). La variación semestral del valor promedio en términos reales de las tarifas de distribución que aplique cada Distribuidor a sus consumidores regulados, por efecto de las variaciones de precios del Mercado Eléctrico Mayorista, o por variaciones en los precios de distribución no será superior al tres por ciento (3 %).

Esta limitación será efectiva mediante la utilización de precios de nodo de aplicación y cargos tarifarios de aplicación y, Fondos de Estabilización en los mercados eléctricos, según el detalle siguiente:

Mercado Eléctrico Mayorista – MEM

- a) La Superintendencia de Electricidad en forma semestral mediante Resolución Administrativa, determinará para los nodos de suministro a los Distribuidores, factores de estabilización que serán aplicados a los precios de nodo vigentes para obtener los precios de energía y potencia de aplicación, que serán transferidos a las tarifas de distribución.
- b) Mensualmente los Distribuidores pagarán a los Generadores los montos determinados con los precios de nodo de aplicación.
- c) Se dispone la creación de Fondos de Estabilización del Mercado Mayorista como cuentas individuales para cada agente Generador y para cada agente Distribuidor del SIN, en los que se incluirán los montos mensuales correspondientes a las diferencias entre los valores por venta de energía y potencia en el Mercado Spot del MEM, y los determinados con los precios de nodo de aplicación.
- d) La Unidad Operativa del Comité Nacional de Despacho de Carga – CNDC, administrará los Fondos de Estabilización del MEM incluyendo los mismos en el Documento de Transacciones Económicas.

Distribución

- a) La Superintendencia de Electricidad en forma semestral mediante Resolución Administrativa, determinará para los Distribuidores, factores de estabilización que serán aplicados a los cargos tarifarios aprobados para obtener los cargos tarifarios de aplicación, que serán utilizados para la facturación a los consumidores regulados.

- b) Se dispone la creación de Fondos de Estabilización de Distribución como cuentas individuales para cada agente Distribuidor, en los que se incluirán los montos mensuales correspondientes a las diferencias entre los valores por ventas a sus consumidores regulados determinados con los cargos tarifarios aprobados y los cargos tarifarios de aplicación y, otros montos resultantes de ajustes previamente analizados y justificados por la Superintendencia de Electricidad.
- c) Los saldos de los fondos de estabilización correspondientes a cada Distribuidor, serán informados mensualmente a la Superintendencia de Electricidad, la cual verificará los montos y semestralmente emitirá un informe con los saldos de cada uno de ellos (...)."

Decreto Supremo N° 27492 de 14 de mayo de 2004

El Decreto Supremo N° 27492 de 14 de mayo de 2004, establece que la aprobación de los factores de estabilización para obtener los precios de nodo de aplicación y los cargos tarifarios de aplicación debe ser realizada de manera coincidente con la aprobación semestral de Precios de Nodo o con la aprobación de Tarifas de Distribución.

"ARTÍCULO ÚNICO.- La Superintendencia de Electricidad aprobará los factores de estabilización para obtener los precios de nodo de aplicación y los cargos tarifarios de aplicación, establecidos en el Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, en los siguientes casos:

- a) Semestralmente en los meses de Abril y Octubre de manera conjunta con la aprobación de precios de nodo.
- b) Cuando realice la aprobación de tarifas de distribución."

Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y Decreto Supremo N° 3892 de 1 de mayo de 2019

El artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, establece las competencias de la AE, además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, en todo lo que no contravenga a la Constitución Política del Estado (CPE) y al mencionado Decreto Supremo, son las siguientes:

"(...) b) Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales.

(...) d) Fijar, aprobar y publicar precios, tarifas, derechos u otros de acuerdo a la normativa vigente, garantizando su correcta aplicación y asegurando que la información sustentatoria esté disponible y sea pública".

Mediante Decreto Supremo N° 3892 de 01 de mayo de 2019, se modificó el artículo 3 y el Título VII del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009; asimismo, en la Disposición Adicional Tercera del Decreto Supremo 3892 de 01 de mayo de 2019, señala que: "A partir de la publicación del presente Decreto Supremo la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad – AE se

denominará Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear – AETN, quedando las demás disposiciones normativas adecuadas a esta denominación”.

Decreto Supremo N° 1536 de 20 de marzo de 2013

Bajo el principio de neutralidad establecido en la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, se considera que los Consumidores Regulados y No Regulados contribuyan en el pago de los montos adeudados a los fondos de estabilización; en este sentido, el Decreto Supremo N° 1536 de 20 de marzo de 2013, señala:

“ARTÍCULO ÚNICO.- Se incorpora al final del Artículo 2 del Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, el siguiente texto:

“Consumidores No Regulados

- a) Se dispone el pago mensual de los Consumidores No Regulados al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista – MEM, de un monto equivalente al quince por cientos (15%) por concepto de compra de electricidad de acuerdo al Documento de Transacciones Económicas;
- b) El Comité Nacional de Despacho de Carga – CNDC, administrará este pago al Fondo de Estabilización del MEM incluyendo éste en el Documento de Transacciones Económicas;
- c) La disposición de este pago será reglamentada por el Ente Regulador, mediante Resolución Administrativa.”

DISPOSICIÓN ADICIONAL

DISPOSICIÓN ADICIONAL ÚNICA.-

- I. La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad – AE, dentro el periodo tarifario vigente, podrá efectuar la modificación de las estructuras tarifarias de los consumidores de la categoría residencial o domiciliaria, incorporando un rango para consumos superiores a 1000 kilovatios – hora (kWh), y aprobará nuevos factores de estabilización, con la finalidad de contrarrestar el crecimiento de los Fondos de Estabilización.
- II. El rango de consumo establecido en el Parágrafo precedente, podrá ser modificado de forma progresiva por la AE mediante Resolución Administrativa y no deberá afectar a consumos inferiores a 500 kilovatios – hora (kWh). Para el efecto, la AE anualmente realizará un estudio de evaluación de la medida establecida.”

Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014

Inicialmente debemos rescatar en la parte de “Considerando” del Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014, lo siguiente:

El parágrafo I del Artículo 378 de la Constitución Política del Estado, dispone que las diferentes formas de energía y sus fuentes, constituyen un recurso estratégico, su acceso es un derecho fundamental y esencial para el desarrollo integral y social del país, y se regirá por los principios de eficiencia, continuidad, adaptabilidad y preservación del medio ambiente.

Asimismo, señala que en el parágrafo I del Artículo 379 de la Constitución Política del Estado, dispone que el Estado desarrollara y promoverá la investigación y el uso de nuevas formas de producción de energías alternativas, compatibles con la conservación del ambiente.

Por otra parte, con relación a las energías alternativas se especifica en el citado Decreto Supremo lo siguiente: Se reducen la dependencia que tiene el país de la generación de electricidad con base a combustibles fósiles, disminuyendo además las emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo a la mejora del medio ambiente, el ahorro y eficiencia energética; se requieren recursos suficientes y una adecuada remuneración para su desarrollo, que permita la diversificación de dichas fuentes de generación de energía eléctrica, para dar continuidad al cumplimiento de la política de cambio de la matriz energética.

Por consiguiente, el Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014, señala claramente lo siguiente:

“Artículo 1.- (OBJETO). El presente Decreto Supremo tiene por objeto establecer el mecanismo de remuneración para la generación de electricidad a partir de Energías Alternativas en el Sistema Interconectado Nacional.

Artículo 2.- (MECANISMO DE REMUNERACIÓN). I. La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, conjuntamente a los precios de nodo, aprobará el valor de ajuste por adaptabilidad que se aplicará al precio de nodo de energía para retribuir la generación de cada uno de los proyectos de Energías Alternativas valorada al precio aprobado por el ente regulador, en aplicación del principio de adaptabilidad de la Ley N° 1604, de 21 de diciembre de 1994, de Electricidad.

II. El Comité Nacional de Despacho de Carga, registrará mensualmente las transacciones efectuadas por la generación de electricidad de los proyectos de Energías Alternativas y determinará la remuneración por efecto de la aplicación del valor de ajuste por adaptabilidad, la misma que será cubierta por los agentes que conforman la demanda de electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista en proporción a su consumo de energía.

III. El balance de los pagos y cobros de la remuneración establecida en el presente Artículo, serán ejecutados coincidentemente con la reliquidación por potencia de punta.

Artículo 3.- (CUENTAS INDIVIDUALES). I. Se dispone la creación de una cuenta individual de Energías Alternativas para cada agente distribuidor, en la que se incluirán los montos destinados a cubrir la remuneración por efecto de la aplicación del valor de ajuste por adaptabilidad para el desarrollo de dichas energías.

II. La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, en forma semestral mediante Resolución Administrativa, determinará para los distribuidores los factores de Energías Alternativas que serán aplicados en forma conjunta a los factores de estabilización.

III. El Ministerio de Hidrocarburos y Energía, mediante Resolución Ministerial, reglamentará los criterios para la aplicación de los factores de Energías Alternativas.

DISPOSICIONES ADICIONALES

DISPOSICIÓN ADICIONAL ÚNICA.- El Ministerio de Hidrocarburos y Energía, mediante Resolución Ministerial, aprobará los proyectos de generación de electricidad a partir de Energías Alternativas para el Sistema Interconectado Nacional, que sean sujetos al mecanismo de remuneración establecido en el presente Decreto Supremo, conforme a la planificación sectorial."

Con relación al parágrafo I del Artículo 2 (MECANISMOS DE REMUNERACIÓN) del citado Decreto Supremo, el Ente Regulador (actualmente Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear), para el presente semestre mayo 2020 – octubre 2020, emitió la Resolución AETN N° 149/2020 de 15 de mayo de 2020, aprobando el Precio de Nodo de Energía y Potencia, Fórmulas de Indexación, Peajes unitarios de Instalaciones de Transmisión del Sistema Troncal de Interconexión (STI) y Factores de Adaptabilidad para Generadoras con fuentes de energías alternativas, cuyo detalle se especifica en su Disposición Segunda: Aprobar los Factores de Adaptabilidad de 2.94086 para el "Parque Eólico Qollpana Fase II" de propiedad de la Empresa Eléctrica ENDE CORANI S.A., de 6.01593 para la "Planta Solar Yunchará – Tarija", de 3.26415 para la "Planta Solar Uyuni – Potosí", ambas de propiedad de la Empresa Eléctrica ENDE GUARACACHI S.A. y el Factor de Adaptabilidad Base de 2.9771 para la "Planta Solar Fotovoltaica Oruro" de propiedad de la ENDE, para el periodo mayo 2020 – octubre 2020.

Por otra parte, en cumplimiento al parágrafo II del Artículo 2 (MECANISMOS DE REMUNERACIÓN) del citado Decreto Supremo, el CNDC dentro de los Documentos de Transacciones Económicas publica en su página web, el Informe mensual de transacciones, parte 4 de los resultados DTE (Costos Adicionales al Precio de nodo por incorporación de Energías Alternativas Aplicación de Decreto Supremo N° 2048).

De acuerdo al parágrafo II del Artículo 3 (CUENTAS INDIVIDUALES) del Decreto Supremo N° 2048, la AETN para el presente semestre mayo 2020 – octubre 2020, emitió la Resolución AETN N° 152/2020 de 19 de mayo de 2020, aprobando los Factores de Estabilización y Factores de Energías Alternativas, para la

determinación de los Precios de Nodo de Aplicación de las empresas Distribuidoras y la determinación de los Cargos Tarifarios de Aplicación, para la facturación a sus Consumidores Regulados.

Decreto Supremo N° 3187 de 17 de mayo de 2017

Mediante Decreto Supremo N° 3187 de 17 de mayo de 2017, entre otras señala lo siguiente:

“(…) **ARTÍCULO 2.- (MODIFICACIONES).** Se modifica el Artículo único del Decreto Supremo N° 1536 de 20 de marzo de 2013, con el siguiente texto:

“Consumidores No Regulados”

- a) Se dispone el pago mensual de los Consumidores No Regulados al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista – MEM, de un monto equivalente al sesenta por ciento (60 %) por concepto de compra de electricidad de acuerdo a Documentos de Transacciones Económicas, que será aplicado gradualmente;
- b) El Comité Nacional de Despacho de Carga – CNDC, administrará este pago al Fondo de Estabilización del MEM incluyendo éste en el Documento de Transacciones Económicas;
- c) La disposición de este pago será reglamentada por el Ente Regulador, mediante Resolución Administrativa.”

ARTÍCULO 3. (COMPLEMENTACIONES Y MODIFICACIONES).- I. Se incorpora un párrafo en el Artículo 7 del Reglamento de Precios y Tarifas aprobado por Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, con el siguiente texto:

“Toda nueva instalación de transmisión destinada a inyectar energía desde cualquier central de generación al Sistema Interconectado Nacional, considerada en el Plan de Desarrollo Económico y Social 2016-2020 en el Marco del Desarrollo Integral para Vivir Bien, aprobado por Ley N° 786 de 9 de marzo de 2016, conformará el Sistema Troncal de Interconexión debiendo cumplir las características establecidas en los incisos a), b), d), e) y f) del presente Artículo.”
(...).”

2.3 Resoluciones Ministeriales del Ministerio de Energías

Resolución Ministerial N° 050-14 de 14 de marzo de 2014

Mediante Resolución Ministerial N° 050-14 de 14 de marzo de 2014, se aprobó el “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025” en sus siete partes y tres anexos que forman parte integrante e indivisible de esta Resolución Ministerial.

Resolución Ministerial N° 004-15 de 13 de enero de 2015

Mediante Resolución Ministerial N° 004-15 de 13 de enero de 2015, se aprobaron los “Criterios para la Ampliación de los Factores de Energías Alternativas” en sus 5 Artículos y el “Procedimiento para la presentación de Proyectos, Evaluación, Plazos y Aprobación” en sus 9 Artículos.

“CRITERIOS PARA LA APLICACIÓN DE LOS FACTORES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS”

ARTÍCULO PRIMERO.- (OBJETIVO). Los Criterios para la Aplicación de los Factores de Energías Alternativas, tienen por objeto establecer las directrices que la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad – AE debe seguir en el proceso de determinación, aprobación y aplicación de los Factores de Energías Alternativas.

ARTÍCULO SEGUNDO.- (APLICACIÓN DE LOS FACTORES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS). Los Factores de Energías Alternativas se aplicarán semestralmente en todas las distribuidoras que operan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

ARTÍCULO TERCERO.- (DIRECTRICES PARA DETERMINAR LOS FACTORES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS). La AE determinará y aprobará los Factores de Energías Alternativas aplicando las siguientes directrices:

- I. Las cuentas individuales creadas mediante el Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014 permitirán una remuneración adicional a la obtenida en el Mercado Spot. Estas cuentas individuales en ningún caso deberán tener saldos negativos o factores que en lugar de acumular reduzcan los saldos existentes, por lo tanto los Factores de Energías Alternativas deberán siempre ser mayores a 1 (uno).
- II. Los ingresos que intervienen en los Fondos de Estabilización, como ser: pago de los Consumidores No Regulados al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista MEM, consumos domiciliarios mayores a 1.000 kilovatios/hora (KWh) u otro nivel que sea aprobado por el ente regulador en el marco del Decreto Supremo N° 1536, subsidios focalizados, diferencia entre los precios de energía Spot y de aplicación, y otros ingresos adicionales que pudiesen crearse y/o aplicarse. Considerando también la finalidad de los fondos señalados.
- III. La incidencia de los precios de nodo de energía y potencia determinados por el Comité Nacional de Despacho de Carga – CNDC en el Informe de Precios de Nodo. Asimismo, debe considerar los saldos individuales de los Fondos de Estabilización de Distribución y del Mercado Mayorista, de manera que se asegure la remuneración para los proyectos con Energías Alternativas.
- IV. Las proyecciones y sus resultados deberán contemplar un horizonte de cuatro (4) años, para asegurar que en el corto y mediano plazo las cuentas individuales tengan los fondos necesarios para remunerar los proyectos de Energías Alternativas.

ARTÍCULO CUARTO.- (PROCEDIMIENTO DE APROBACIÓN DE LOS FACTORES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS).

- I. Semestralmente, durante los primeros 10 días calendario de los meses de abril y octubre de cada año, utilizando los resultados del Informe de Precios de Nodo, la AE determinará los impactos tarifarios por cada una de las empresas de distribución del Mercado Eléctrico Mayorista – MEM aplicando los Factores de Estabilización y de Energías Alternativas vigentes.
- II. De acuerdo a los impactos preliminares, los saldos deudores acumulados en las cuentas individuales de los Fondos de Estabilización, el ingreso de proyectos de generación con Energías Alternativas y los niveles de remuneración adicionales requeridos, sobre la base de los criterios establecidos en la presente norma, se deberá plantear escenarios de nuevos Factores de Estabilización y Factores de Energías Alternativas.
- III. Para cada escenario, se deberá realizar una proyección de los ingresos y egresos, determinando los saldos deudores o acreedores para cada empresa distribuidora en cada uno de los fondos mencionados y una proyección de los montos a ser remunerados en cumplimiento al Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014.
- IV. Los Factores de Energías Alternativas determinados por la AE, previamente a su aprobación serán puestos en conocimiento del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA) para su posterior aplicación conjunta con los Factores de Estabilización.

Los Factores de Energías Alternativas aprobados por la AE deben garantizar que las cuentas individuales tengan los fondos necesarios para la remuneración de los proyectos de Energías Alternativas que se encuentren dentro de la planificación sectorial y cuya sujeción al mecanismo de remuneración establecido en el Decreto Supremo N° 2048 sean aprobados por Resolución Ministerial, tomando en cuenta además los ajustes que correspondan a efecto de las Reliquidaciones por Potencia de Punta del MEM.

ARTÍCULO QUINTO.- (SEGUIMIENTO Y CONTROL DE LAS CUENTAS INDIVIDUALES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS)

La AE mediante Resolución Administrativa, aprobará el procedimiento de seguimiento y control mensual de las cuentas individuales de Energías Alternativas, así como de la conciliación de los saldos para cada distribuidora."

A raíz de los "Criterios para la Aplicación de los factores de Energías Alternativas" detallado precedentemente, la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) emite Resoluciones semestrales para la aprobación de Factores de Estabilización y Factores de Energías Alternativas (para el periodo mayo 2020 – octubre 2020, emitió la Resolución AETN N° 152/2020 de 19 de mayo de 2020).

“PROCEDIMIENTO PARA LA PRESENTACIÓN DE PROYECTOS, EVALUACIÓN, PLAZOS Y APROBACIÓN

ARTÍCULO PRIMERO.- (OBJETIVO). Establecer el procedimiento para la aprobación por parte del MHE de la sujeción de los proyectos de generación de electricidad a partir de Energías Alternativas en el SIN, al mecanismo de remuneración adicional establecido en el Decreto Supremo N° 2048.

ARTÍCULO SEGUNDO.- (ÁMBITO DE APLICACIÓN). Podrán ser sujetos al mecanismo de remuneración adicional, los proyectos de generación de electricidad a partir de Energías Alternativas que se encuentren contemplados en el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025. Para tal efecto, el MHE podrá aprobar la sujeción de proyectos al mecanismo de remuneración establecido en el Decreto Supremo N° 2048, bajo las disposiciones establecidas en el presente Procedimiento.

ARTÍCULO TERCERO.- (CONTENIDO MÍNIMO DEL PROYECTO). Todos los proyectos de generación de electricidad a partir de Energías Alternativas deberán contener mínimamente lo siguiente:

Introducción

Descripción general del proyecto, con el nombre del proyecto, ubicación, fuente de energía alternativa a ser utilizada, inversión requerida, potencia instalada y la energía a ser generada, cronograma de ejecución del proyecto, entre otros.

Además, deberá incluir una descripción de los planes y políticas en la que se enmarca el proyecto (Ley de Electricidad y su reglamentación, Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025).

Diagnóstico de la Situación Actual

a) Caracterización

Deberá contener la localización geográfica del Proyecto con las correspondientes coordenadas UTM, características de la zona de influencia del proyecto y descripción del estado actual, densidad poblacional, crecimiento demográfico, actividades económicas relevantes, etc.

b) Análisis de demanda y oferta eléctrica

El documento deberá contener un análisis sobre el comportamiento de la demanda de electricidad y su proyección, así como de la oferta de electricidad en el SIN. Para este efecto, se deberá tomar como información de referencia el Último Informe de Programación de Mediano Plazo del CNDC.

c) Recurso energético del sitio del proyecto

Deberá contener una descripción de los estudios realizados, análisis, evaluación del potencial energético específico, estimaciones y mediciones realizadas, así como los resultados obtenidos que confirmen el potencial destinado a la generación de electricidad.

Descripción

- a) El proyecto deberá incluir mínimamente la siguiente descripción:
- b) Objetivo (General y Específicos);
- c) Descripción técnica detallada del proyecto;
- d) Ubicación área de intervención (mapas) y poblaciones de influencia;
- e) Condiciones topográficas del potencial energético;
- f) Caminos de acceso existentes o a ser desarrollados;
- g) Ubicación respecto a la infraestructura eléctrica existente y nodo más próximo de inyección;
- h) Ubicación de instalaciones del proyecto (planta de generación, equipos componentes, estudios eléctricos, otros);
- i) Otros.

Ingeniería del Proyecto

Descripción a detalle de los aspectos técnicos del proyecto, planta de generación, capacidad, ubicación, características técnicas de los diferentes equipos componentes, emplazamientos, capacidad de la planta, memorias de cálculo y planos, dimensionamiento de los equipos e instalaciones, su ubicación, sus conexiones con otros elementos, los flujos de energía, obras civiles, mecánicas hidráulicas y otras según corresponda, elementos eléctricos, protección, puesto a tierra, control y procesamiento de información, entre otros.

Descripción de la fabricación de equipos dependiendo de la tecnología utilizada, altura del sitio de implementación del proyecto y condiciones atmosféricas entre otros. Los trabajos de obra civil deben involucrar la preparación del terreno, caminos de acceso (según el tipo de proyecto) instalaciones, construcción de los espacios en los que se ubica la planta, la sala de control y monitoreo, bardas o delimitaciones de la planta, entre otros según corresponda, además debe incluir una descripción de otras características relevantes del proceso de construcción.

El documento debe contener una descripción de los aspectos concernientes al transporte de los componentes, desde su punto de compra, construcción y/o ensamblado, hasta el lugar en el que se ubicará la planta. Debe contener una descripción de posibles servicios especializados que se requieran, considerando las partes de piezas mayores (torres para plantas que aprovechan el viento), las rutas y/o construcción de caminos hechos con el único propósito de hacer llegar los elementos al punto donde se ubica la planta, entre otros según corresponda.

Debe contener una descripción del proceso que comprende la puesta en marcha, en la cual se pone a prueba la planta y se comprueba que funciona de acuerdo con lo establecido en la ingeniería del proyecto de conformidad con las normas operativas establecidas por el CNDC.

Finalmente debe incluir una descripción detallada de los aspectos operativos y de mantenimiento, que implica considerando la tecnología a ser utilizada, así como los mecanismos de control de su operación y los registros de su producción de energía, entre otros.

i) Unidades Ejecutoras y Operativa del Proyecto

Descripción de las características más relevantes de la unidad ejecutora y operativa encargada de la ejecución del proyecto y en su caso, si corresponde, de la empresa que será contratada como responsable de la construcción del proyecto, explicando la experiencia del personal asignado en construcciones y operación de sistemas de generación eléctrica, entre otros.

ii) Monto de Inversión

Se debe explicar la inversión del proyecto que puede consignar la compra de terrenos, provisión de equipos necesarios para la planta de generación con energías alternativas, transporte del equipamiento, construcciones civiles, (plataformas, fundaciones, caminos de acceso) montaje de la planta conexiones, instalaciones internas, externas, Operación y mantenimiento, entre otros.

El monto de inversión para el proyecto debe ser expresado en moneda boliviana y en dólares estadounidenses al tipo de cambio oficial.

iii) Indicadores Meta del Proyecto

El documento debe explicar a detalle los niveles de producción de energías esperado por año (MWh/año) durante la vida útil del proyecto con su correspondiente memoria de cálculo, entre otros.

iv) Cronograma y Plazo de Construcción y Puesta en Marcha

Descripción a detalle de los tiempos y todas las actividades a desarrollar y los tiempos de ejecución, incluyendo el periodo para la licitación, trámites administrativos, regulatorios y legales, ejecución del proyecto, puesta en operación comercial y otros hasta el cierre del proyecto. El cronograma debe establecer la ruta crítica del proyecto.

v) Licencia Ambiental

Dentro del ámbito ambiental, es preciso que el documento explique y asegure el cumplimiento de la normativa ambiental que corresponda según el tipo de proyecto.

vi) Evaluación del Proyecto:

a) Evaluación Socio económica

El estudio socioeconómico aplicado en el documento debe considerar la necesidad e importancia en su ejecución, aporte del proyecto, los impactos socioeconómicos, como la generación de nuevas actividades productivas,

mejora de las mismas, empleos generados, desplazamiento del consumo de combustible fósil, entre otros.

b) Evaluación Financiera

El análisis y la evaluación de las proyecciones financieras, el flujo de caja, estado de resultados y los retornos proyectados, TIR, VAN y otros que a criterio del proyectista deban ser incluidos en el documento.

Asimismo, debe contener un análisis detallado de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración para la etapa de operación del proyecto.

Las planillas de evaluación deben ser en formato Excel, con una descripción detallada de las fuentes de información utilizadas.

vii) Financiamiento

El documento de proyecto debe contener una descripción de las fuentes de financiamiento, aporte propio, la forma y cronograma de desembolsos., tasa de interés, entre otros aspectos relevantes. Si corresponde, se debe incluir una descripción de las otras fuentes de financiamiento como donaciones, entre otros.

viii) Conclusiones

Debe contener conclusiones puntuales de los aspectos más relevantes del proyecto como: la inversión, el financiamiento, costo de producción, precio final de energía expresado en \$us/MWh y otros aspectos que se consideren fundamentales para el proyecto.

ix) Anexos

- I. Estudios de evaluación del recurso energético;
- II. Planillas de cálculo en formato Excel;
- III. Detalles constructivos del proyecto;
- IV. Detalle y Especificaciones de los equipos e instalaciones;
- V. Planos y esquemas;
- VI. Alternativas de conexión de las instalaciones al SIN;
- VII. Evaluación económica y financiera;
- VIII. Otros.

Cabe señalar que este contenido mínimo no es limitativo y de acuerdo al tipo de proyecto y fuente de Energía Alternativa podrán ser complementados con aspectos relacionados al proyecto.

ARTÍCULO CUARTO.- (PROCEDIMIENTO). Una vez presentado el documento del proyecto con el contenido mínimo establecido en el artículo precedente, el MHE realizará la revisión general del mismo.

Para la revisión general, el MHE podrá solicitar la aclaración de cualquier aspecto del proyecto que presente contradicciones y/o ambigüedades, así

como la complementación de cuestiones esenciales del proyecto que hubiesen sido omitidos, debiendo el proponente cumplir con la complementación y/o aclaración dentro del plazo de quince (15) días hábiles computables a partir de su notificación.

El MHE también podrá, en el marco de sus competencias, requerir información y análisis a las instituciones del sector eléctrico u otras que considere pertinente, misma que deberán responder en un plazo razonable establecido por el Ministerio.

Una vez revisado el proyecto, si el mismo cumple con los parámetros establecidos en el presente procedimiento, el MHE emitirá la Resolución Ministerial que apruebe la sujeción del proyecto al mecanismo de remuneración establecido en el Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014, siempre y cuando el mismo se adecue y se encuentre contemplado en el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025.

La Resolución Ministerial precitada, conforme el inciso d) del Parágrafo I del Artículo 51 del Decreto Supremo N° 27113 de 23 de julio de 2003, Reglamento a la ley 2341 de Procedimiento Administrativo, es de carácter precario y deberá contener una cláusula que contemple que en caso de suceder las siguientes situaciones quedará sin efecto:

- a) Si la AE determina conforme a su análisis que las fuentes de inversión para el pago del factor de adaptabilidad, no son suficientes para cubrir el precio requerido para el proyecto mediante el factor de adaptabilidad.
- b) Si el precio final obtenido por la AE como resultado de su análisis no es aceptado por el proponente, en un plazo de 10 días hábiles.
- c) Si las condiciones técnicas recomendadas por la AE no son aceptadas por el proponente, en el plazo de 10 días hábiles.
- d) Por revocatoria de la Licencia de Generación Eléctrica.
- e) La Resolución Ministerial mantendrá su vigencia hasta que el acto administrativo de la AE que defina una de las condiciones citadas en los incisos anteriores, se encuentre firme en sede administrativa o ejecutoriada mediante sentencia pasada en autoridad de cosa juzgada en sede judicial.

ARTÍCULO QUINTO.- (AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN Y CONTROL SOCIAL DE ELECTRICIDAD). A tiempo de notificar la Resolución Ministerial precitada, el MHE remitirá a la AE el documento del proyecto para su análisis.

Posteriormente, en caso de que corresponda, la AE en función a su análisis técnico, económico y financiero, aprobará el valor de ajuste por adaptabilidad que sea aplicable al precio de nodo de energía para retribuir la generación de electricidad por el proyecto, conforme a su Reglamento Específico; asimismo, aprobará el precio final que determine en el marco de sus competencias.

ARTÍCULO SEXTO.- (CRITERIO PARA LA DETERMINACIÓN DE PRECIO). Para la determinación del precio de cada uno de los proyectos con base a Energías Alternativas, de acuerdo al artículo 2 del Decreto Supremo N° 2048, la AE considerará entre otros, los siguientes aspectos:

- a) El Proyecto debe estar considerado dentro del Plan Eléctrico del estado Plurinacional 2025;
- b) Capacidad Instalada y Efectiva;
- c) Energía Generada y Factor de Planta;
- d) Costo de inversión;
- e) Financiamiento y condiciones del Proyecto;
- f) Costos de operación, mantenimiento y administración;
- g) Depreciación;
- h) Otros costos y razonabilidad del periodo de remuneración del Proyecto.

ARTÍCULO SÉPTIMO.- (APROBACIÓN DEL PRECIO Y VERIFICACIÓN). El precio aprobado por la AE será anualmente revisado y verificado para la misma institución, con el propósito de reducir o mantener su valor; en este sentido, se verificará lo siguiente:

- a) Energía Generada y Factor de Planta;
- b) Costo de Inversión;
- c) Financiamiento y condiciones del mismo;
- d) Costo de operación, mantenimiento y administración;
- e) Depreciación;
- f) Otros costos y razonabilidad de los mismos.

Asimismo, para este propósito la AE podrá requerir la opinión técnica del Comité Nacional de Despacho de Carga.

ARTÍCULO OCTAVO.- (CONVOCATORIA A EXPRESIONES DE INTERÉS).

- I. Los proyectos que no se encuentren en el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, podrán ser incluidos en el mismo a partir de una convocatoria a Expresiones de Interés, determinada en función a la necesidad de generación eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y la disponibilidad de recursos económicos para la remuneración.
- II. Para este caso, el MHE convocará a empresas públicas, privadas o mixtas a presentar Expresiones de Interés de Proyectos de generación eléctrica con Energías Alternativas, estableciendo, la capacidad requerida según la fuente de Energía Alternativa, la ubicación geográfica así como un precio máximo de remuneración por MWh y parámetros de evaluación descritos en la misma convocatoria.

- III. En función a las expresiones de interés presentadas, si el MHE determina que existen proyectos de generación de Energías Alternativas acordes a los parámetros de evaluación establecidos por el mismo, sobre la base de los informes técnicos y legales correspondientes emitirá la Resolución Ministerial que modifique el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, mediante el cual se incorporará el proyecto correspondiente.

ARTÍCULO NOVENO.- (EVALUACIÓN). Una vez incorporado el proyecto en el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, el MHE sobre la base de las Expresiones de Interés presentadas conforme al artículo precedente y analizadas las mismas, conformará una lista corta con las propuestas en función al cumplimiento de los requisitos que se establecieron en la Convocatoria de Expresiones de Interés.

Posteriormente, el MHE invitará a las empresas que conforman la lista corta a presentar los proyectos de generación eléctrica con Energías Alternativas.

Una vez presentados los proyectos, el MHE evaluará cada proyecto y seleccionará el que tenga el menor monto de remuneración adicional por MWh ofertado (este monto se mantendrá en reserva hasta la presentación de los proyectos), pudiendo para dicho cometido solicitar el criterio técnico y económico a las entidades del sector eléctrico.

El proyecto seleccionado producto de la evaluación señalada en el párrafo precedente, será aquel que cumpla con todo lo solicitado en el presente procedimiento para presentación de proyectos, evaluación plazos y aprobación, y oferte el menor precio por MWh de remuneración adicional.

Posteriormente, en el plazo no mayor a 20 días después de realizada la evaluación, el MHE invitará a la empresa calificada en primer lugar, para que se prosiga con las gestiones establecidas en el presente procedimiento para su revisión, evaluación y posterior aprobación de la sujeción del proyecto al mecanismo de remuneración establecido en el Decreto Supremo N° 2048, si corresponde.”

Resolución Ministerial N° 155-14 de 21 de julio de 2014

El párrafo I del artículo 2 de la Resolución Ministerial N° 155-14 de 21 de julio de 2014, se aprobó la sujeción del proyecto “Parque Eólico Qollpana Fase II” al mecanismo de remuneración establecidos en el Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014. Toda vez que se adecúa al “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025”.

Resolución Ministerial N° 045-16 de 21 de marzo de 2016

Mediante Resolución Ministerial N° 045-16 de 21 de marzo de 2016, se modificó y complementó el “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025” aprobado mediante la Resolución Ministerial N° 050-14 de 14 de marzo de 2014.

Resolución Ministerial N° 048-16 de 23 de marzo de 2016

Mediante Resolución Ministerial N° 048-16 de 23 de marzo de 2016, se aprobó la sujeción del proyecto “Planta Solar Uyuni - Potosí” al mecanismo de remuneración establecidos en el Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014, toda vez que se adecúa al “*Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025*”.

Resolución Ministerial N° 058-16 de 05 de abril de 2016

Mediante Resolución Ministerial N° 058-16 de 05 de abril de 2016, se aprobó la sujeción del proyecto construcción “Planta Solar Yunchará – Tarija”, al mecanismo de remuneración establecido en el Decreto Supremo N° 2048 de fecha 2 de julio de 2014, toda vez que se encuentra contemplada en el “*Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025*”.

Resolución Ministerial N° 005-18 de 12 de enero de 2017

Mediante Resolución Ministerial N° 005-18 de 12 de enero de 2017, se aprobó el “*Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Energías (PSDI) 2016 - 2020*”.

Resolución Ministerial N° 020-17 de 06 de marzo de 2017

Mediante Resolución Ministerial N° 020-17 de 06 de marzo de 2017, se modificó y complementó el “*Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025*” aprobado mediante la Resolución Ministerial N° 050-14 de 14 de marzo de 2014.

Resolución Ministerial N° 102-17 de 06 de julio de 2017

Mediante Resolución Ministerial N° 102-17 de 06 de julio de 2017, se modificó el “*Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025*” aprobado mediante la Resolución Ministerial N° 050-14 de 14 de marzo de 2014.

Resolución Ministerial N° 103-17 de 06 de julio de 2017

Mediante Resolución Ministerial N° 103-17 de 06 de julio de 2017, se aprobaron los Proyectos “Construcción Parque Eólico Warnes II – Santa Cruz” y “Construcción Parque Eólico La Ventolera”, como proyectos de generación de electricidad a partir de Energías Alternativas para el Sistema Interconectado Nacional, sujeto al mecanismo de remuneración establecido en el Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014.

Resolución Ministerial N° 085-18 de 23 de mayo de 2018

Mediante Resolución Ministerial N° 085-18 de 23 de mayo de 2018, se modificó el “*Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025*”

aprobado mediante Resolución Ministerial N° 050-14 de 14 de marzo de 2014.

Resolución Ministerial N° 099-18 de 14 de junio de 2018

Mediante Resolución Ministerial N° 099-18 de 14 de junio de 2018, se aprobaron los Proyectos “Construcción Parque Eólico Warnes”, “Construcción Parque Eólico San Julián” y “Construcción Parque Eólico EL Dorado”, y sus nuevas potencias, como proyectos de generación de electricidad a partir de Energías Alternativas para el Sistema Interconectado Nacional, sujeto al mecanismo de remuneración establecido en el Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014.

Resolución Ministerial N° 024-19 de 20 de febrero de 2019

Mediante Resolución Ministerial N° 024-19 de 20 de febrero de 2019, se aprobaron las modificaciones al Proyecto “Construcción Planta Solar Fotovoltaica Oruro (50 MW)”, en 50 MW adicionales, como proyecto de generación de electricidad a partir de Energías Alternativas para el Sistema Interconectado Nacional, sujeto al mecanismo de remuneración establecido en el Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014.

2.4 Resoluciones Administrativas del Órgano Regulador

A raíz del Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014, el Ente Regulador para precautelar los montos destinados para la remuneración de la generación con fuentes de energías alternativas y su sostenibilidad, ha emitido los siguientes procedimientos:

Resolución AE N° 693/2014 de 31 de diciembre de 2014

Mediante Resolución AE N° 693/2014 de 31 de diciembre de 2014, se aprobó el “Procedimiento de Determinación de los montos destinados a la generación de electricidad con Energías Alternativas”, que deben ser incluidos en cuentas individuales, creadas para cada Agente Distribuidor del Sistema Interconectado Nacional (SIN), cuyo procedimiento en su parte principal señala:

“PROCEDIMIENTO DE DETERMINACIÓN DE LOS MONTOS DESTINADOS A LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS, QUE DEBEN SER INCLUIDOS EN CUENTAS INDIVIDUALES, CREADAS PARA CADA AGENTE DISTRIBUIDOR DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL SIN”

1. PROCEDIMIENTO

En el marco del artículo 3 del Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014, cada agente distribuidor debe contar con una cuenta donde se incluya los montos destinados a cubrir la remuneración por efecto de la aplicación del valor de ajuste por adaptabilidad, para el desarrollo de la generación de electricidad con energías alternativas.

1.1. DETERMINACIÓN DE LOS MONTOS DESTINADOS A LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS, QUE DEBEN SER INCLUIDOS EN LAS CUENTAS INDIVIDUALES DE LOS AGENTES DISTRIBUIDORES DEL SIN

Para calcular los montos a ser incluidos en las cuentas antes señaladas, se debe tomar los ingresos de cada distribuidor, afectados por los factores de estabilización de distribución y de energías alternativas, fijados semestralmente mediante Resolución. Para tal efecto, los agentes distribuidores deben utilizar la siguiente fórmula:

$$\text{Monto para EA} = \left(\frac{\text{INGR}}{f_{ed}} * \left(1 - \frac{1}{f_{ea}} \right) \right)$$

Dónde:

Monto para EA: Son los montos destinados a cubrir la remuneración por efecto de la aplicación del valor de ajuste por adaptabilidad, para el desarrollo de la generación de electricidad con energías alternativas. Dichos montos son los que se incluirán en la cuenta de cada agente distribuidor.

INGR: Corresponde a los ingresos de los agentes distribuidores por la aplicación de las tarifas. Se debe descontar el impuesto a las transacciones (IT) y la tasa de regulación (TR) pagados efectivamente a la fecha de realización del balance de los montos destinados para la generación de electricidad con Energías Alternativas.

f_{ed}: Es el factor de estabilización de distribución (*f_{ed}*) aprobado por la AE, según D.S. N° 27302.

f_{ea}: Es el factor de Energías Alternativas aprobado por la AE, según D.S. N° 2048.

1.2. INTERESES

El cálculo de intereses de los montos netos acumulados a fin de cada mes, se realizará aplicando la tasa de interés anual nominal pasiva del sistema bancario, de los depósitos a 30 días en moneda nacional publicada en el Banco Central de Bolivia (BCB) correspondiente a la última semana del mes anterior al que corresponda las transacciones, la tasa debe ser aplicada a los importes acumulados entre capital e interés correspondiente al mes anterior, es decir, al saldo neto al final del mes anterior.

1.3. OTRAS DISPOSICIONES

En el marco del Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014, los agentes distribuidores deben presentar sus balances de los montos incluidos en sus cuentas de energías alternativas, a quince (15) días calendario de concluida la facturación de cada mes.

La AE, en base a los balances presentados por los agentes distribuidores y luego de realizar una evaluación de los mismos, emitirá informes anuales con los montos totales incluidos en las cuentas de energías alternativas de cada agente distribuidor. Asimismo, aprobará mediante Resolución, el monto acumulado en cada una de las cuentas de energías alternativas de cada agente distribuidor."

La AETN en cumplimiento del citado procedimiento, como ejemplo para uno de los Agentes Distribuidores (Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba – ELFEC S.A.), ha emitido la Resolución AETN N° 864/2019 de 17 de septiembre de 2019, aprobando el saldo del balance de Fondo de Energías Alternativas para la citada empresa al 31 de diciembre de 2018, con un monto de Bs.19'431,644.39, monto que incluye el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Resolución AE N° 169/2017 de 3 de abril de 2017

Mediante Resolución AE N° 169/2017 de 3 de abril de 2017, se aprobó el "PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS SALDOS DE LAS CUENTAS INDIVIDUALES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS PARA LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS", cuyo detalle es la siguiente:

"PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS SALDOS DE LAS CUENTAS INDIVIDUALES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS PARA LAS DISTRIBUIDORAS

i. ANTECEDENTES

El Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014, tiene por objeto establecer el mecanismo de remuneración para la generación de electricidad a partir de Energías Alternativas en el Sistema Interconectado Nacional.

Mediante Resolución AE N° 693/2014 de 31 de diciembre de 2014, se aprobó el "Procedimiento de Determinación de los montos destinados a la generación de electricidad con Energías Alternativas, que deben ser incluidos en cuentas individuales, creadas para cada Agente Distribuidor del Sistema Interconectado Nacional (SIN)".

Mediante Resolución Ministerial N° 004-15 de 13 de enero de 2015, se aprobó los "Criterios para la Aplicación de los Factores de Energías Alternativas" en sus 5 Artículos y el "Procedimiento para la presentación de Proyectos, Evaluación, Plazos y Aprobación" en sus 9 Artículos.

El artículo Quinto (SEGUIMIENTO Y CONTROL DE LAS CUENTAS INDIVIDUALES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS) de los CRITERIOS PARA LA APLICACIÓN DE LOS FACTORES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 004-15 de 13 de enero de 2015, señala: "La AE mediante Resolución Administrativa, aprobará el procedimiento de seguimiento y control mensual de las cuentas individuales de Energías Alternativas, así como de la conciliación de los saldos para cada distribuidora."

ii. PROPÓSITO DE LA METODOLOGÍA

En septiembre de 2016, ingresó en operación el Proyecto “Planta Eólica Qollpana Fase II”, motivo por el cual el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) incorporó al Documento de Transacciones Económicas (DTE) la Parte 4 denominado **“COSTO ADICIONAL AL PRECIO DE NODO POR INCORPORACIÓN DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS APLICACIÓN DE DECRETO SUPREMO N° 2048”**, el cual determina los montos que deben pagar los consumos, por la generación con base a fuentes de Energías Alternativas, montos que fueron determinados por la aplicación del valor de ajuste de adaptabilidad al precio de nodo en conformidad al Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014, por lo cual los consumos han ido pagando este costo mensualmente, costo que es contabilizado por las empresas distribuidoras y que en algunos casos esperan pagar con los montos que se acumulan en las cuentas individuales para energías alternativas.

Los saldos de las cuentas individuales para Energías Alternativas, se contabilizarán en el momento en que las empresas distribuidoras salden el pago por el consumo de energía eléctrica generada con base a energías alternativas (determinado en la Parte 4 de los Documentos de Transacciones Económicas), con los montos acumulados en sus cuentas individuales de Energías Alternativas.

En cuanto aquellas empresas distribuidoras que aún no cuentan con los montos acumulados en sus cuentas individuales para realizar estos pagos, estas deberán contabilizar sus saldos negativos mensualmente y adecuarlas a sus cuentas individuales de Energías Alternativas, hasta que tengan ingresos producto de las medidas que serán establecidas en su oportunidad de conformidad del artículo 3 del Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014 y de los Criterios para la Aplicación de los factores de Energías Alternativas aprobados mediante Resolución Ministerial N° 004-15 de 13 de enero de 2015.

En este sentido, el presente documento tiene el propósito de establecer la metodología para determinar los saldos de las cuentas individuales de Energías Alternativas, producto del pago por el uso de la energía eléctrica generada en base a fuentes de Energías Alternativas.

iii. SALDO DE LAS CUENTAS INDIVIDUALES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS DE CADA DISTRIBUIDORA

Puesto que los montos acumulados en las cuentas individuales de Energías Alternativas se manejan en las distribuidoras como cuentas contables, para el presente procedimiento, se tomará en cuenta el inicio en el que se produce el pago a las Energías Alternativas desde el mes de septiembre de 2016.

Por lo que para la determinación de los saldos de las cuentas individuales de Energías Alternativas, mensualmente las empresas distribuidoras aplicarán la siguiente formula:

$$\text{Saldo EA} \text{Mes}(i) = \text{Saldo EA} \text{Mes}(i-1) + \text{Monto para EA}(i) - CAd \text{ Pnodo}(i) + \\ \text{Monto Bal} + \text{Otros Ajustes}$$

Dónde:

Saldo EA*Mes(i)*: Es el saldo acumulado en las cuentas individuales de Energías Alternativas de cada empresa distribuidora del mes.

Saldo EA*Mes(i-1)*: Es el saldo en las cuentas individuales resultante del mes anterior que en primera instancia será igual al monto acumulado de la cuenta individual de Energías Alternativas al mes de agosto de 2016.

Monto para EA*(i)*: Es el monto recaudado del mes para remunerar la generación de electricidad con Energías Alternativas, el cual comprende el monto recaudado en el mes para la cuenta individual de Energías Alternativas conforme la Resolución AE N° 693/2014 de 31 de diciembre de 2014, al cual se adicionará el interés del saldo en las cuentas individuales del mes anterior (**Saldo EA*Mes(i-1)***)

CAd Pnodo*(i)*: Es el Costo Adicional que debe pagar cada distribuidor en el mes que corresponde, calculada por el CNDC y publicada en la Parte 4 del Documento de Transacciones Económicas (COSTO ADICIONAL AL PRECIO DE NODO POR INCORPORACIÓN DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS-APLICACIÓN DE DECRETO SUPREMO N° 2048), y que en primera instancia será el correspondiente al mes de septiembre de 2016 (DTE N° 10 – 2016).

Monto Bal: Es el monto determinado en el DTE “BALANCE DE PAGOS Y COBROS DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS EN APLICACIÓN DEL DECRETO SUPREMO N° 2048” y que se publica anualmente conjuntamente con el documento de la reliquidación de Potencia de Punta.

Otros Ajustes: Monto a ser incluido en las cuentas individuales de Energías Alternativas sujeto a aprobación de la Autoridad de Electricidad (AE).

Se aclara que los montos acumulados en las cuentas individuales como las que resultaran producto del procedimiento incluyen IVA, razón por la cual estos saldos pueden ser diferentes a los reportes contables de cada empresa.

iv. MONTOS RESULTANTES DEL BALANCE DE PAGOS Y COBROS DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS, EL CUAL SE REALIZA CONJUNTAMENTE CON LA RELIQUIDACIÓN DE POTENCIA DE PUNTA

Son los montos obtenidos por el balance de pagos y cobros efectuados por la remuneración a la generación a partir de Energías Alternativas, balance que se efectúa debido a que para el pago de la Energía Alternativa que se realiza mensualmente, se aplica el factor de adaptabilidad al precio de nodo determinado en el Mercado Spot, por lo que los importes resultantes serán

distintos a los que se obtendrían con el precio de generación aprobado por la AE para los proyectos de Energías Alternativas. Para el caso, se dan diferencias que el CNDC contabiliza y que al final del periodo anual noviembre - octubre conjuntamente con la reliquidación de potencia, realiza el balance correspondiente y lo publica en el Documento "BALANCE DE PAGOS Y COBROS DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS EN APLICACIÓN AL DECRETO SUPREMO N° 2048", el cual es y será emitido conjuntamente con el Documento de "RELIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS POR POTENCIA, RESERVA FRÍA, COMPENSACIÓN POR UBICACIÓN, DESCUENTOS POR INDISPONIBILIDAD Y PEAJES DE TRANSMISIÓN" del periodo correspondiente.

Los importes determinados en el documento "BALANCE DE PAGOS Y COBROS DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS EN APLICACIÓN AL DECRETO SUPREMO N° 2048" para cada distribuidora (Monto Bal), se deberán sumar o descontar al saldo acumulado en la cuenta individual de Energías Alternativas de cada distribuidora del mes de diciembre de cada año.

v. INTERESES

En cuanto a los intereses, se deberá aplicar conforme a la Resolución AE N° 693/2014 de 31 de diciembre de 2014, a los montos acumulados en la cuenta individual de Energías Alternativas hasta agosto de 2016 (**Saldo EA_{Mes(0)}**) y de septiembre 2016 en adelante al resultado del saldo mes (**Saldo EA_{Mes(i)}**) de las cuentas individuales de Energías Alternativas de cada empresa distribuidora, según la tasa de interés anual pasiva del sistema bancario de los depósitos a 30 días en moneda nacional publicada en el Banco Central de Bolivia (BCB) correspondiente a la última semana del mes anterior al que corresponden las transacciones.

vi. OTRAS DISPOSICIONES

En el marco del Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014, las empresas distribuidoras deben presentar al Ente Regulador, los saldos de sus cuentas individuales de Energías Alternativas hasta el día 25 de cada mes.

El Ente Regulador en base a los balances presentados por las empresas distribuidoras y luego de realizar una evaluación de los mismos, emitirá informes anuales con los saldos totales de las cuentas individuales de Energías Alternativas de las mismas.

Asimismo, aprobará mediante Resolución, el saldo resultante en cada una de las cuentas individuales de Energías Alternativas de cada empresa Distribuidora.

vii. OTROS AJUSTES

Cuando exista un concepto que requiera ser incluido en las cuentas individuales de Energías Alternativas, el cual no esté contemplando tanto en el "PROCEDIMIENTO DE DETERMINACIÓN DE LOS MONTOS DESTINADOS A LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS, QUE DEBEN SER INCLUIDOS EN CUENTAS INDIVIDUALES, CREADAS PARA CADA AGENTE DISTRIBUIDOR DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)" y del presente

procedimiento, previo a su inclusión en las cuentas individuales, debe ser presentado a la AE con la documentación de respaldo, información utilizada y la justificación para su análisis y revisión.

El Ente Regulador en caso de requerir mayor información o aclaración, solicitará a las empresas Distribuidoras la información que considere pertinente.”

Resolución AE N° 267/2017 de 25 de mayo de 2017

Mediante Resolución AE N° 267/2017 de 25 de mayo de 2017, se aprobó el “PROCEDIMIENTO PARA ASIGNACIÓN DE REMUNERACIÓN DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)”, considerando los montos existentes en las Cuentas Individuales de Energías Alternativas para Empresas Distribuidoras, determinados según el procedimiento aprobado mediante Resolución AE N° 169/2017 de 3 de abril de 2017, cuyo detalle es la siguiente:

“PROPIUESTA DE PROCEDIMIENTO PARA ASIGNACIÓN DE LA REMUNERACIÓN DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS EN EL SIN”

La asignación de la remuneración de energías alternativas en el SIN, se incluirá dentro de los Documentos de Transacciones Económicas que emite el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), y su efecto se aplicará coincidentemente con el procedimiento establecido en la Resolución AE N° 169/2017 de fecha 3 de abril de 2017, tomando en cuenta lo siguiente:

- a) En el Sistema Interconectado Nacional (SIN), la remuneración por Energías Alternativas a los agentes Generadores por parte de los Distribuidores y Consumidores No Regulados, será determinado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), con base a las inyecciones de energía que realice cada agente Generador con centrales de Energías Alternativas.
- b) La valorización de las inyecciones de la central de Energías Alternativas se realiza con los precios Spot resultantes de los costos marginales de nodo, expresados en Bs/MWh.
- c) Se determina el sobrecosto correspondiente a la central de Energías Alternativas, valorizando su energía al Costo Marginal en el nodo al que está conectada dicha central, afectado por el factor de Adaptabilidad menos uno. Este sobrecosto de la energía se distribuye en proporción a la demanda de los Agentes Distribuidores y Consumidores No Regulados.
- d) Para la determinación del factor de participación de cada Agente vendedor en las transacciones económicas mensuales a precios Spot no debe considerarse el sobrecosto por Energías Alternativas.
- e) Cada Agente Distribuidor que opera en el Mercado Spot tiene un Fondo de Estabilización del Mercado Mayorista con cada Agente Generador y cada Agente Transmisor. Este fondo está conformado por la diferencia entre el monto de transacciones determinado con Precios Spot sin considerar el sobrecosto por Energía Alternativas y el monto determinado

con Precios de Nodo de Aplicación. Estas diferencias se incorporan en sus Fondos de Estabilización del Mercado Mayorista con cada Generador y Transmisor, en proporción a la participación promedio mensual de los últimos doce meses incluido el mes de la transacción.

- f) El resultado final de las compras efectuadas por cada Distribuidor debe considerar las transacciones Económicas en el MEM con precios de Nodo de Aplicación y los montos correspondientes determinados en el inciso c).
- g) El resultado final de las compras efectuadas por cada Consumidor No Regulado debe considerar las transacciones Económicas en el MEM con precios Spot y los montos correspondientes determinados en el inciso c)."

Resoluciones AE N° 200/2016 de 27 de abril de 2016 y AE N° 375/2016 de 08 de agosto de 2016

Mediante Resolución AE N° 200/2016 de 27 de abril de 2016, se aprobó el Precio de generación que asciende a 54.74 USD/MWh, que incluye impuestos, para el "**Parque Eólico Qollpana Fase II**" de propiedad de la Empresa Eléctrica Corani S.A. (CORANI); asimismo, mediante Resolución AE N° 375/2016 de 08 de agosto de 2016, la Entidad Reguladora aceptó el Recurso de Revocatoria interpuesto por CORANI contra la Resolución AE N° 200/2016 y Revocar Parcialmente la Disposición Primera de la referida Resolución, modificando el Precio de Generación de 54.74 a **56.62 USD/MWh, que incluye impuestos**, para el "Parque Eólico Qollpana Fase II".

Resoluciones AE N° 296/2017 de 07 de junio de 2017

Mediante Resolución AE N° 296/2017 de 07 de junio de 2017, el Ente Regulador aprobó el "Reglamento de pago mensual de los Consumidores No Regulados al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista", cuyo detalle es la siguiente:

"(...) el procedimiento para su aplicación es el siguiente:

- a) En el Sistema Interconectado Nacional, el pago mensual de cada Consumidor No Regulado al Fondo de Estabilización del Mercado Mayorista, será determinado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), con base a las compras de electricidad que realice cada Consumidor No Regulado en forma directa o a través de otro agente, valorados a precios del Mercado Spot en el mes de la transacción. La aplicación del 60 % se logrará de forma gradual, de la siguiente manera:

Nº	PERIODO	PAGO MENSUAL (%)
1	Junio 2017 – Octubre 2017	22.5
2	Noviembre 2017 – Abril 2018	30.0
3	Mayo 2018 – Octubre 2018	37.5
4	Noviembre 2018 – Abril 2019	45.0
5	Mayo 2019 – Octubre 2019	52.5
6	A partir de Noviembre 2019	60.0

- b) En los Sistemas Aislados, el pago mensual de cada Consumidor No Regulado al Fondo de Estabilización del Mercado Mayorista, será determinado por el CNDC, con base a las compras de electricidad que realice cada Consumidor No Regulado valoradas a precios del Mercado Spot del nodo representativo más próximo al Sistema Troncal de Interconexión del MEM, en el mes de la transacción. Cuya aplicación será conforme la tabla del inciso a) del presente procedimiento.
- c) El proveedor del cual se abastece electricidad el Consumidor No Regulado, debe hacer llegar al CNDC, la información de sus ventas de electricidad a más tardar hasta el tres (3) del mes siguiente a aquel que corresponda las transacciones; de no contar el CNDC con dicha información, el pago mensual que se establece en "a)" o "b)", se determinará con la información anterior al mes de la transacción.
- d) El monto recaudado en "a)" o "b)", será distribuido en proporción a la participación obtenida a partir del Fondo de Estabilización del Mercado Mayorista acumulado en el mes de la transacción, considerando solo los montos adeudados de cada Agente Distribuidor con cada Agente Generador. Los montos resultantes de esta distribución se asignarán a las cuentas individuales de los Agentes Distribuidores para amortizar las deudas con los Generadores.
- e) Los aportes individuales de los Consumidores No Regulados, serán distribuidos entre los Generadores, de acuerdo al monto total que cada uno debe recibir obtenido en el inciso "d)", velando siempre que la suma de los aportes individuales sea igual a la suma de los importes que debe recibir los Generadores.
- f) Solo se considerará a los Agentes Generadores que cuenten con una participación en las ventas de energía y potencia en el mes de la transacción.
- g) Una vez que los montos adeudados a los Generadores sean cubiertos, los montos mensuales determinados en el inciso "d)" para cada Agente Distribuidor, se determinarán proporcionalmente a su participación en los retiros de energía del sistema sin considerar los retiros de energía de los Consumidores No Regulados, en el mes de la transacción. Dichos montos serán registrados en su respectivo Fondo de Estabilización del Mercado Mayorista; asimismo, los montos mensuales determinados en el inciso "d)" serán asignados los Fondos de Estabilización del Mercado Mayorista de los Generadores, en proporción a su participación en las transacciones económicas de energía en el MEM.
- h) La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), pondrá en conocimiento del CNDC el detalle de los Consumidores No Regulados, sujetos al Decreto Supremo N° 3187 de 17 de mayo de 2017."

Resolución AE N° 521/2017 de 29 de septiembre de 2017

Mediante Resolución AE N° 521/2017 de 29 de septiembre de 2017, se aprobó el Precio de Generación para el Proyecto “**Planta Solar Yunchará – Tarija**” presentado por la Empresa Eléctrica ENDE GUARACACHI S.A., que asciende a **112.74 USD/MWh, que incluye impuestos.**

Resoluciones AE N° 139/2018 de 16 de marzo de 2018 y AE N° 254/2018 de 30 de mayo de 2018

Mediante Resolución AE N° 139/2018 de 16 de marzo de 2018, se aprobó el Precio de Generación para el Proyecto “**Planta Solar Uyuni – Potosí**” presentado por la Empresa Eléctrica ENDE GUARACACHI S.A. (ENDE GUARACACHI S.A.), que asciende a **64.15 USD/MWh, que incluye impuestos;** asimismo, mediante Resolución AE N° 254/2018 de 30 de mayo de 2018, se rechazó el Recurso de Revocatoria interpuesto por ENDE GUARACACHI S.A. contra la Resolución AE N° 139/2018.

Resolución AE N° 928/2019 de 15 de octubre de 2019

Mediante Resolución AE N° 928/2019 de 15 de octubre de 2019, se aprobó el Precio de Generación para la “**Planta Solar Fotovoltaica Oruro**” de propiedad de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), que asciende a **58.31 USD/MWh, que incluye impuestos;** asimismo, la Entidad Reguladora aprobó la Fórmula de Indexación del citado precio.

2.5 Resoluciones del Comité Nacional de Despacho de Carga

El Artículo 19 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, establece que entre una de las funciones del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es “*Planificar la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, con el objeto de satisfacer la demanda mediante una operación segura, confiable y de costo mínimo.*”; asimismo, el Artículo 1 del “Reglamento de Funciones y Organización del CNDC” aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 de 2 de julio de 2018, establece: “ARTÍCULO 1. El CNDC, tendrá por objeto coordinar la generación, la transmisión y el despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional – SIN, administrar el mercado Eléctrico Mayorista, y participar en la planificación de la expansión del SIN con sujeción a la Ley de Electricidad y sus Reglamentos.”

En este sentido, considerando que la supervisión de la incorporación al SIN de nuevas instalaciones, el CNDC realiza el análisis técnico y económico de las nuevas instalaciones que los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) al SIN, la cual consiste en verificar el cumplimiento de las condiciones técnicas y comerciales establecidas en las Normas Operativas N° 8 (Sistema de Medición Comercial - SMEC), N° 11 (Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN), N° 17 (Protecciones), N° 30 (Requisitos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión), entre otras. En este sentido, el Ente

Operador del SIN, ha emitido las siguientes Resoluciones para la puesta en operación de las generaciones con fuentes de Energías Alternativas al SIN:

Resolución CNDC 365/2016-7 de 13 de septiembre de 2016

Mediante Resolución CNDC 365/2016-7 de 13 de septiembre de 2016, se señaló lo siguiente: "En el marco de la Ley de Electricidad y sus Reglamentos, se aprueba el Informe CNDC No. 48/16 – Supervisión de puesta en servicio del Proyecto "**Parque Eólico Qollpana Fase II- Etapa 2**", de 07 de septiembre de 2016, y se autoriza la operación comercial del transformador Nº 2 de 25 MVA y 115/24,9 kV a partir del 25/05/2016 y de los Aerogeneradores Nº 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 descritos en el punto 2 del mencionado informe, a partir de horas 00:00 del día **09/09/2016**; instruyéndose el envío de la presente Resolución a las Autoridades correspondientes."

Resolución CNDC 384/2017-2 de 23 de octubre de 2017

Mediante Resolución CNDC 384/2017-2 de 23 de octubre de 2017, se señaló lo siguiente: "En el marco de la Ley de Electricidad y sus Reglamentos, se aprueba el Informe CNDC No. 66/17 que establece que el proceso de puesta en servicio del proyecto se llevó a cabo de acuerdo con el programa de pruebas entregado al CNDC, con resultados satisfactorios, por lo que se autoriza la operación comercial de la **Central fotovoltaica Yunchará** Fase I, a partir del día **07/10/2017**. (...)."

Resolución CNDC 393/2018-1 de 28 de marzo de 2018

Mediante Resolución CNDC 393/2018-1 de 28 de marzo de 2018, se señaló lo siguiente: "En el marco de la Ley de Electricidad y sus Reglamentos, se aprueba el Informe CNDC No. 25/18, que establece que el proceso de puesta en servicio del Proyecto "**Planta Solar Uyuni**" de ENDE GUARACACHI se llevó a cabo de acuerdo con los programas de pruebas entregados al CNDC con resultados satisfactorios, por lo que se autoriza la operación comercial del proyecto a partir del día **16/03/2018**. Se otorga un plazo de 3 meses a ENDE GUARACACHI para que levante la observación a) del punto 3 del informe CNDC Nº 25/18 de fecha 21 de marzo de 2018. (...)."

Resolución CNDC 418/2019-9 de 27 de septiembre de 2019

Mediante Resolución CNDC 418/2019-9 de 27 de septiembre de 2019, se señaló lo siguiente: "En el marco de la Ley de Electricidad y sus Reglamentos, se aprueba el Informe CNDC No. 53/19, que establece que el proceso de puesta en servicio del Proyecto "**Planta Solar Fotovoltaica Oruro**" de ENDE, se llevó a cabo de acuerdo con los programas de pruebas entregados al CNDC con resultados satisfactorios, por lo que se autoriza la operación comercial del proyecto a partir del día **19/09/2019**. (...)."

Asimismo, mediante nota CNDC-1450-19 recepcionada con Registro Nº 8150 de 14 de junio de 2019, el CNDC remitió el acta de la Sesión Ordinaria Nº 413 de 20 de mayo de 2019, que entre otras, aprobó la Norma Operativa Nº 30 para el

Proyecto "Planta Solar Fotovoltaica Oruro" mediante Resolución CNDC 413/2019-5.

2.6 Bases Técnicas del Estudio

Mediante Contrato N° 83356045 de 12 de junio de 2020, la empresa GATES se compromete a presentar los servicios descritos en los Términos de Referencia (TDR), según el siguiente detalle:

"ESTUDIO DE ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DEL DECRETO SUPREMO N° 2048 Y SU SOSTENIBILIDAD

Contexto

El Gobierno boliviano ha identificado como prioridades del sector energético la promoción y desarrollo de la generación a partir de fuentes con Energías Alternativas y el mejoramiento de la Eficiencia Energética. En ambos ámbitos, el Estado Boliviano ha comenzado a sentar las primeras bases para un trabajo sostenible, enmarcado en las metas del país hacia el 2020 y acorde con la Agenda Patriótica 2025.

Uno de los avances más importantes para promover la incorporación de proyectos de generación con Energías Alternativas en el Sistema Eléctrico Boliviano fue la promulgación del Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014, que tiene por objeto establecer el mecanismo de remuneración para la generación de electricidad a partir de Energías Alternativas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En este sentido, la consultoría realizará un análisis del mecanismo de remuneración establecido en el Decreto Supremo 2048, su reglamentación y normativa conexa, relacionado a su sostenibilidad considerando el desarrollo de los actuales proyectos de generación con Energías Alternativas en operación y las agendadas hasta el 2025 y los que serán desarrollados a futuro y que serán conectados al SIN.

Asimismo, debemos considerar para la elaboración de esta consultoría los siguientes puntos:

- Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, de Electricidad y sus Reglamentos.
- Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014
- Resolución Ministerial N° 004 – 15 de 13 de enero de 2015
- El Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) en el marco del Desarrollo Integral para Vivir Bien (PDES, 2016 - 2020) del Estado Plurinacional de Bolivia, que se constituye en el marco estratégico y de priorización de Metas, Resultados y Acciones a ser desarrolladas en el marco del "Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025" aprobado mediante Resolución Ministerial N° 050-14 de 14 de marzo de 2014 y el "Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas 2025", entre otros.

- La información de oferta y demanda de Mediano y Largo Plazo vigente de electricidad del SIN. (Información del CNDC, AETN, VMEEA y otros).

El objetivo de esta consultoría es el de suministrar asistencia técnica a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) y al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA), para analizar la sostenibilidad económica del mecanismo de remuneración de proyectos de Energías Alternativas establecido en el D.S. N° 2048 y su reglamentación.

Tareas a realizar por el contratista (empresa)

El contratista es responsable de proveer los siguientes servicios:

- Revisión del mecanismo de remuneración establecido en el Decreto Supremo 2048 y un análisis de su aplicación en los proyectos que se encuentran en operación.
- Analizar los criterios de remuneración de proyectos de Energías Alternativas descritos en la Resolución Ministerial N° 004 – 15 de 13 de enero de 2015, respecto al D.S. 2048.
- Diagnóstico sobre la situación de las cuentas individuales de cada distribuidora y una proyección bajo los lineamientos y políticas energéticas vigentes; y el plan de expansión establecido Análisis de la Proyección de la oferta de generación a partir de EERR, en el mediano y largo plazo, considerando los planes de expansión del CNDC y del VMEEA.
- Análisis de la sostenibilidad del actual mecanismo de remuneración para la generación de electricidad con fuentes de EERR en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y plantear otros mecanismos que permitan contar con recursos económicos suficientes para financiar estos proyectos.
- Propuestas de ajuste, modificación o complementación normativa para asegurar los recursos económicos para la remuneración de futuros proyectos de generación de EERR, en el ámbito del D.S. N° 2048, su reglamentación y normativa conexa.

(...)."

3 ESCENARIO ACTUAL – MECANISMO DE REMUNERACIÓN DEL DECRETO SUPREMO N° 2048 DE 02 DE JULIO DE 2014 Y ANÁLISIS DE SU APLICACIÓN EN PROYECTOS DE GENERACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS QUE SE ENCUENTRAN EN OPERACIÓN

Las energías alternativas reducen la dependencia que tiene el país en la generación de electricidad con combustibles fósiles, disminuyendo además las emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo a la mejora del medio ambiente, el ahorro y eficiencia energética.

En el marco de la política de cambio de matriz energética establecido en la Ley N° 300 de 15 de octubre de 2012, es necesario incentivar nuevos emprendimientos de generación de electricidad a partir de fuentes de energías alternativas e hidroeléctricas.

En este contexto, se emitió el Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014, que establece un mecanismo de remuneración para la generación de electricidad a partir de fuentes de Energías Alternativas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). El citado Decreto Supremo, se fundamenta en las siguientes Leyes:

- Ley N° 1604 de Electricidad**

El Artículo 3 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, señala que el principio de adaptabilidad, promueve la incorporación de tecnología y sistemas de administración modernos, que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio.

Cabe mencionar que el año 2012 se presentaron problemas de sostenibilidad de producción de electricidad; en este sentido, el entonces Ministerio de Hidrocarburos y Energía (actualmente Ministerio de Energías –MEN) consideró algunas medidas como el ingreso de unidades de Autoproductores y la incorporación inmediata de unidades termoeléctricas.

- Ley N° 300 Marco de la Madre Tierra y Desarrollo Integral para Vivir Bien**

La Ley N° 300 de 15 de octubre de 2012, Marco de la Madre Tierra y Desarrollo Integral para Vivir Bien, en su numeral 1 del Artículo 30, establece que la política energética y las medidas para lograr el cambio gradual de la matriz energética proveniente de recursos naturales no renovables a través de la sustitución paulatina de combustibles líquidos por gas natural, así como el incremento gradual de las energías renovables en sustitución de las provenientes de recursos no renovables.

Asimismo, el Decreto Supremo N° 2048 considera en su formulación los siguientes Decretos Reglamentarios:

- **Fondos de Estabilización**

De acuerdo a lo señalado en el punto 2.2 del presente Estudio, el Poder Ejecutivo, mediante Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, estableció medidas para estabilizar las tarifas de electricidad, entre las cuales dispuso la creación de Fondos de Estabilización del Mercado Mayorista (FEM) y Fondos de Estabilización de Distribución (FED), como instrumentos para hacer efectiva la limitación de la variación de tarifas.

- **Decreto Supremo N° 27492 de 14 de mayo de 2004**

El Decreto Supremo N° 27492 de 14 de mayo de 2004, establece que la aprobación de los factores de estabilización para obtener los precios de nodo de aplicación y los cargos tarifarios de aplicación debe ser realizada de manera coincidente con la aprobación semestral de Precios de Nodo o con la aprobación de Tarifas de Distribución.

- **Consumidores No Regulados**

El artículo 2 del Decreto Supremo N° 3187 de 17 de mayo de 2017, señala en cuanto a los “Consumidores No Regulados” lo siguiente:

Se dispone el pago mensual de los Consumidores No Regulados al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista – MEM, de un monto equivalente al sesenta por ciento (60 %) por concepto de compra de electricidad de acuerdo a los Documentos de Transacciones Económicas, que será aplicado gradualmente.

- **Reglamento del pago mensual de los Consumidores No Regulados (CNR) al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista (FEM)**

La Resolución AE N° 296/2017 de 07 de junio de 2017, aprobó el “Reglamento del pago mensual de los Consumidores No Regulados (CNR) al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista (FEM)”, para ser aplicado a partir del mes de junio de 2017. Esta medida incrementa paulatinamente de forma semestral los aportes de los Consumidores No Regulados del 15 % al 60 %.

- **Resolución AE N° 693/2014 de 31 de diciembre de 2014**

Mediante Resolución AE N° 693/2014 de 31 de diciembre de 2014, se aprobó el “Procedimiento de Determinación de los montos destinados a la generación de electricidad con Energías Alternativas”, que deben ser incluidos en cuentas individuales, creadas para cada Agente Distribuidor del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

- **Resolución Ministerial N° 004-15 de 13 de enero de 2015**

Mediante Resolución Ministerial N° 004-15 de 13 de enero de 2015, se aprobaron los “Criterios para la Aplicación de los Factores de Energías Alternativas” en sus 5 Artículos y el “Procedimiento para la presentación de Proyectos, Evaluación, Plazos y Aprobación” en sus 9 Artículos.

3.1 Criterios de Remuneración

El mecanismo de remuneración de las Energías Alternativas está reglamentado en el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014, de acuerdo a lo siguiente:

- I. La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, conjuntamente a los precios de nodo, aprobará el valor de ajuste por adaptabilidad que se aplicará al precio de nodo de energía para retribuir la generación de cada uno de los proyectos de Energías Alternativas valorado al precio aprobado por el ente regulador, en aplicación del principio de adaptabilidad de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994.
- II. El Comité Nacional de Despacho de Carga, registrará mensualmente las transacciones efectuadas por la generación de electricidad de los proyectos de Energías Alternativas y determinará la remuneración por efecto de la aplicación del valor de ajuste por adaptabilidad, la misma que será cubierta por los agentes que conforman la demanda de electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista en proporción a su consumo de energía.
- III. El balance de los pagos y cobros de la remuneración establecida en el presente Artículo, serán ejecutados coincidentemente con la reliquidación por potencia de punta.

El Factor de Adaptabilidad se calcula con la siguiente fórmula:

$$FAA = \frac{P_{EA}}{P_{NE}}$$

Dónde:

FAA: Factor de Ajuste por Adaptabilidad

PNE: Precio de nodo de Energía

PEA: Precio de Energía Alternativa

Respecto a las cuentas individuales de los Distribuidores destinados a cubrir los costos de las Energías Alternativas, los cuales se determinan a partir del Precio de Energías Alternativas, el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 2048, establece lo siguiente:

- I. Se dispone la creación de una cuenta individual de Energías Alternativas para cada agente distribuidor, en la que se incluirán los montos

destinados a cubrir la remuneración por efecto de la aplicación del valor de ajuste por adaptabilidad para el desarrollo de dichas energías.

- II. La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, en forma semestral mediante Resolución Administrativa, determinará para los distribuidores los factores de Energías Alternativas que serán aplicados en forma conjunta a los factores de estabilización.
- III. El Ministerio de Hidrocarburos y Energía, mediante Resolución Ministerial, reglamentará los criterios para la aplicación de los factores de Energías Alternativas.

En ese sentido, el entonces Ministerio de Hidrocarburos y Energía, mediante Resolución Ministerial N° 004-15 de 13 de enero de 2015, aprobó los "Criterios para la Aplicación de los Factores de Energías Alternativas" y el "Procedimiento para la presentación de Proyectos, Evaluación, Plazos y Aprobación". En la mencionada Resolución Ministerial, se establecen las directrices que el Ente Regulador debe seguir para el proceso de determinación, aprobación y aplicación de los Factores de Energías.

Asimismo, la mencionada Resolución Ministerial establece que los Factores de Energías Alternativas se aplicaran semestralmente en todas las Distribuidoras que operan en el Sistema Interconectado Nacional.

3.1.1 Directrices para determinar los Factores de Energías Alternativas

- a) Las cuentas individuales creadas mediante Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014, permitirán una remuneración adicional a la obtenida en el Mercado Spot. Estas cuentas individuales en ningún caso deberán tener saldos negativos o factores que en lugar de acumular reduzcan los saldos existentes, por lo tanto los Factores de Energías Alternativas deben ser mayores uno.
- b) Análisis previo a la determinación de los factores:
 - Pago - Consumidores No Regulados al Fondo de Estabilización del MEM.
 - Pago de consumos domiciliarios mayores a 1,000 kWh al Fondo de Estabilización.
 - Subsidios focalizados.
 - Diferencia entre los Precios de Energía Spot y de Aplicación.
 - Otros ingresos adicionales que pudiesen crearse y/o aplicarse.
- c) Condicionantes:
 - Comportamiento de los Precios de Nodo de Energía y Potencia.
 - Saldos individuales de los Factores de Estabilización de Distribución.
 - Saldos individuales en el Fondo del Mercado Mayorista.
 - Asegurar la remuneración para los proyectos con Energías Alternativas.

Los factores se determinarán con un horizonte de 4 años.

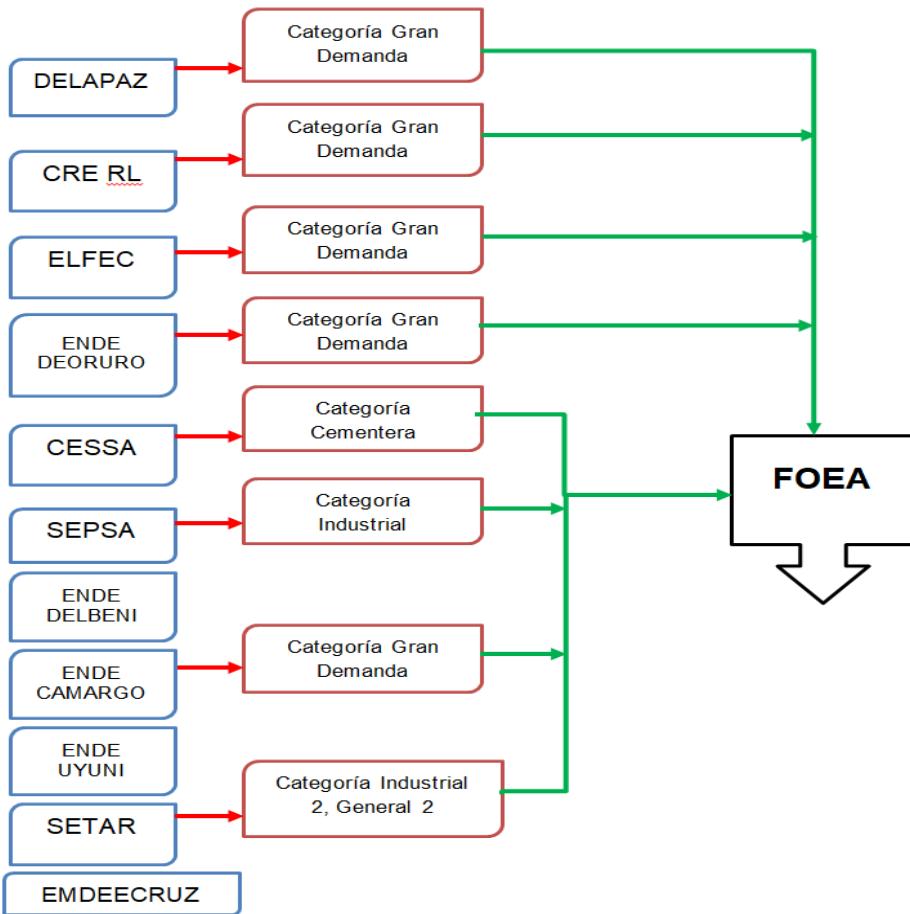
3.1.2 Procedimiento de aprobación de los Factores de Energías Alternativas

- a) Impactos Tarifarios Iniciales – Informe Preliminar de Precios de Nodo.
- En los primeros 10 días de abril y octubre, considerando el Informe Preliminar de Precios de Nodo, se determinan los impactos tarifarios de cada empresa, tomando en cuenta los factores de estabilización y energías alternativas vigentes.
- b) Planteamiento de nuevos escenarios, considerando:
 - Saldos deudores acumulados en las cuentas individuales de los Fondos de Estabilización.
 - Niveles de remuneración requeridos producto de la entrada de nuevos proyectos de energías alternativas.
- c) Generación de escenarios:
 - Proyección de ingresos-egresos, se determinan saldos deudores o acreedores para cada empresa en cada fondo.
 - Proyección de los montos a ser remunerados en cumplimiento del Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014.
 - Los escenarios son remitidos al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, el cual envía observaciones a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear hasta el 25 abril u octubre, según corresponda.
- d) Resultados finales se ponen en conocimiento del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas para su aplicación conjunta con los Factores de Estabilización.

3.1.3 Procedimiento de aprobación de los Factores de Energías Alternativas

De acuerdo a lo señalado en el punto 2.4 del presente Estudio, mediante Resolución AE N° 693/2014 de 31 de diciembre de 2014, se aprobó el “Procedimiento de Determinación de los montos destinados a la generación de electricidad con Energías Alternativas”, que deben ser incluidos en cuentas individuales, creadas para cada Agente Distribuidor del Sistema Interconectado Nacional (SIN); en el siguiente diagrama esquemático, se muestra la aplicación de este procedimiento.

GRÁFICO 1.– VARIACIONES EN LOS SALDOS DEL FEM y FED



Elaboración: Propia

Como se puede observar, hay algunas distribuidoras que no pueden recuperar los pagos realizados a los generadores con energías alternativas, dado que no contribuyen al FOEA, como son: ENDE DELBENI SAM, ENDE UYUNI y EMDEECRUZ.

3.2 Cuentas individuales de las Distribuidoras del SIN

El Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, señala que los Factores de Estabilización tienen por objetivo equilibrar las variaciones en tarifas de electricidad, a través de factores que afectan los precios de nodo y cargos tarifarios aprobados por el Ente Regulador, de manera tal, que no existan cambios bruscos en los precios que observa el consumidor final. Así también, mediante Decreto Supremo N° 27492 de 14 de mayo de 2004, se designa al Ente Regulador como responsable de su aprobación cada seis meses en los meses de abril y octubre, de manera conjunta con los precios de nodo, y si fuera el caso, con la aprobación de tarifas de distribución.

El FEM se define para Energía y Potencia¹, mientras que el FED se define para las categorías Domiciliarias, Generales, Domiciliarios Gran Demanda, Industriales, Resto y otros. En particular, el Decreto Supremo N° 1536 de 20 de marzo de 2013,

¹ El FEM Potencia fue definido con el valor 1 para todo el período de análisis, con excepción del período abril 2018-octubre 2019.

incluyó un nuevo cargo tarifario para consumos mayores a 1,000 kWh en las categorías domiciliarias, sobre las cuales podrá aplicar los factores de estabilización. Por último, se genera la categoría de Domiciliarios con consumo entre 500 y 1,000 kWh.

En el Gráfico 2 tenemos la evolución semestral de dichos factores para el período abril 2015 – abril 2020, para las siguientes empresas distribuidoras del SIN: Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. (DELAPAZ), Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba (ELFEC), Cooperativa Rural de Electrificación R.L. (CRE R.L.), Servicios Eléctricos Potosí S.A. (SEPSA) y Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA)². Estas cinco empresas distribuidoras tienen la categoría Domiciliaria Gran Demanda en la estructura tarifaria aprobada por la AETN.

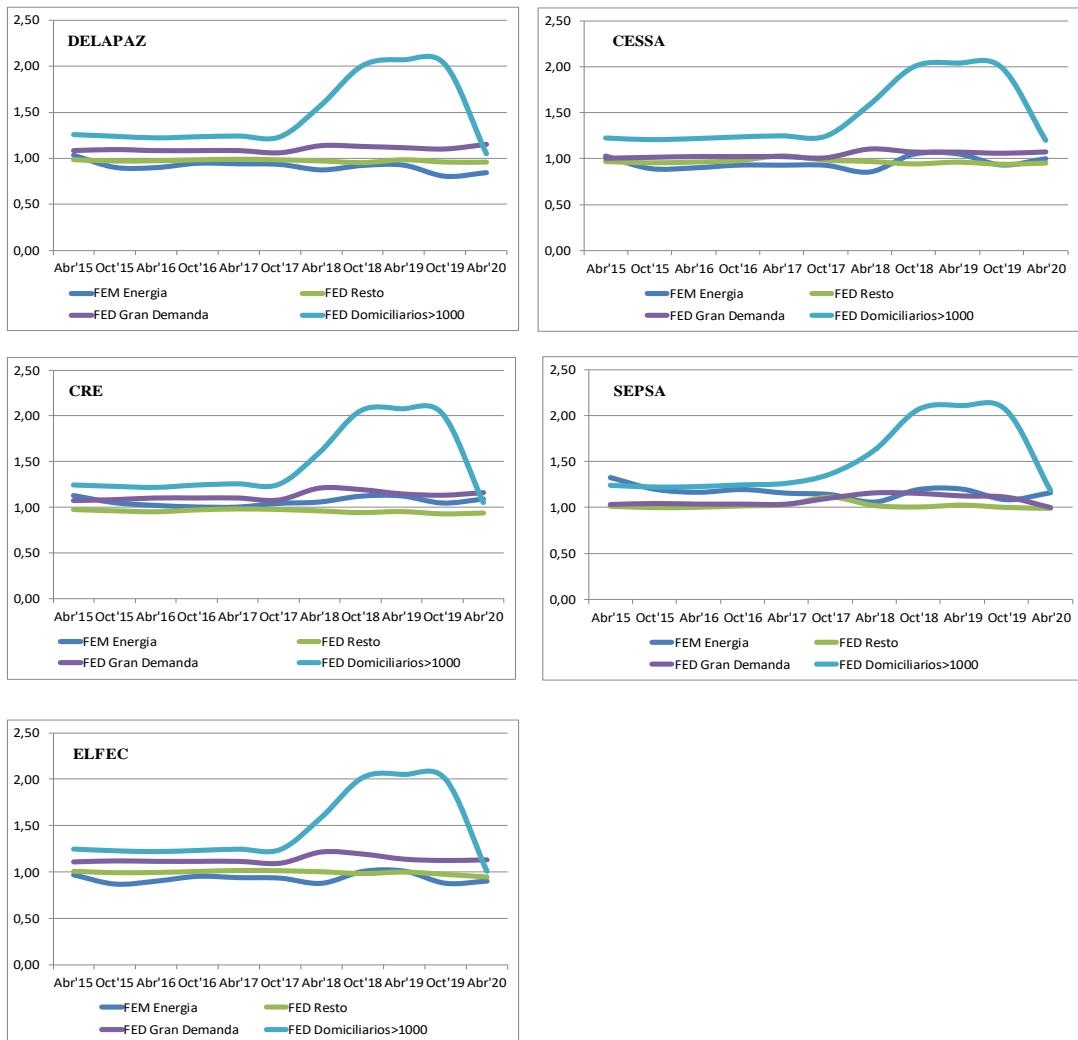
En relación a la definición de los factores para el FEM, existe una estabilidad en el período de análisis. De igual manera, el comportamiento de FED Resto y FED Gran Demanda se ha mantenido estable en línea con el Decreto Supremo N° 27302. En el caso de los Factores de Estabilización para la Demanda Domiciliaria mayor a 1,000 kWh, observamos un incremento importante entre octubre de 2017 y octubre de 2019, alcanzando valores superiores a 2 (dos); es decir, esta categoría expresó un incremento de hasta 100 por ciento en su precio final. Las Resoluciones emitidas por el Ente Regulador no logran explicar los motivos técnicos.

Sin embargo, es de nuestro interés analizar el comportamiento de los Factores de Estabilización de la categoría Domiciliaria Gran Demanda, dado que forma parte de los criterios de remuneración de las energías alternativas. La empresa DELAPAZ presenta diferencias en la aplicación de los factores. En primer lugar, para el período 2015 – 2017, el factor para Gran Demanda alcanzó un valor promedio de 1.09, mientras que para el período 2018 – 2020, el valor se incrementó a 1.13; es decir, el primer factor expresaba ocho por ciento (8 %) por encima del precio base y en el segundo período existe un incremento del trece por ciento (13 %) en promedio.

De igual manera para CRE R.L., en el período 2015 – 2017 el factor de Gran Demanda alcanzaba en promedio a 1.09; mientras que, para el período 2018 – 2020 cambia a 1.16. En el caso de ELFEC, en el período 2015 – 2017 el factor de Gran Demanda presentó un valor promedio de 1.11 y en el período 2018 – 2020 alcanzó a 1.163

GRÁFICO 2.– FEM - FED: DELAPAZ, CRE, ELFEC, CESSA, SEPSA

² Éste análisis no incluye el detalle de: ELFEC Domiciliario y SEPSA-IAT.



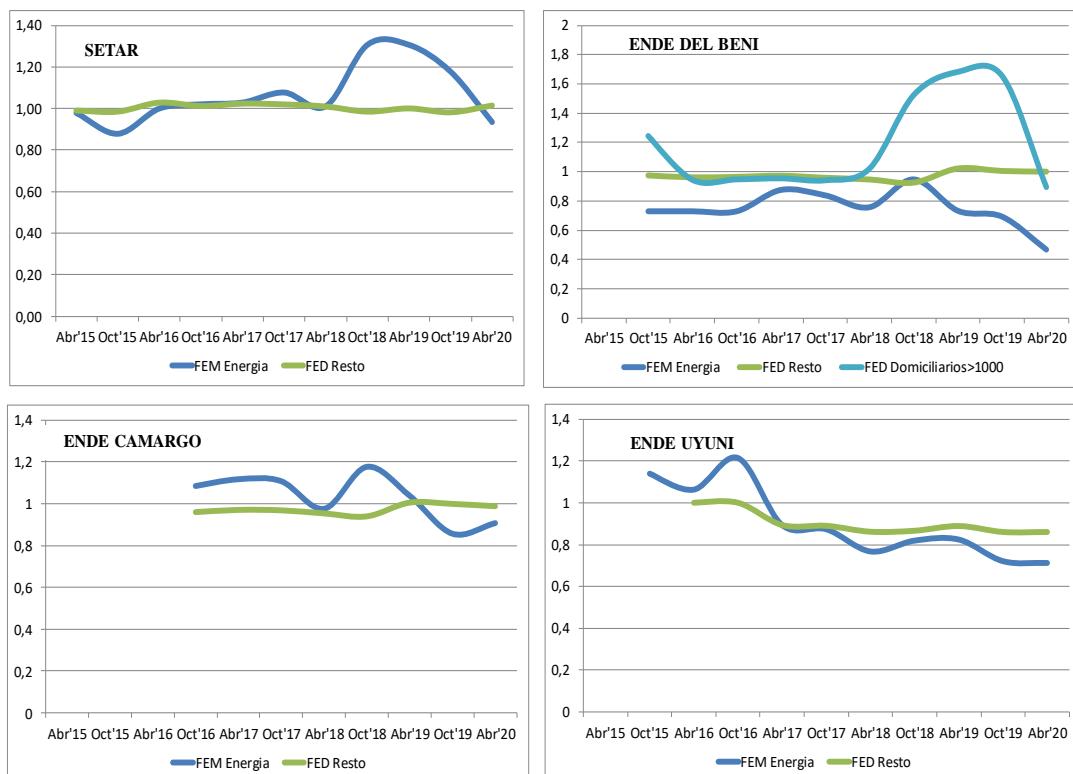
Fuente: Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear
Elaboración: Propia.

Las distribuidoras restantes, Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A. (ENDE DEORURO), CESSA y SEPSA, presentan el mismo comportamiento, incrementando los Factores de Estabilización para la categoría Domiciliaria Gran Demanda para el período 2018 – 2020. Así también, los Factores de Estabilización más altos fijados por el Ente Regulador se registran en el año 2018³ que muestra el mismo comportamiento para el período 2015 – 2017 con 1,04 en promedio y para el período 2018 – 2020 de 1,08. Es necesario destacar que en las aprobaciones de factores del año 2018 se incrementaron a 1.15 y 1.13 en abril y octubre respectivamente. CESSA también cambia de nivel entre ambos períodos de 1.02 en el período 2015 – 2017 a 1.08 entre el período 2018 – 2020. SEPSA alcanza un valor promedio de 1.05 en el período 2015 – 2017 y 1.11 en el período 2018 – 2020. En todos los casos, los factores aprobados en el año 2018 son los más elevados en todo el período de análisis.

³ **ENDE ORURO:** 2015-2017 [1.04 promedio]; 2018-2020 [1.08 promedio]. **CESSA:** 2015-2017 [1.02 promedio]; 2018-2020 [1.08 promedio]. **SEPSA:** 2015-2017 [1.05 promedio]; 2018-2020 [1.11 promedio].

En el Gráfico 3 tenemos el comportamiento de los Factores de Estabilización para las restantes empresas Distribuidoras: Servicios Eléctricos de Tarija (SETAR), Distribuidora de Electricidad ENDE DELBENI S.A.M. (ENDE DELBENI), ENDE UYUNI y ENDE CAMARGO. En particular la estructura tarifaria de estas empresas no tiene la categoría Domiciliaria Gran Demanda. ENDE DELBENI es la única empresa que tiene la categoría Domiciliaria con Consumo mayor a 1,000 kWh. Los factores fijados por el Ente Regulador para las categorías Domiciliarias han sido estables, con tendencia a mantenerse cercanos a uno (1) en los casos de SETAR, ENDE DELBENI y ENDE CAMARGO. En el caso de ENDE UYUNI, la tendencia fue a disminuir la tarifa final a los usuarios.

GRÁFICO 3.- FEM - FED: SETAR, ENDE DEL BENI, ENDE CAMARGO, ENDE UYUNI



Fuente: Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear

Elaboración: Propia.

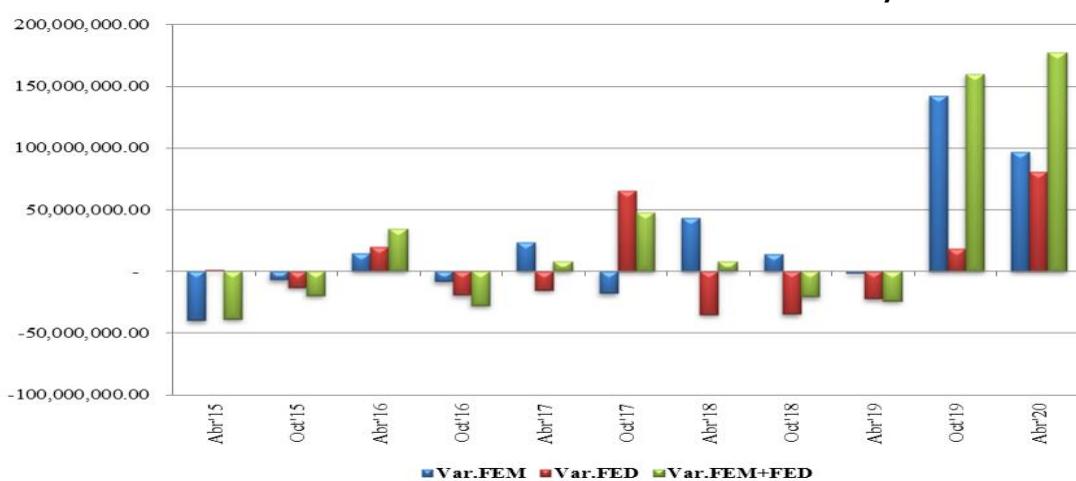
Estos Factores de Estabilización generan ingresos y egresos en el FEM y FED. En el Gráfico 4, presentamos las variaciones originadas en los Fondos. Montos con signo positivo, son aquellos que los consumidores (usuarios) adeudan al fondo. Montos con signo negativo, son los adeudos de las empresas al fondo. Así también, el signo de las variaciones expresan la política aplicada de la Autoridad Reguladora sobre los Fondos de Estabilización.

En el período abril 2015 – octubre 2016, las variaciones del FEM y FED muestran alternancia de signos (positivo y negativo) manteniendo el saldo casi sin variaciones. A partir del año 2018 como consecuencia de un aumento en el nivel de los factores, las variaciones entre semestres también aumentan. El efecto del aumento de los factores genera un incremento importante en los saldos de ambos fondos.

En el Gráfico 5, los saldos de los fondos presentan un cambio de nivel entre períodos. En particular, el FEM se mantenía en 65 millones de bolivianos (promedio) en el periodo 2015 – 2017 y luego va incrementando hasta superar los 360 millones de bolivianos a abril 2020. Similar situación se observa con el FED que cambia de 125 millones de bolivianos en el primer periodo, a 205 millones de bolivianos a abril 2020.

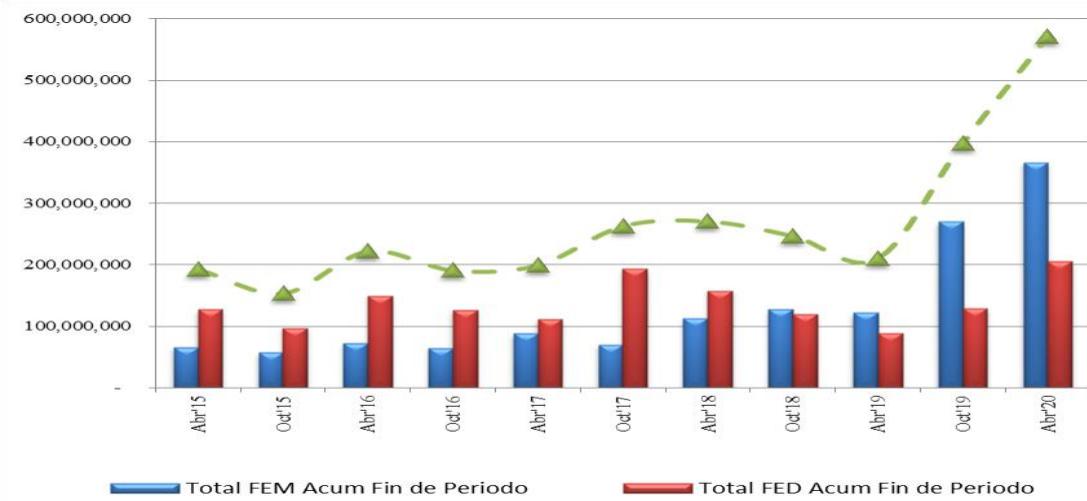
El monto total del FEM y FED a abril de 2020 alcanza a Bs.571.220.984 (Quinientos Setenta y Un Millones Doscientos Veinte Mil Novecientos Ochenta y Cuatro Bolivianos), que representa tres veces el valor inicial de abril 2015. Recordemos que un valor positivo en los Fondos indica que los usuarios han recibido una tarifa inferior a la tarifa base de mercado, por lo tanto, mantienen una deuda con las empresas de generación y distribución.

GRÁFICO 4.– VARIACIONES EN LOS SALDOS DEL FEM y FED



Fuente: Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear
Elaboración: Propia

GRÁFICO 5.– SALDOS DEL FEM y FED



Fuente: Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear
Elaboración: Propia

3.3 Incidencia de los Precios de Nodo

El parágrafo III del Artículo Tercero (DIRECTRICES PARA DETERMINAR LOS FACTORES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS) de la Resolución Ministerial N° 004-15 de 23 de enero de 2015, establece lo siguiente: “La incidencia de los precios de nodo de energía y potencia determinados por el Comité Nacional de Despacho de Carga – CNDC en el Informe de Precios de Nodo. Asimismo, debe considerar los saldos individuales de los Fondos de Estabilización de Distribución y del Mercado Mayorista, de manera que se asegure la remuneración para los proyectos con Energías Alternativas.”

El Ente Regulador mediante Resolución AETN N° 149/2020 de 15 de mayo de 2020, aprobó los precios de nodo de energía y potencia, Fórmulas de Indexación, Peajes Unitarios de Instalaciones de Transmisión del Sistema Troncal de Interconexión (STI) y los Factores de Adaptabilidad para generadores con fuentes de energías alternativas, para el periodo mayo 2020 – octubre 2020. En esta Resolución, en su Disposición Segunda, señala lo siguiente:

“SEGUNDA.- Aprobar los Factores de Adaptabilidad de 2.94086 para el “Parque Eólico Qollpana Fase II” de propiedad de la Empresa Eléctrica ENDE CORANI S.A., de 6.01593 para la “Planta Solar Yunchará – Tarija”, de 3.26415 para la “Planta Solar Uyuni – Potosí”, ambas de propiedad de la Empresa Eléctrica ENDE GUARACACHI S.A. (ENDE GUARACACHI S.A.) y el Factor de Adaptabilidad Base de 2.97711 para la “Planta Solar Fotovoltaica Oruro” de propiedad de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), para el periodo mayo 2020 – octubre 2020, de conformidad a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014, disponiéndose su aplicación del 1º de mayo de 2020.”

Considerando el Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014, con relación a los Factores de Adaptabilidad, la misma en el parágrafo I del Artículo 2, señala lo siguiente:

"(...) Artículo 2.- (MECANISMO DE REMUNERACIÓN). I. La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, conjuntamente a los precios de nodo, aprobará el valor de ajuste por adaptabilidad que se aplicará al precio de nodo de energía para retribuir la generación de cada uno de los proyectos de Energías Alternativas valorada al precio aprobado por el ente regulador, en aplicación del principio de adaptabilidad de la Ley N° 1604, de 21 de diciembre de 1994, de Electricidad.

(...)."

Por otra parte, en la Resolución AETN N° 149/2020 de 15 de mayo de 2020, hace referencia a cuatro (4) generadoras con fuente de Energías Alternativas que ingresaron en operación al Sistema Interconectado Nacional (SIN) hasta junio de 2020, desde la promulgación del citado Decreto Supremo, las cuales son:

Parque Eólico Qollpana Fase II. Fecha de ingreso en operación, 09 de septiembre de 2016 (Resolución CNDC 365/2016-7 de 13 de septiembre de 2016). Precio de generación de 56.62 USD/MWh, que incluye impuestos (Resolución AE N° 200/2016 de 27 de abril de 2016 y Resolución AE N° 375/2016 de 08 de agosto de 2016).

Planta Solar Yunchará – Tarija. Fecha de ingreso en operación, 07 de octubre de 2017 (Resolución CNDC 384/2017-2 de 23 de octubre de 2017). Precio de generación de 112.74 USD/MWh, que incluye impuestos (Resolución AE N° 521/2017 de 29 de septiembre de 2017).

Planta Solar Uyuni – Potosí. Fecha de ingreso en operación, 16 de marzo de 2018 (Resolución CNDC 393/2018-1 de 28 de marzo de 2018). Precio de generación de 64.15 USD/MWh, que incluye impuestos (Resolución AE N° 139/2018 de 16 de marzo de 2018 y Resolución AE N° 254/2018 de 30 de mayo de 2018).

Planta Solar Fotovoltaica Oruro Fase I. Fecha de ingreso en operación, 19 de septiembre de 2019 (Resolución CNDC 418/2019-9 de 27 de septiembre de 2019). Precio de generación de 58.31 USD/MWh, que incluye impuestos; asimismo, la Entidad Reguladora aprobó la Fórmula de Indexación del citado precio (Resolución AE N° 928/2019 de 15 de octubre de 2019).

A partir de la información de las fechas de puestas en operación, los precios de generación aprobados por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) y los precios de nodo de energía obtenidos en las Resoluciones de precios de nodo aprobados semestralmente por esta Autoridad, se tienen las siguientes informaciones estadísticas:

CUADRO 5.– ESTADÍSTICA PRECIOS DE GENERACIÓN Y PRECIOS DE NODO DE ENERGÍA PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS

	Mayo 2016 - octubre 2016	Noviembre 2016 - abril 2017	Mayo 2017 - octubre 2017	Noviembre 2017 - abril 2018	Mayo 2018 - octubre 2018
	PRECIO GENERACIÓN Bs/MWh (c/IVA)	PRECIO ENERGÍA Bs/MWh	PRECIO GENERACIÓN Bs/MWh (c/IVA)	PRECIO ENERGÍA Bs/MWh (c/IVA)	PRECIO GENERACIÓN Bs/MWh (c/IVA)
Parque Eólico Qollpana Fase II	394,075	124,344	394,075	136,472	394,075
Planta Solar Yunchará – Tarija	-	-	-	-	784,670
Planta Solar Uyuni – Potosí	-	-	-	-	135,984
Planta Solar Fotovoltaica Oruro	-	-	-	-	784,670
					119,176
					446,484
					127,992
					-
					-

	Noviembre 2018 - abril 2019		Mayo 2019 - octubre 2019		Noviembre 2019 - abril 2020		Mayo 2020 - octubre 2020	
	PRECIO GENERACIÓN Bs/MWh (c/IVA)	PRECIO ENERGÍA Bs/MWh	PRECIO GENERACIÓN Bs/MWh (c/IVA)	PRECIO ENERGÍA Bs/MWh (c/IVA)	PRECIO GENERACIÓN Bs/MWh (c/IVA)	PRECIO ENERGÍA Bs/MWh	PRECIO GENERACIÓN Bs/MWh (c/IVA)	PRECIO ENERGÍA Bs/MWh
Parque Eólico Qollpana Fase II	394,075	124,384	394,075	147,800	394,075	141,304	394,075	134,000
Planta Solar Yunchará – Tarija	784,670	113,512	784,670	135,072	784,670	129,984	784,670	130,432
Planta Solar Uyuni – Potosí	446,484	119,848	446,484	143,128	446,484	137,944	446,484	136,784
Planta Solar Fotovoltaica Oruro	-	-	-	-	405,698	144,848	405,768	136,296

Fuente: Propio del Documento

GRÁFICO 6.– ESTADÍSTICA PRECIOS DE NODO DE ENERGÍA (Bs/MWh)

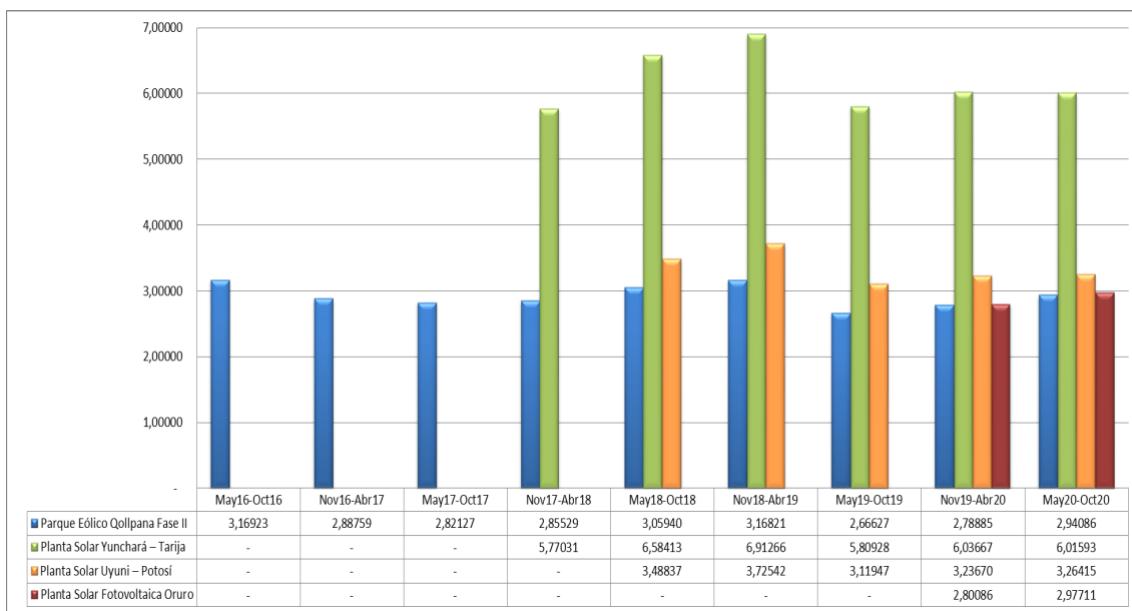


Fuente: Resoluciones de Precios de Nodo aprobados por el Ente Regulador

Como se puede observar, los Precios de Nodo de Energías durante los nueve (9) periodos semestrales (May16-Oct16 a May20-Oct20), han tenido un comportamiento fluctuante. Caber señalar que estos precios de nodo de energías están referidos a los nodos: QOLLPANA (QOL-115) para Parque Eólico Qollpana Fase II; TARIJA (TAJ-115) para la Planta Solar Yunchará – Tarija; UYUNI (UYU-230) para la Planta Solar Uyuni – Potosí; y VINTO (VIN-115) para Planta Solar Fotovoltaica Oruro.

A raíz de la fluctuación de estos precios de nodo de energías, se observar en el siguiente gráfico que, en correspondencia los Factores de Adaptabilidad también presentan oscilaciones para la generación con fuentes de energías alternativas desde el semestre may16-oct16 hasta el periodo actual (mayo20-oct20):

GRÁFICO 7.- ESTADÍSTICA FACTORES DE ADAPTABILIDAD



Fuente: Propio del Documento

Por otro lado, a partir del semestre nov19-abr20 ingresa en operación la Planta Solar Fotovoltaica Oruro con una particularidad especial, dado que el precio de generación aprobado por la AETN está ligado a la variación del Precio de Dólar – PD y al Índice de Precios al Consumidor – IPC (Resolución AETN N° 928/2019 de 15 de octubre de 2019), lo que significa que para la determinación del Factor de Adaptabilidad, se considerará lo siguiente:

$$Fad = Fad_o * FI$$

Dónde:

Fad : Factor de adaptabilidad del mes

Fad_o : Factor de adaptabilidad base

$$Fad_o = \left(\frac{PG_o}{PE_{No}} \right)$$

PG_o : Precio de Generación del mes base (USD/MWh) (c/IVA). En primera instancia será el aprobado por la AETN el cual se mantendrá vigente hasta el 31 de octubre de 2019, posteriormente la AETN conjuntamente a los precios de nodo se determinará un nuevo precio (PG_o) y el factor de adaptabilidad

PE_{No} : Precio de Energía de Nodo base (USD/MWh) (c/IVA), en primera instancia será el de 21.56 el cual estará vigente hasta el 31 de octubre de 2019, posteriormente el Precio de Energía de Nodo base (PE_{No}) será igual al precio de nodo de retiro más próximo al nodo de inyección de la Planta Solar

Fotovoltaica Oruro determinado en los meses de noviembre y mayo (semestralmente) iniciándose en el mes de noviembre de 2019 coincidentemente con la aprobación de Precios de Nodo

FI: Factor de Indexación

$$FI = \left(a * \frac{IPC}{IPC_o} + b * \frac{PD}{PD_o} \right)$$

a: Proporción de los costos de generación en moneda nacional (41 %).

b: Proporción de los costos de generación en dólares estadounidenses (59 %).

IPC: Índice de Precios al Consumidor, será el segundo mes anterior a aquel en que se aplique el precio de generación para la Planta Solar Fotovoltaica Oruro.

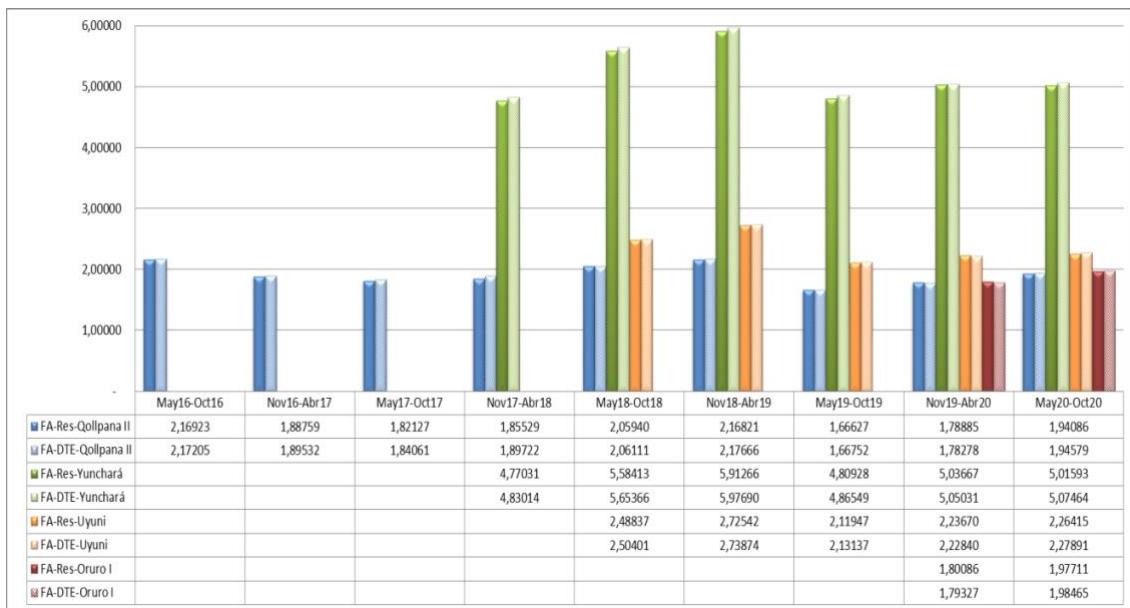
IPC_o: Índice de precios al consumidor base.

PD: Precio del dólar expresado en Bs/USD, será el vigente del 25 del mes anterior a aquel en que se aplique el precio de generación para la Planta Solar Fotovoltaica Oruro.

PD_o: Precio del dólar base expresado en Bs/USD.

Por otra parte, la comparación entre el Factor de Adaptabilidad aprobado por Resolución y los publicados en los Documentos de Transacciones Económicas del CNDC, se muestra en la siguiente gráfica:

GRÁFICO 8.– COMPARACIÓN DE LOS FACTORES DE ADAPTABILIDAD (Resolución Vs. DTE)



Fuente: Propio del Documento

La incidencia de los precios de nodo afecta directamente a la determinación del Factor de Adaptación y por ende el sobrecosto de energía para los proyectos de generación con fuentes de energías alternativas.

Finalmente, cabe señalar que los precios de nodo de energía pueden variar por la incorporación de nueva generación, en ese caso el precio de nodo de energía tiende a bajar, o en el mediano plazo no se consideran nuevos proyectos de generación, en ese caso el precio de nodo de energía tiende a subir.

3.4 Ingresos en los Fondos de Energías Alternativas (FOEA)

La generación con Energías Alternativas (y/o Renovables), establecida en el Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014, inicia una etapa de desarrollo a través de mecanismos de remuneración al interior del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La reglamentación del Decreto Supremo N° 2048 se realiza mediante la Resolución Ministerial 004-15 de 13 de enero de 2015, a través de la cual el Ministerio de Hidrocarburos y Energía define los criterios y el procedimiento para la aplicación de los Factores de Energías Alternativas.

En consecuencia, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) emite la Resolución AE N° 693/2014 de 31 de diciembre de 2014, a través de la cual define el procedimiento de determinación de los montos destinados a la generación de electricidad con energías alternativas, que deben ser incluidos en las cuentas individuales para cada Agente Distribuidor del SIN.

Posteriormente, la Resolución AE N° 169/2017 de 3 de abril de 2017, aprueba el procedimiento para la determinación de los saldos de las cuentas individuales de energías alternativas para las distribuidoras. Finalmente, la Resolución AE N° 267/2017 de 25 de mayo de 2017, complementa el procedimiento para la asignación de remuneración de energías alternativas en el SIN.

En abril de 2016 se realiza la primera aprobación de precios de generación para energías alternativas y del Factor de Adaptabilidad para el Parque Eólico Qollpana Fase II de propiedad de la Empresa Eléctrica Corani S.A.⁴. De igual manera, la Planta Solar Yunchará – Tarija de propiedad de la Empresa Eléctrica ENDE GUARACACHI S.A. obtuvo la primera aprobación de Factor de Adaptabilidad en octubre de 2017⁵. Posteriormente, la Planta Solar Uyuni – Potosí, también de propiedad de la Empresa Eléctrica ENDE GUARACACHI S.A., fue autorizada en abril de 2018, mientras que la Planta Solar Fotovoltaica de Oruro lo hizo en mayo de 2019⁶.

El Fondo de Energías Alternativas, presentó un saldo total de 20 millones de bolivianos en abril de 2015, que fue aumentando hasta octubre de 2017, logrando un monto aproximado de 175 millones de bolivianos. Durante éste período el FOEA creció a una tasa promedio de sesenta por ciento (60 %), equivalente a incrementos semestrales promedio de 40 millones de bolivianos (Ver Gráfico 9).

A partir de noviembre de 2017, los saldos del FOEA fueron disminuyendo a tasas cada vez mayores. La disminución en abril de 2018 alcanzó menos cinco coma cuatro por ciento (-5.4 %), en octubre del mismo año menos diez por ciento (-10.0 %), y en los semestres siguientes se registraron disminuciones de menos catorce por ciento (-14.0 %) (Abril 2019), menos dieciséis por ciento (-16.0 %) (Octubre 2019) y menos dieciocho (-18.0 %) (Abril 2020). Es importante señalar que la velocidad de disminución del FOEA se ha acelerado en los últimos 4 semestres, con un promedio de 19 millones de bolivianos. Esta tendencia no es sostenible en el tiempo y en el transcurso de cuatro semestres (dos años) el saldo podría llegar a cero.

Continuando con nuestro análisis, la participación (cuentas individuales) de las empresas distribuidoras en el FOEA se presenta en el Gráfico 10. En primer lugar, la CRE R.L. alcanza una participación máxima de cuarenta y nueve por ciento (49.0 %) del FOEA en abril de 2020. De igual manera, SEPSA, inicio su participación en el FOEA con doce coma cinco por ciento (12.5 %) y fue incrementando hasta lograr diecinueve por ciento (19.0 %) en abril de 2020, mientras que ENDE DEORURO logró una participación de diez coma seis por ciento (10.6 %) en el mismo período. Es importante señalar que todas las empresas distribuidoras aportan al FOEA a través de los ingresos que perciben por el Factor de Energía alternativa aplicado a la categoría domiciliaria de Gran Demanda, a excepción de SEPSA que lo hace a través de la categoría Industrial-2 e Industrial Alta Tensión.

Así también, en abril de 2020, SETAR alcanzó una participación del cinco coma cinco por ciento (5.5 %) y las empresas ENDE DELBENI, ENDE UYUNI y ENDE

⁴ Resolución AE N° 200/2016 de 27 de abril de 2016.

⁵ Resolución AE N° 597/2017 de 24 de octubre de 2017

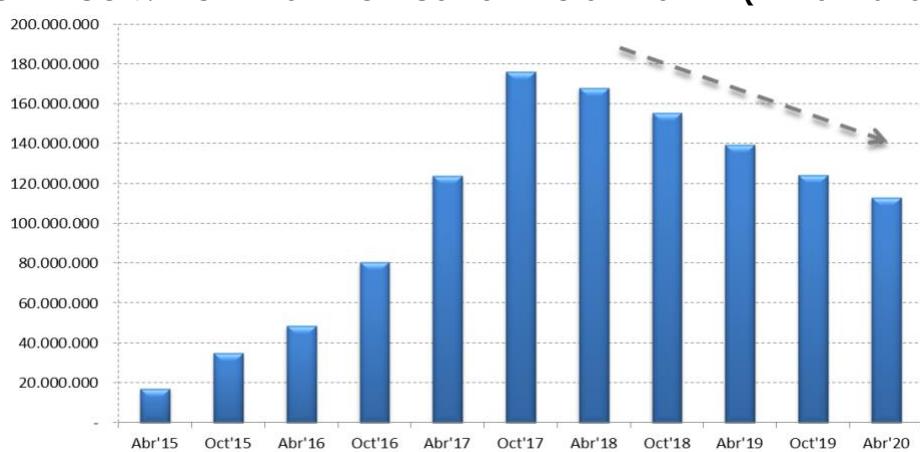
⁶ Resolución AE N° 212/2018 de 26 de abril de 2018 y Resolución AETN N° 610/ 2019 de 2 de mayo de 2019, respectivamente.

CAMARGO alcanzaron a tres coma noventa y cuatro por ciento (3.94 %) de participación en el FOEA.

En contraposición, DELAPAZ inició su participación en el FOEA con el veintitrés por ciento (23.0 %), sin embargo, fue disminuyendo paulatinamente, alcanzando a uno coma treinta y cinco (1.35 %) a abril de 2020. Así también, ELFEC disminuyó su participación del doce por ciento (12.0 %) de abril 2015 a seis coma ocho por ciento (6.8 %) a abril 2020.

Finalmente, es importante señalar que el setenta y ocho por ciento (78.0 %) del FOEA se concentra en tres empresas distribuidoras: CRE R.L. (48.5 %), SEPSA (19.0 %) y CESSA (10.6 %), tal como se aprecia en los siguientes gráficos:

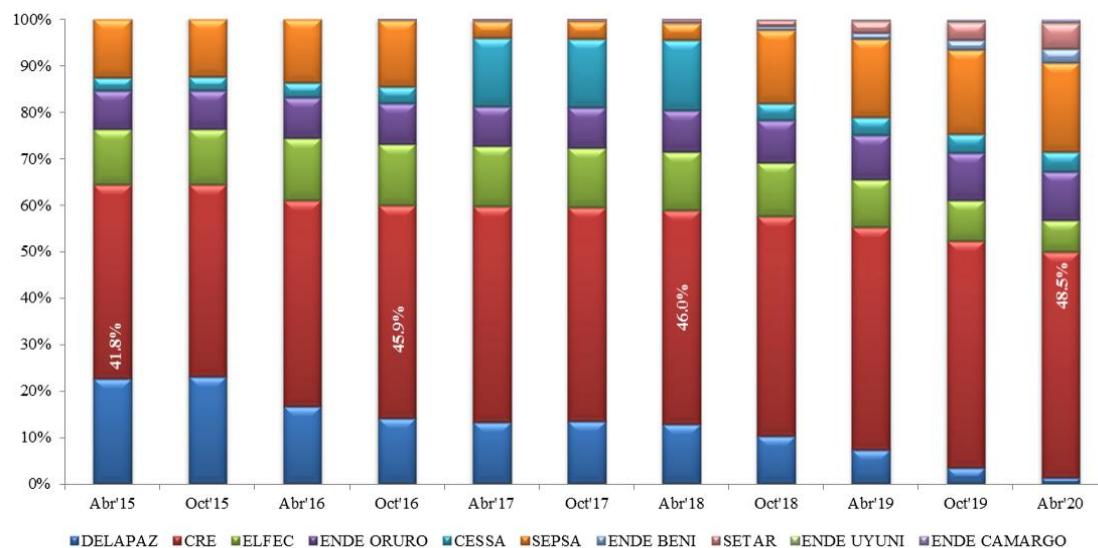
GRÁFICO 9.– FOEA – SALDO ACUMULADO SEMESTRAL (En Bolivianos)



Fuente: Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear

Elaboración: Propia

**GRÁFICO 10.– FOEA – PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN
(Porcentaje)**



Fuente: Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear

Elaboración: Propia

3.5 Saldos Individuales de los Fondos de Estabilización

El Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, tiene por objeto establecer medidas que permitan estabilizar las tarifas de electricidad a través de la creación del Fondo de Estabilización del Mercado Mayorista (FEM) y el Fondo de Estabilización de Distribución (FED).

“Mercado Eléctrico Mayorista – MEM

(...) c) Se dispone la creación de Fondos de Estabilización del Mercado Mayorista como cuentas individuales para cada agente Generador y para cada agente Distribuidor del SIN, en los que se incluirán los montos mensuales correspondientes a las diferencias entre los valores por venta de energía y potencia en el mercado spot del MEM, y los determinados con los precios de nodo de aplicación.

(...).

Distribución

(...) b) Se dispone la creación de Fondos de Estabilización de Distribución como cuentas individuales para cada agente Distribuidor, en los que se incluirán los montos mensuales correspondientes a las diferencias entre los valores por ventas a sus consumidores regulados determinados con los cargos tarifarios aprobados y los cargos tarifarios de aplicación y, otros montos resultantes de ajustes previamente analizados y justificados por la Superintendencia de Electricidad.

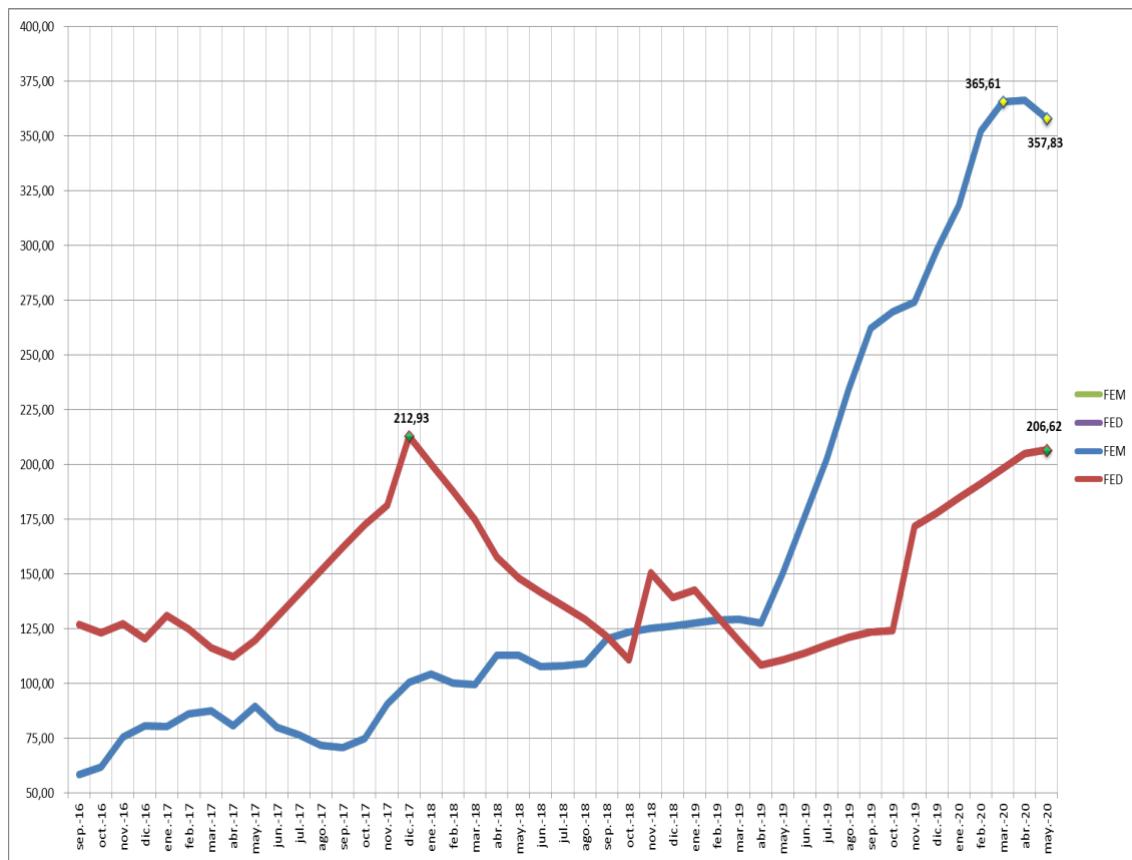
(...)."

3.5.1 Saldos Individuales del FEM y FED

Considerando los datos históricos de los Fondos de Estabilización desde el ingreso en operación del “Parque Eólico Qollpana Fase II”, a partir de septiembre de 2016, se tienen los siguientes resultados:

GRÁFICO 11.- ESTADÍSTICA DEL LOS FONDOS DE ESTABILIZACIÓN

SEP16-ABR20 (MMBs)



Fuente: Información proporcionada por la AETN

Elaboración: Propia

Bajo esta situación, los saldos preliminares del Fondo de Estabilización en el Mercado Mayorista (FEM) y del Fondo de Estabilización de Distribución (FED), a abril 2020, detallados en la Resolución AETN N° 152/2020 de 19 de mayo de 2020, muestran los siguientes resultados:

CUADRO 6.- ESTADÍSTICA PRECIOS

EMPRESA	TOTAL FEM ACUMULADO A ABRIL 2020 (Bs)	TOTAL FED ACUMULADO A ABRIL 2020 (Bs)	TOTAL FONDOS ACUMULADO A ABRIL 2020 (Bs)
DELAPAZ	156.403.004,15	18.439.918,84	174.842.922,99
CRE R.L.	40.548.434,02	105.709.440,13	146.257.874,15
ELFEC	123.230.665,87	21.411.986,18	144.642.652,05
ENDE DEORURO	35.264.530,82	27.523.373,24	62.787.904,06
CESSA	19.187.415,21	35.002.049,79	54.189.465,00
SEPSA	(53.775.934,31)	(62.644.308,13)	(116.420.242,44)
ENDE DELBENI S.A.M.	43.654.656,93	47.655.161,95	91.309.818,88
ENDE CAMARGO	4.788.985,70	3.131.361,67	15.183.039,87
ENDE UYUNI		7.262.692,50	
SETAR	(3.509.307,23)	1.586.461,18	(1.922.846,05)
EMDEECRUZ	350.395,49		350.395,49
TOTAL	366.142.846,65	205.078.137,35	571.220.984,00

Fuente: Resolución AETN N° 152/2020 de 19 de mayo de 2020

Elaboración: Propia

3.5.2 Saldos Individuales del FOEA

Por otra parte, el parágrafo III, Artículo 3 (CUENTAS INDIVIDUALES) del Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014, señala lo siguiente: “El Ministerio de Hidrocarburos y Energía, mediante Resolución Ministerial, reglamentará los criterios para la aplicación de los Factores de Energías Alternativas.”

En este sentido, el Ministerio de Energías (MEN) mediante Resolución Ministerial N° 004-15 de 13 de enero de 2015, entre otros aprobó los “Criterios para la Aplicación de los Factores de Energías Alternativas”, que en el parágrafo I del Artículo Tercero (DIRECTRICES PARA DETERMINAR LOS FACTORES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS), señala lo siguiente: “Las cuentas individuales creadas mediante el Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014 permitirán una remuneración adicional a la obtenida en el Mercado Spot. Estas cuentas individuales en ningún caso deberán tener saldos negativos o factores que en lugar de acumular reduzcan los saldos existentes, por lo tanto los Factores de Energías Alternativas deberán siempre ser mayores a 1 (uno).”

Bajo esta situación, los saldos preliminares del Fondo de Energías Alternativas (FOEA) a abril 2020, detallados en la Resolución AETN N° 152/2020 de 19 de mayo de 2020, muestra los siguientes resultados:

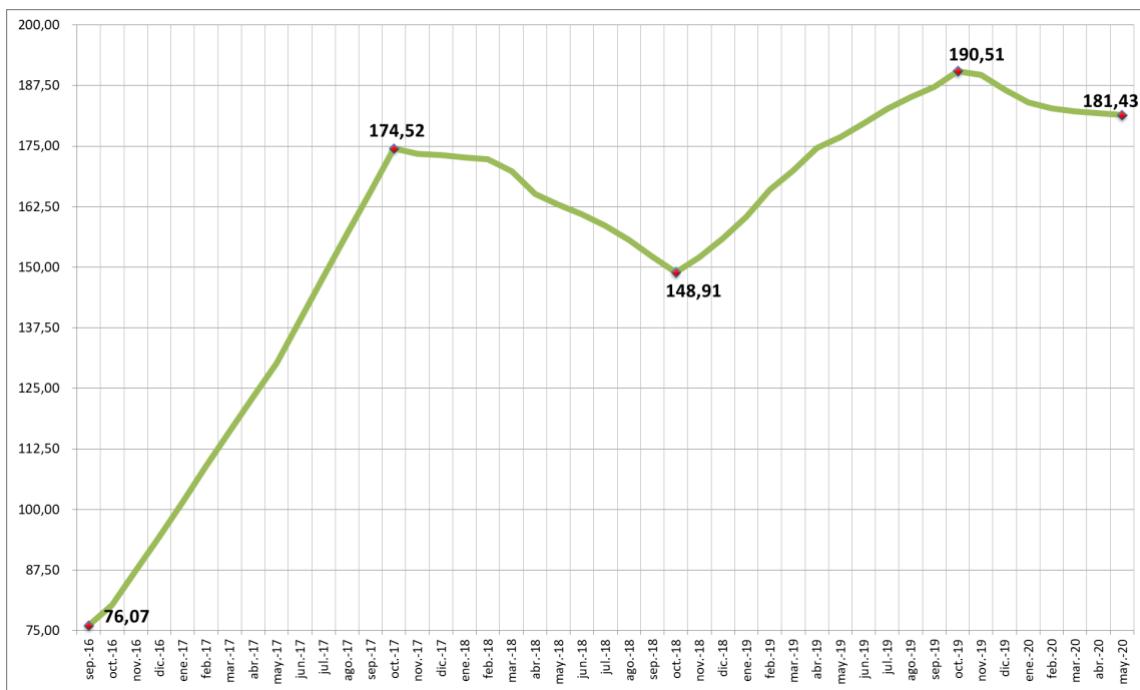
CUADRO 7.- ESTADÍSTICA PRECIOS

EMPRESA	TOTAL FOEA ACUMULADO A ABRIL 2020 (Bs)
DELAPAZ	11.357.013,33
CRE R.L.	74.128.877,43
ELFEC	27.572.712,56
SEPSA	42.662.574,71
CESSA	6.030.181,22
ENDE DEORURO	29.657.389,84
ENDE DELBENI S.A.M.	(3.328.115,53)
SETAR	(5.398.963,55)
ENDE UYUNI	(293.435,27)
ENDE CAMARGO	(628.015,92)
TOTAL	181.760.218,82

Fuente: Resolución AETN N° 152/2020 de 19 de mayo de 2020

El histórico del Fondo de Estabilización de Energías Alternativas a abril 2020, se muestra en la siguiente gráfica:

GRÁFICO 12.– ACUMULACIÓN FOEA A ABRIL 2020 (MMBs)

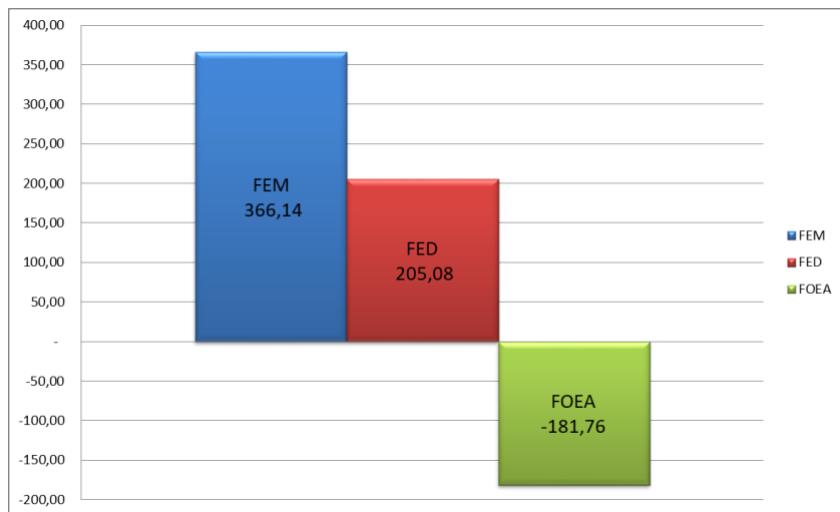


Fuente: Resolución AETN N° 152/2020 de 19 de mayo de 2020

Elaboración: Propia

Los saldos totales preliminares del FEM, FED y FOEA a abril 2020, de acuerdo a la citada Resolución, presentan como resultado los siguientes valores:

GRÁFICO 13.– ACUMULACIÓN FEM, FED Y FOEA A ABRIL 2020 (MMBs)

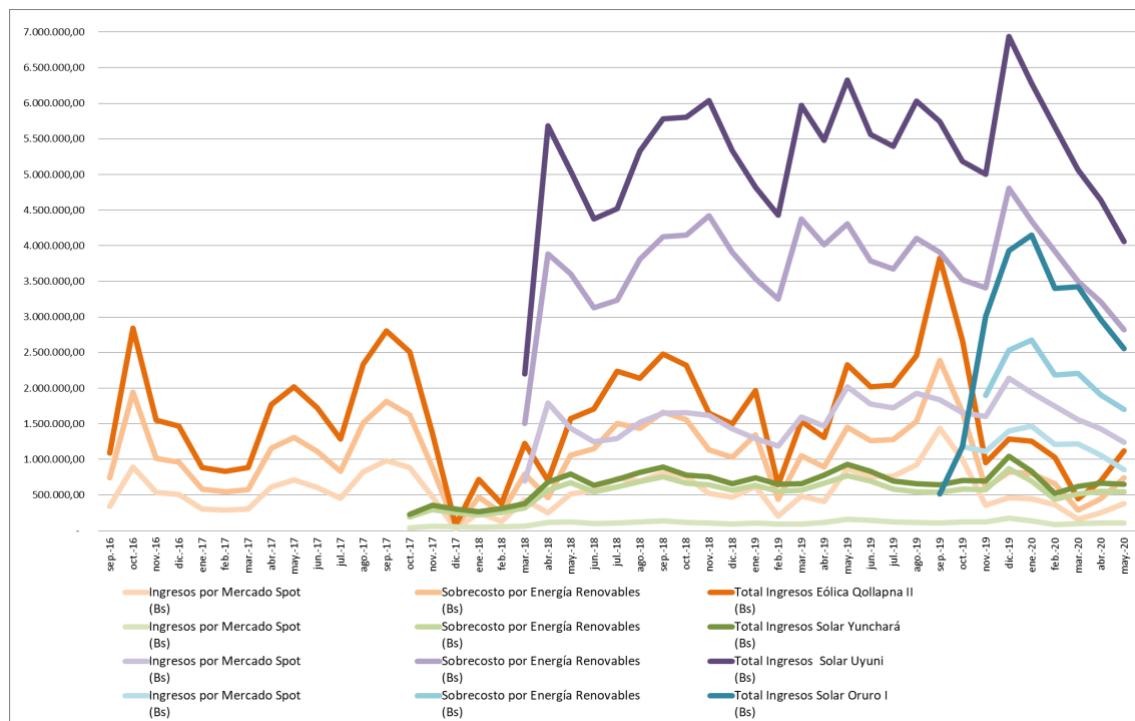


Fuente: Resolución AETN N° 152/2020 de 19 de mayo de 2020
Elaboración: Propia

3.5.3 Remuneración de sobrecostos para la generación con fuentes de energías alternativas

Con la aplicación de los Factores de Adaptabilidad en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), se obtiene el sobrecosto al ingreso por el Mercado Spot para cada una de las generadoras con fuentes de Energías Alternativas, tal como se muestra en la siguiente gráfica:

GRÁFICO 14.- INGRESOS DEL MEM A LA GENERACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS (Bs)



Fuente: Propio del Documento

Los proyectos de generación con fuentes de energías alternativas, desde septiembre 2016 a mayo 2020, sus ingresos son los que se detallan en el siguiente cuadro:

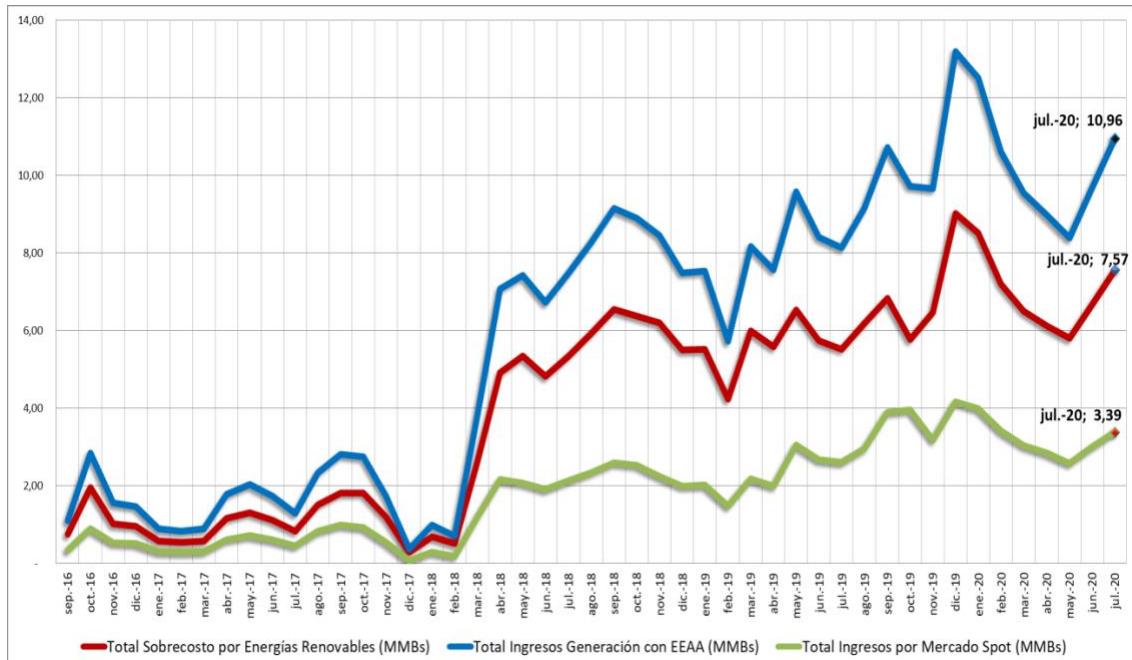
CUADRO 8.- TOTAL INGRESOS PARA LA GENERACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS (MMBs)

Total Ingresos (Millones de Bolivianos - MMBs)	May16-Oct16 (desde sep16)	Nov16-Abr17	May17-Oct17	Nov17-Abr18	May18-Oct18	Nov18-Abr19	May19-Oct19	Nov19-Apr20	May20-Oct20 (a jul20)
Parque Eólico Qollpana Fase II	3,93	7,38	12,69	4,48	12,46	8,60	15,34	5,67	5,33
Planta Solar Yunchará – Tarija	-	-	0,23	2,30	4,64	4,25	4,47	4,37	2,16
Planta Solar Uyuni – Potosí	-	-	-	7,88	30,86	32,09	34,23	33,60	13,67
Planta Solar Fotovoltaica Oruro	-	-	-	-	-	-	1,70	20,88	7,86
Total Ingresos Generación con EEAA (MMBs)	3,93	7,38	12,91	14,66	47,95	44,94	55,74	64,52	29,03

Fuente: Propio del documento

En el siguiente gráfico se muestra los ingresos por Mercado Spot, por sobrecosto de Energías Alternativas y el total para los cuatro proyectos en operación en el SIN:

GRÁFICO 15.- INGRESOS PARA LA GENERACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS (MMBs)



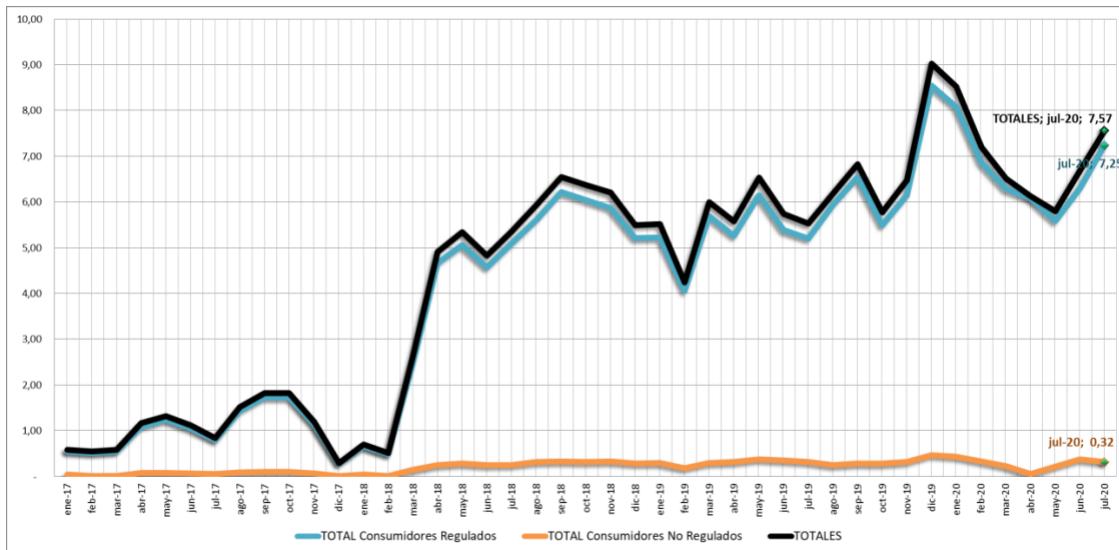
Fuente: Propio del Documento

De la gráfica anterior, para el semestre nov19-abr20, el ingreso promedio mensual por Mercado Spot alcanza a 3.44 MMBs, el ingreso promedio mensual por sobrecosto de energías alternativas asciende a 7.31 MMBs, y el ingreso requerido para la generación con fuentes de energías alternativas llega a 10.75 MMBs como promedio mensual.

3.5.4 Distribución de Sobrecosto por la Generación con Energías Alternativas en operación

Si bien en el punto anterior se observó que por sobrecosto de la generación con fuentes de energías alternativas alcanza a MMBs.7.57.- para jul20, por el otro lado, los pagos que realizaron por este sobrecosto por los Consumidores Regulados y No Regulados, se muestra en la siguiente gráfica:

GRÁFICO 16.– DISTRIBUCIÓN DE SOBRECOSTO POR CONSUMIDORES REGULADOS Y NO REGULADOS PARA LA GENERACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS (MMBs)



Fuente: Propio del Documento

Los Agentes Distribuidores y los Consumidores No Regulados pagaron de forma semestral por el sobrecosto de la remuneración en el SIN de la generación con fuentes de energías alternativas, según la siguiente distribución:

CUADRO 9.– TOTAL SOBRECOSTO PAGADOS POR LOS CONSUMIDORES REGULADOS Y NO REGULADOS AL SIN PARA LA GENERACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS (MMBs)

CARGOS POR RETIROS (Bs) c/IVA	May17-Oct17	Nov17-Abr18	May18-Oct18	Nov18-Apr19	May19-Oct19	Nov19-Apr20	May20-Oct20 a Jul20
TOTAL Consumidores Regulados	7,95	9,69	32,62	31,33	34,72	42,04	7,25
TOTAL Consumidores No Regulados	0,46	0,52	1,76	1,71	1,87	1,85	0,32
TOTALES	8,41	10,21	34,38	33,04	36,59	43,89	7,57

Fuente: Propio del documento

Finalmente, el análisis de la situación actual descrita en los puntos precedentes del presente Estudio, para el mecanismo de remuneración del Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014 y análisis de su aplicación en proyectos de generación con fuentes de energías alternativas que se encuentran en operación, se concluye lo siguiente:

- De acuerdo al parágrafo II del Decreto Supremo N° 2048, están garantizados la remuneración mensual a los generadores que cuentan con proyectos de Energías Alternativas; ya que los sobrecostos de estos,

son cubiertos por los agentes que conforman la demanda en proporción a su consumo de energía, lo cual es registrado mensualmente por el CNDC.

- Conforme lo establecido la Resolución AE N° 693/2014 de 31 de diciembre de 2014, que aprueba el “Procedimiento de Determinación de los montos destinados a la generación de electricidad con Energías Alternativas”, el Ente Regulador considerando los Fondos de Estabilización (FED y FEM) y sus correspondientes Factores de Estabilización, los Precios de Nodo de Energía y Potencia, Potencia Desplazada, Reserva Fría y Compensación por Ubicación y Peajes Unitarios por uso de Instalaciones del STI; semestralmente determina los Factores de Energías Alternativas, mediante los cuales se determina el ingreso semestral a los Fondos de Energías Alternativas.
- En aplicación de los Decretos Supremos N° 27302, N° 27492, N° 1536, N° 3187 y N° 2048, y la Resolución Ministerial N° 004-15, el Ente Regulador determina los Factores de Energías Alternativas, solo para las Categorías Grandes Demandas.
- Si bien es una obligación de la demanda cubrir los sobrecostos de los proyectos de Energías Alternativas, el Ente Regulador determina los Factores de Energías Alternativas con cierta discrecionalidad; ya que no hay un procedimiento que reglamente dicho cálculo.
- Existen Distribuidores que no tienen Fondo de Energías Alternativas, dado que no cuentan con la categoría Grandes Demandas.

4 ANÁLISIS DE CRITERIOS DE REMUNERACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS DE LA RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 004-15 DE 13 DE ENERO DE 2015

En el punto 3.1 (CRITERIOS DE REMUNERACIÓN) del presente documento, se detalló el funcionamiento de la remuneración para los proyectos de generación con fuentes de energías alternativas en el SIN, en resumen se tiene:

- El Ente Regulador aprueba los Factores de Adaptabilidad conjuntamente los precios de nodo (cada semestre: en abril para el periodo mayo – octubre; y en octubre para el periodo noviembre – abril).
- El Ente Operador registra las transacciones y determina la remuneración aplicando los Factores de Adaptabilidad. La diferencia lo cubre la demanda del MEM en proporción a su consumo de energía.
- El balance de pagos y cobros de la remuneración, son ajustados en la reliquidación por potencia de punta.

Con relación a las cuentas individuales de los Distribuidores destinadas a cubrir los costos de la generación con fuentes de energías alternativas, se establece:

- Se crean las cuentas individuales para las Distribuidoras (en ningún caso pueden tener saldos negativos), para incluir los montos que cubran la remuneración por efecto del Factor de Adaptabilidad para la generación con fuentes de energías alternativas.
- El Ente Regulador aprueba de forma semestral los Factores de Energías Alternativas (siempre mayores que uno) conjuntamente los Factores de Estabilización, cuyo procedimiento es:
 - Impacto Tarifario Inicial (con los Factores de Estabilización y Factores de Energías Alternativas vigentes, y los resultados de los precios de nodo preliminar, se determinan los impactos iniciales).
 - Planteamiento de nuevos escenarios (se analiza el estado de las cuentas individuales de los Fondos de Estabilización y consideración del ingreso de nuevos proyectos de generación con fuentes de energías alternativas).
 - Generación de nuevos escenarios (proyección de ingresos y egresos para cada empresa, proyección de la remuneración de la generación con energías alternativas en operación y de los nuevos proyectos de estas mismas características).
 - Los resultados finales de los Factores de Estabilización y Factores de Energías Alternativas, se ponen en conocimiento del VMEEA para su consideración y/o aprobación.
- Por el momento, los aportantes para el Fondo de Energías Alternativas (FOEA) son las categorías Domiciliarias de Gran Demanda (DELAPAZ, CRE R.L., ELFEC, CESSA y ENDE DEORURO), excepcionalmente SEPSA a través de la categoría Industrial-2 e Industrial Alta Tensión, SETAR con las

categorías Industrial 2 y General 2 y ENDE Camargo con la categoría Industrial GD-MT. El procedimiento de la misma, está sujeto a las Resoluciones AE N° 693/2014 de 31 de diciembre de 2014 (Procedimiento de Determinación de los montos destinados a la generación de electricidad con Energías Alternativas); AE N° 169/2017 de 3 de abril de 2017 (Procedimiento para la determinación de los saldos de las cuentas individuales de energías alternativas para las Distribuidoras); y AE N° 267/2017 de 25 de mayo de 2017 (Procedimiento para asignación de la remuneración de energías alternativas en el SIN).

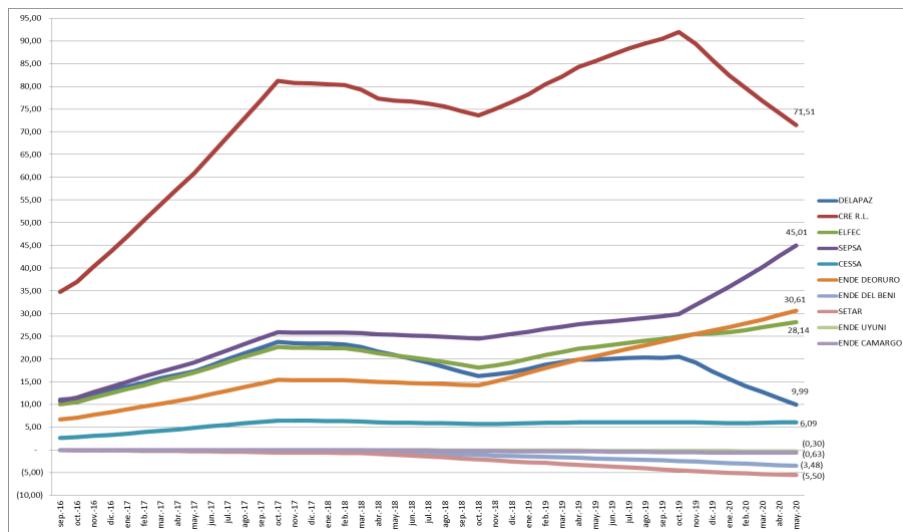
4.1 Saldos Individuales de los Fondos de Estabilización

El parágrafo II del Artículo 2 (MECANISMO DE REMUNERACIÓN) del Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014, señala claramente que la remuneración de la generación con fuentes de energías alternativas, será cubierta por los Agentes que conforman la demanda de electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista en proporción a su consumo de energía.

El parágrafo I del Artículo Tercero (DIRECTRICES PARA DETERMINAR LOS FACTORES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS) de la Resolución N° 004-15 de 13 de enero de 2015, establece: “Las cuentas individuales creadas mediante el Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014 permitirán una remuneración adicional a la obtenida en el Mercado Spot. Estas cuentas individuales en ningún caso deberán tener saldos negativos o factores que en lugar de acumular reduzcan los saldos existentes, por lo tanto los Factores de Energías Alternativas deberán siempre ser mayores a 1 (uno).”

Considerando que las cuentas individuales en ningún caso deberán tener saldos negativos o factores que en lugar de acumular reduzcan los saldos existentes, esta situación se analizó en el punto 3.5.2. (SALDOS INDIVIDUALES DEL FOEA) del presente documento, teniendo como resultado un Fondo de Energías Alternativas (FOEA) acumulado a abril 2020 de Bs.181'760,218.82 como información preliminar según la AETN. En la siguiente gráfica se observa el acumulado del FOEA por distribuidora, hasta abril 2020:

GRÁFICO 17.– ESTADÍSTICA FONDO DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS POR DISTRIBUIDORAS A ABRIL 2020 (En Millones de Bolivianos)

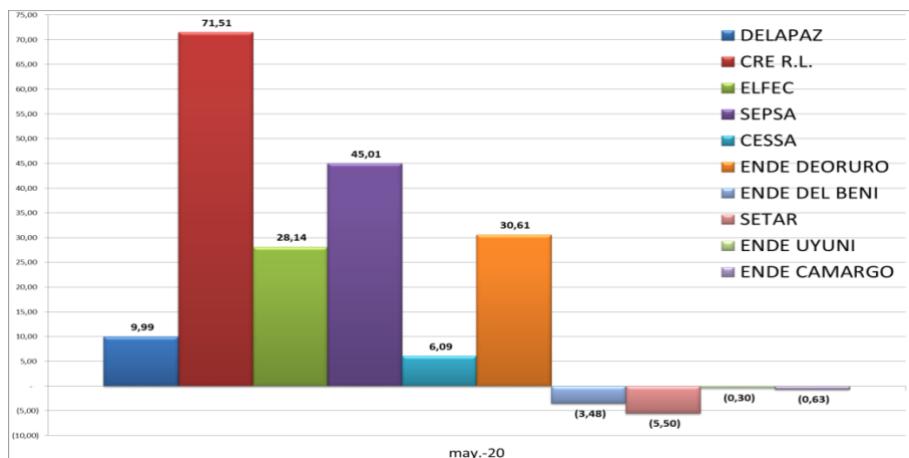


Fuente: Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear

Elaboración: Propia

En la gráfica anterior, se observa que para abril 2020 el acumulado de los FOEA por Distribuidora la mayoría está con números positivos; sin embargo, algunas Distribuidoras (ENDE UYUNI y ENDE DELBENI), al no contar con un mecanismo de acumulación como las otras Distribuidoras (por ingresos de Gran Demanda en la mayoría), estas están con números negativos.

GRÁFICO 18.- SALDO ACUMULADO DEL FONDO DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS POR DISTRIBUIDORAS A ABRIL 2020 (En Millones de Bolivianos)

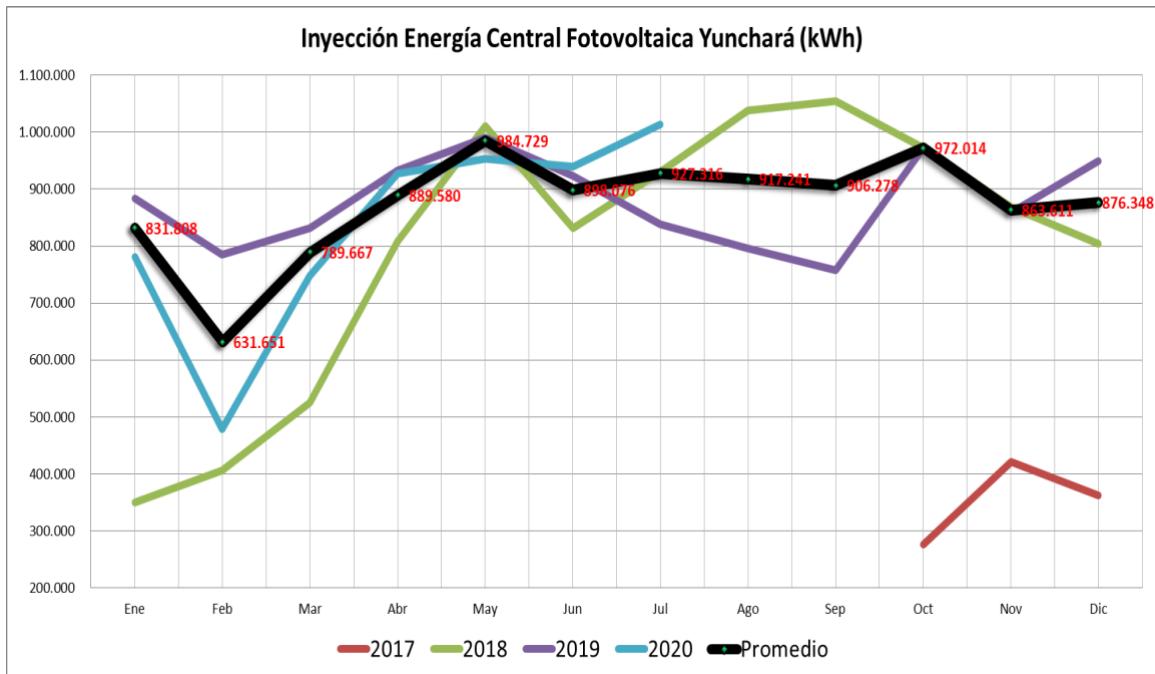
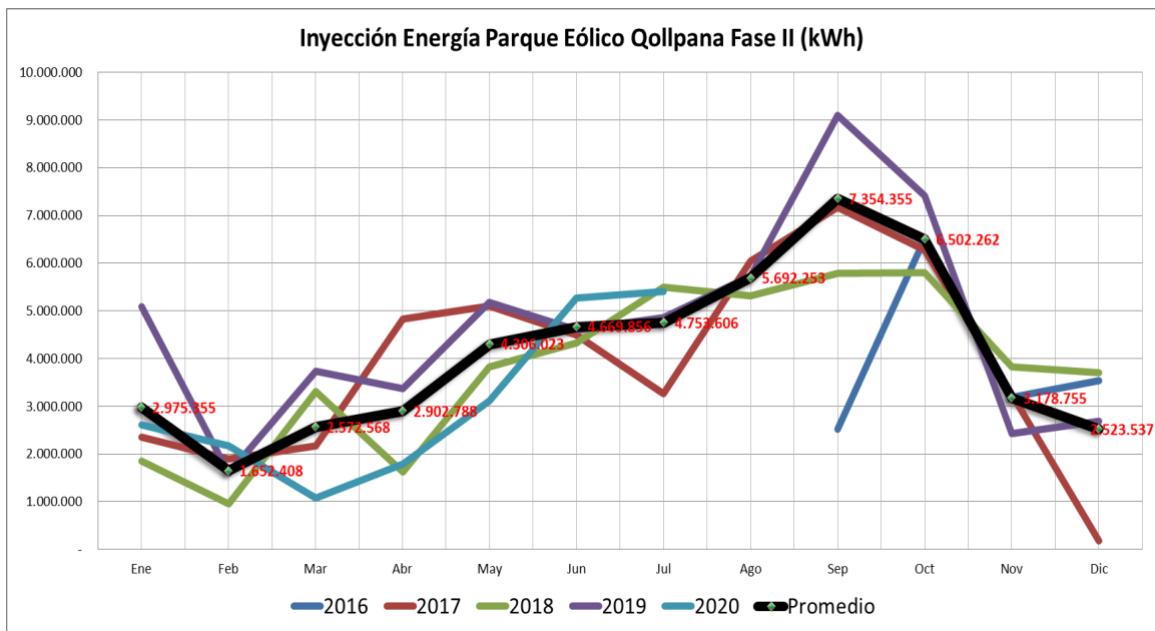


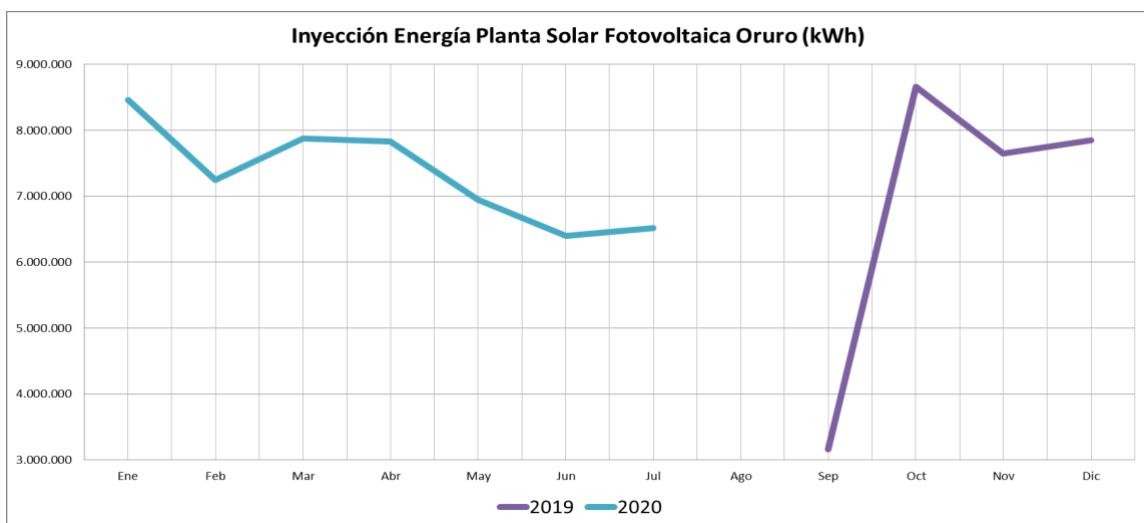
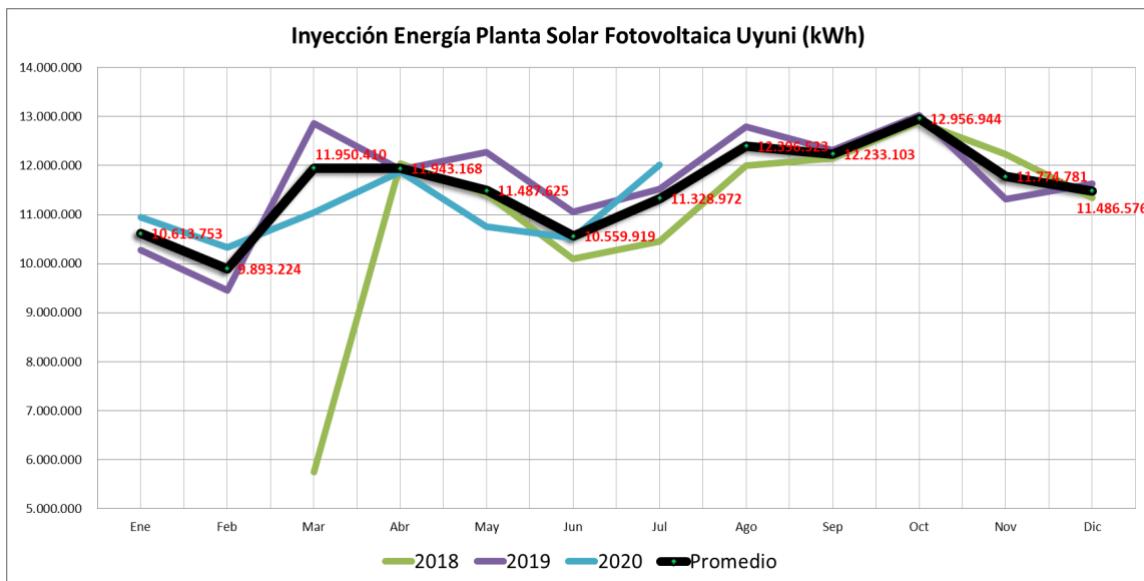
Fuente: Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear

Elaboración: Propia

Por otra parte, a partir de la operación comercial del proyecto “Parque Eólico Qollpana Fase II”, desde septiembre de 2016, la inyección de energía al SIN a mayo 2020, por el conjunto de la generación de electricidad con fuentes de energías alternativas, se tienen los siguientes resultados:

GRÁFICO 19.- INYECCIÓN ENERGÍA GENERACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS (kWh)





Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

Elaboración: Propia

CUADRO 10.– TOTAL INYECCIÓN ENERGÍA POR AÑO GENERACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS (kWh)

INYECCIÓN ENERGÍA EEAA	AÑO	Total (kWh)	
Parque Eólico Qollpana Fase II	2016	15.751.143	Desde sep16
	2017	47.009.234	Año entero
	2018	45.809.380	Año entero
	2019	55.804.889	Año entero
	2020	21.426.032	Hasta Jul20
Central Fotovoltaica Yunchará	2017	1.059.776	Desde oct17
	2018	9.601.138	Año entero
	2019	10.516.731	Año entero
	2020	5.839.824	Hasta Jul20
Planta Solar Uyuni	2018	110.377.385	Desde mar18
	2019	140.446.267	Año entero
	2020	77.494.002	Hasta Jul20
Planta Solar Fotovoltaica Oruro	2019	27.317.612	Desde sep19
	2020	51.257.254	Hasta Jul20

Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

Elaboración: Propia

A raíz del cuadro anterior, cada generador con fuentes de energías alternativas que inyectó energía al SIN, debe ser remunerado y según los registros de los Documentos de Transacciones Económicas (DTE) del CNDC, la cual fue detallada en el punto 3.5.3. (REMUNERACIÓN DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS EN OPERACIÓN) del presente documento, el sobrecosto por la incorporación de la generación con fuentes de energías alternativas, para julio 2020, asciende a un total de Bs.7'566,413.76 y cuyo detalle semestral desde el periodo may16 – oct16 al periodo may20 – oct20, se muestra en la siguiente tabla:

CUADRO 11.– TOTAL SOBRECOSTOS SEMESTRAL POR ENERGÍAS ALTERNATIVAS (Millones de bolivianos)

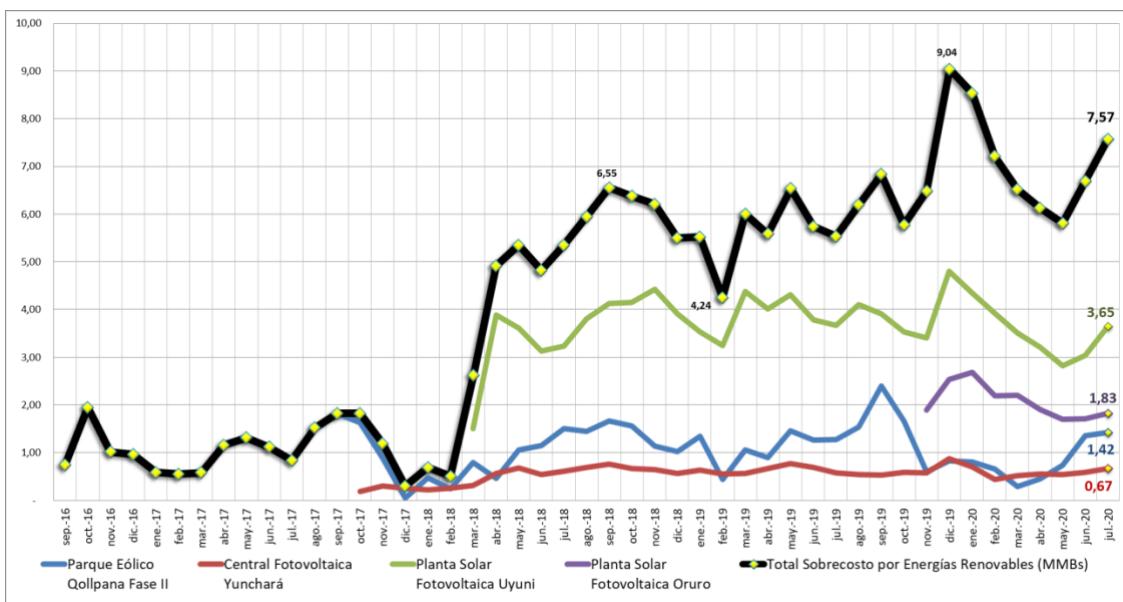
Total por Sobrecosto por Energía Renovables (Millones de Bolivianos)	May16-Oct16 (desde sep16)	Nov16-Abr17	May17-Oct17	Nov17-Abr18	May18-Oct18	Nov18-Abr19	May19-Oct19	Nov19-Abr20	May20-Oct20 (a jul20)
Parque Eólico Qollpana Fase II	2,69	4,83	8,22	2,91	8,39	5,89	9,59	3,63	3,51
Planta Solar Yunchará – Tarija			0,19	1,90	3,94	3,64	3,70	3,65	1,81
Planta Solar Uyuni – Potosí				5,40	22,05	23,50	23,30	23,20	9,51
Planta Solar Fotovoltaica Oruro								13,41	5,23
Total Sobrecosto por EEAA (MMBs)	2,69	4,83	8,41	10,21	34,38	33,04	36,59	43,89	20,06

Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

Elaboración: Propia

En la siguiente gráfica podemos apreciar la evolución del sobrecosto por la incorporación de la generación con fuentes de energías alternativas en el SIN, según reportes del CNDC:

GRÁFICO 20.– ESTADÍSTICA SOBRECOSTO POR ENERGÍAS ALTERNATIVAS (Millones de bolivianos)



Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

Elaboración: Propia

Como el FOEA a abril 2020 tiene un acumulado aproximado de MMBs.181.79.-, se puede observar que el sobrecosto por la generación con fuentes de energías alternativas en promedio mensual está por encima de siete millones de

bolivianos (\approx 7 MMBs/mes), lo que significa que hasta el momento el FOEA cubre satisfactoriamente la remuneración de los proyectos de generación con fuentes de energías alternativas en actual operación en el SIN.

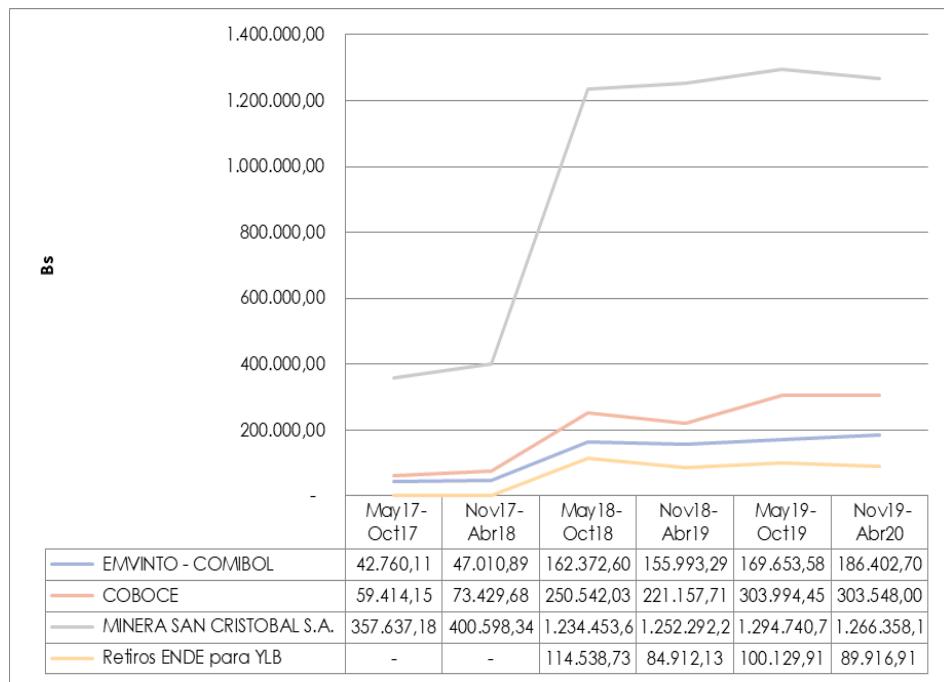
4.2 Pago de los Consumidores No regulados al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista MEM, Consumidores Domiciliarios Mayores a 1,000 Kilovatios (hora (kWh) u otro nivel que sea aprobado por el Ente Regulador en el marco del Decreto Supremo N° 1536, Subsidios Focalizados, Diferencia entre los Precios de Energía Spot y de Aplicación, y otros ingresos adicionales que pudiesen crearse y/o aplicarse

Con base a las Directrices para determinar los Factores de Energías Alternativas, descritas en el numeral II del artículo Tercero de la Resolución Ministerial N° 004-15 de 13 de enero de 2015, en los siguientes puntos del presente estudio, se describe los ingresos que podrían considerarse en el Fondo de Energías Alternativas.

4.2.1 Pago de los Consumidores No Regulados al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista MEM

De acuerdo a lo estipulado en el parágrafo II del Artículo 2 del Decreto Supremo N° 2048, que establece que “*El Comité Nacional de Despacho de Carga, registrará mensualmente las transacciones efectuadas por la generación de electricidad de los proyectos de Energías Alternativas y determinará la remuneración por efecto de la aplicación del valor de ajuste por adaptabilidad, la misma que será cubierta por los agentes que conforman la demanda de electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista en proporción a su consumo de energía*”. En este sentido, los Consumidores No Regulados, además de realizar su contribución al Fondo de Estabilización del Mercado Mayorista (FEM), conforme lo establecido en los Decretos Supremos N° 1536 y N° 3187, también deben pagar mensualmente a los Proyectos de generación con fuentes de Energías Alternativas.

GRÁFICO 21.– PAGO DE CONSUMIDORES NO REGULADOS A LAS ENERGÍAS ALTERNATIVAS POR SEMESTRE (Bs)

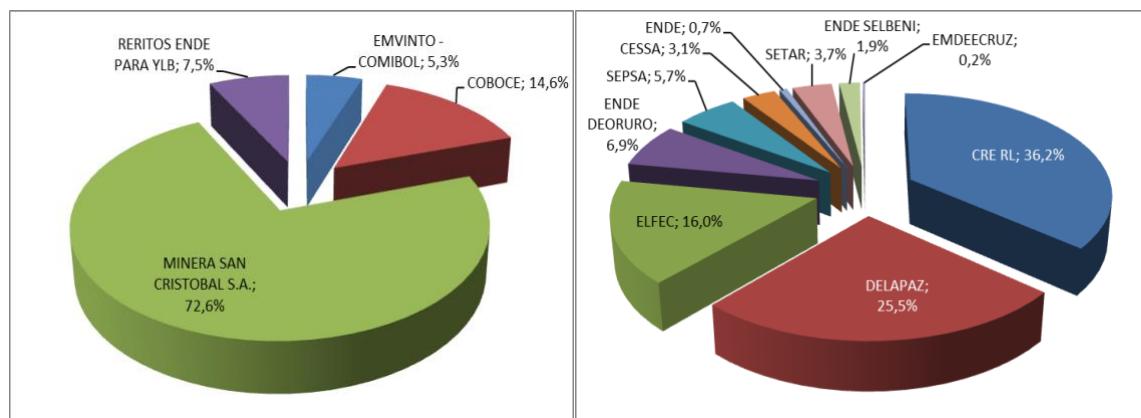


Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

Elaboración: Propia

Del cuadro anterior, los pagos semestrales que realizan los Consumidores No Regulados a los Proyectos de Energías Alternativas, en el último semestre Nov19-Abr20, los Consumidores No Regulados pagan un promedio de 4.21 % del total (Minera San Cristóbal es la que más aporta 3.06 %) y el resto es cubierto por las Distribuidoras.

GRÁFICO 22.- PARTICIPACIÓN DE PAGOS DE CR Y CNR A LAS ENERGÍAS ALTERNATIVAS / MES DE JULIO 2020

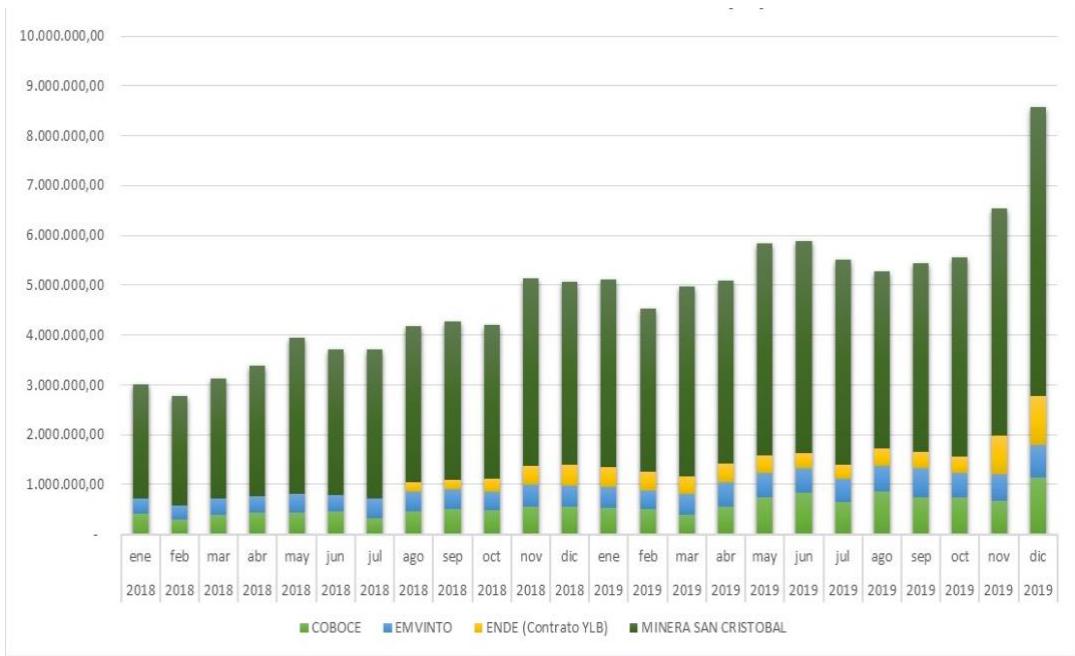


Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

Elaboración: Propia

En el gráfico siguiente muestra el pago realizado por los Consumidores No Regulados al Fondo de Estabilización del Mercado Mayorista, en el periodo enero 2018 a diciembre 2019, en aplicación de los Decretos Supremos N° 1536 y N° 3187.

GRÁFICO 23.- PAGO POR MES CONSUMIDORES NO REGULADOS AL FEM (Bs)

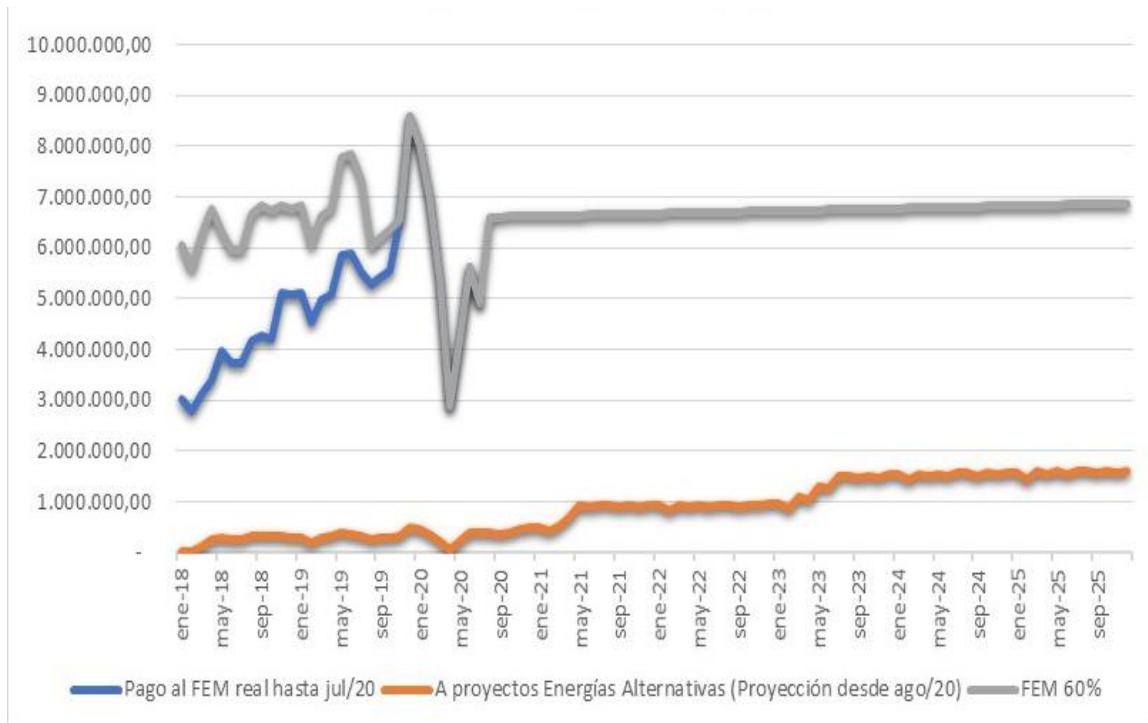


Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

Elaboración: Propia

El pago de los No Regulados al FEM, siguiendo una tendencia moderada en el mediano plazo, tendería alrededor de los 7 millones de Bs por mes, tal como se muestra en la siguiente gráfica.

GRÁFICO 24.– PAGO CONSUMIDORES NO REGULADOS (Bs)



Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

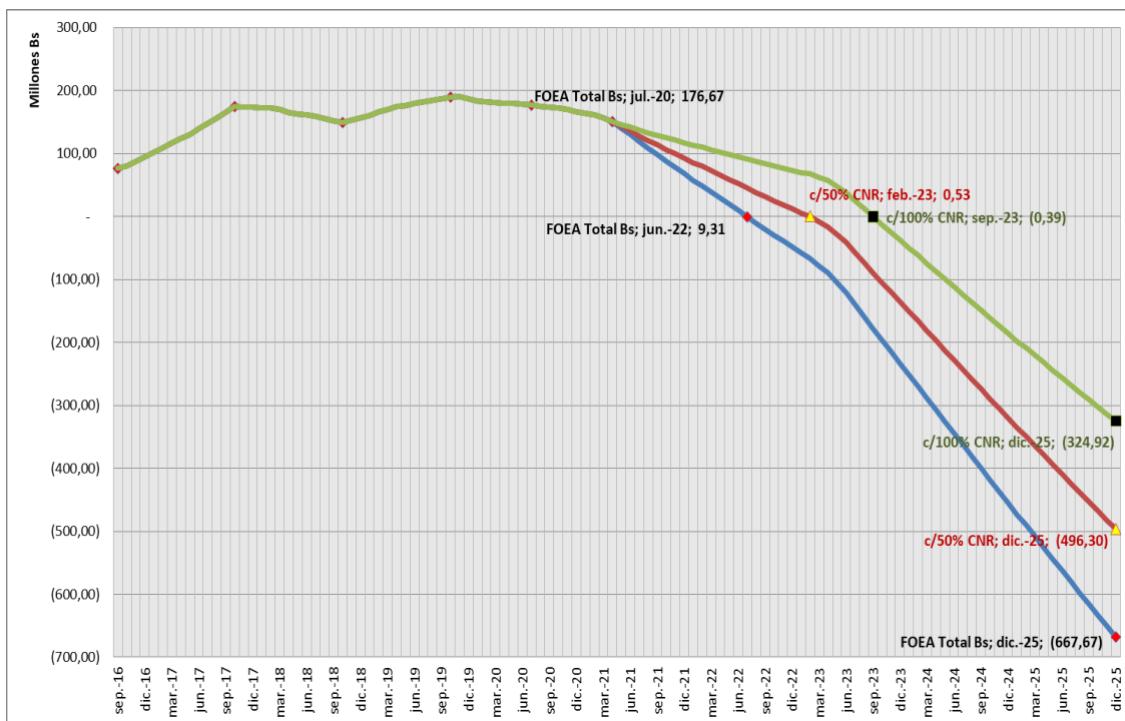
Elaboración: Propia

Es decir, si parte de los pagos de los Consumidores No Regulados al Fondo de Estabilización del Mercado Mayorista, fueran reorientados para pagar la

generación con fuentes de energías alternativas, aliviarían al FOEA de las distribuidoras.

Considerando que el 50% y luego el 100% de los pagos de los CNR al FEM fueran traspasados al FOEA a partir de mayo 2021, tomando en cuenta que los Factores de Energías Alternativas fueran los mismos que se aprobaron para el periodo mayo – octubre 2020, se tendría una mejora en el FOEA acumulado, tal como se muestra en la siguiente gráfica:

GRÁFICO 25.– FONDO DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS ACUMULADO CON EL APORTE DEL 100% y 50% DEL FEM PAGADO POR LOS CONSUMIDORES NO REGULADOS (Millones Bs)



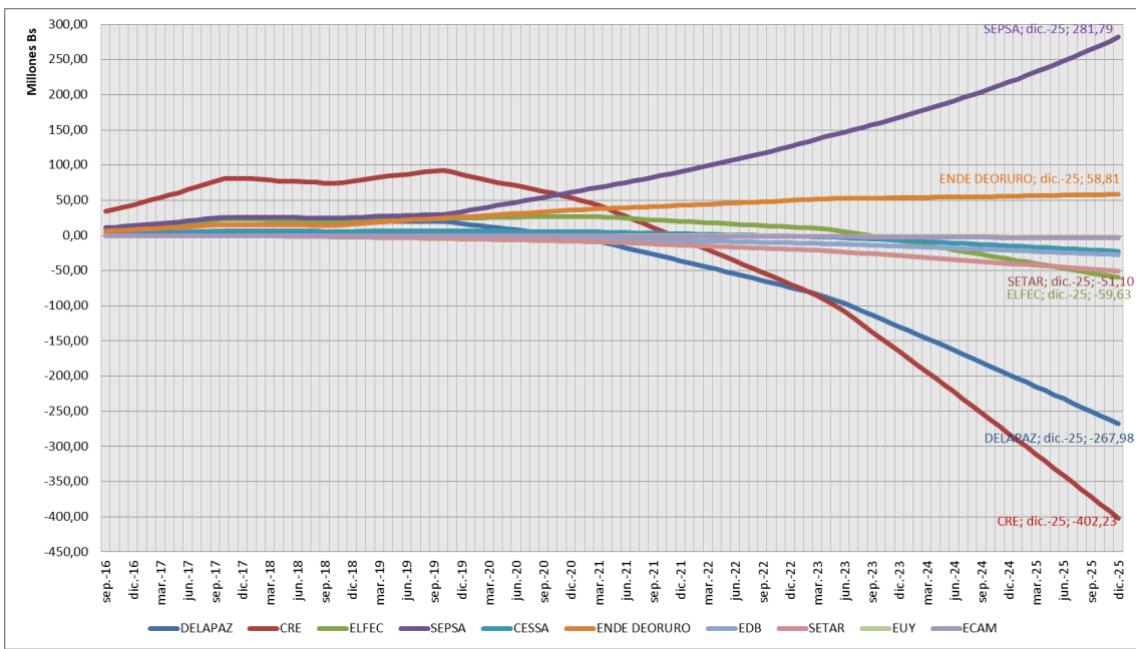
Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

Elaboración: Propia

En la gráfica anterior, se observa que con el aporte del 50% del FEM pagado por los CNR, el acumulado del FOEA mejora de -667,67 MMBs a -496,30 MMBs; mientras que con el 100% del FEM pagado por los CNR, el acumulado del FOEA, mejora de -667,67 MMBs a -324,92 MMBs. Para este propósito, se hace necesarios ajustes a los Decretos Supremos N° 1536 de 20 de marzo de 2013 y N° 3187 de 17 de mayo de 2017.

En la siguiente gráfica, se muestran resultados del FOEA acumulado por Distribuidoras, con el aporte del 50% del FEM pagado por los Consumidores No Regulados.

GRÁFICO 26.– FONDO DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS ACUMULADO POR DISTRIBUIDORA CON EL APORTE DEL 50% DEL FEM PAGADO POR LOS CONSUMIDORES NO REGULADOS (Millones Bs)

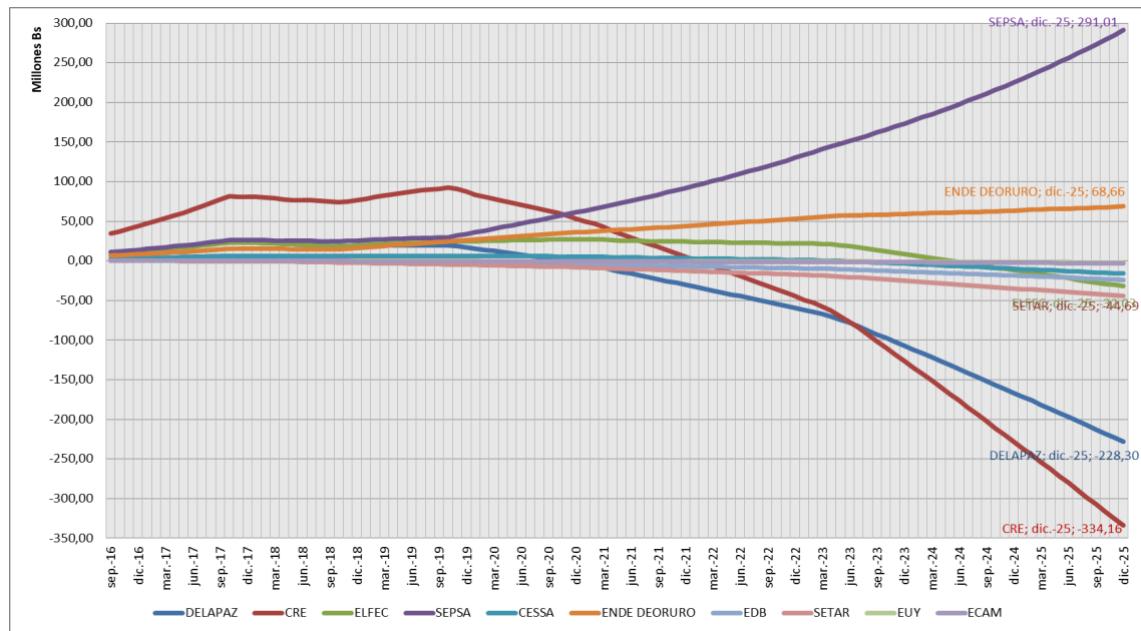


Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

Elaboración: Propia

En la siguiente gráfica, se muestran resultados del FOEA acumulado por Distribuidoras, con el aporte del 100% del FEM pagado por los Consumidores No Regulados.

GRÁFICO 27.– FONDO DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS ACUMULADO POR DISTRIBUIDORA CON EL APORTE DEL 100% DEL FEM PAGADO POR LOS CONSUMIDORES NO REGULADOS (Millones Bs)



Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

Elaboración: Propia

4.2.2 Consumos Domiciliarios mayores a 1,000 kilovatios/hora (kWh) u otro nivel que aprobado por el Ente Regulador en el Marco del Decreto Supremo N° 1536

El Ente Regulador, viene aplicando este criterio para la Categoría Gran Demanda de las Distribuidoras; sin embargo, conforme lo analizado en el punto 3.4 del presente Estudio, los resultados muestran una cierta inestabilidad en su aplicación semestral, vale decir, que los montos recaudados por el FOEA de forma semestral son variables, lo cual no es concordante con el parágrafo IV del artículo tercero de la Resolución Ministerial N° 04-15 de 13 de enero de 2015, es decir, no es seguro que en el corto y mediano plazo las cuentas individuales tengan los fondos necesarios para remunerar los proyectos de Energías Alternativas. En este sentido, se hace necesario establecer un procedimiento reglamentario para modular su aplicación, lo que significa que este aspecto debe ser analizado y reglamentado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energías y la AETN.

4.2.3 Subsidios Focalizados

Este criterio, pretende captar parte de los recursos de subsidio, redireccionando el pago de las Energías Alternativas, como es el caso de la Tarifa Dignidad, donde se aplicaría hasta 65 kWh y los otros 5 kWh (que completarían los 70 kWh), irían al pago de los proyectos de generación con fuentes de Energías Alternativas. Sin embargo, esta medida tendría que ser negociada con los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, para su aplicación.

4.2.4 Diferencia entre los Precios Spot y de Aplicación

Este criterio, pretende captar recursos para el pago de los Proyectos de generación con fuentes de Energías Alternativas, que se generarían a partir de la disminución de los Costos Marginales de Energía, producto de la entrada de nuevos proyectos de generación en el SIN. La entrada de nuevos proyectos en el SIN, pueden hacer que los Costos Marginales de Energía disminuyan, ya que la última unidad que marca el Precio Marginal de la Energía puede ser desplazada por una de menor precio por la incorporación de proyectos de generación más eficientes al Mercado Mayorista, con la consecuente reducción de los Costos Marginales de Corto Plazo. Esta disminución no se trasladaría directamente a los Precios de Nodo de Energía, sino se derivaría al pago de los proyectos de generación con Energías Alternativas.

Sin embargo, esta medida requeriría un ajuste en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME).

5 DIAGNÓSTICO DE LAS CUENTAS INDIVIDUALES DE LAS DISTRIBUIDORAS Y SU PROYECCIÓN BAJO LOS LINEAMIENTOS VIGENTES, TOMANDO EN CUENTA EL PLAN DE EXPANSIÓN DE PROYECTOS CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS

El Decreto Supremo N° 1536 de 20 de marzo de 2013, en su Disposición Adicional Única señala lo siguiente:

"I La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad – AE, dentro el periodo tarifario vigente, podrá efectuar la modificación de las estructuras tarifarias de los consumidores de la categoría residencial o domiciliaria, incorporando un rango para consumos superiores a 1000 kilovatios – hora (kWh), y aprobará nuevos factores de estabilización, con la finalidad de contrarrestar el crecimiento de los Fondos de Estabilización.

"II El rango de consumo establecido en el Parágrafo precedente, podrá ser modificado de forma progresiva por la AE mediante Resolución Administrativa y no deberá afectar a consumos inferiores a 500 kilovatios – hora (kWh). Para el efecto, la AE anualmente realizará un estudio de evaluación de la medida establecida."

Mediante Resolución Ministerial N° 50-14 de 14 de marzo de 2014, se aprobó el “*Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025*”, misma que se modificó mediante la Resolución Ministerial N° 085-18 de 23 de mayo de 2018.

El estudio “*Planificación de la Expansión de Largo Plazo del Sistema Eléctrico de Bolivia*” cuyo objetivo principal es realizar un plan maestro integrado de generación, transmisión y distribución a nivel de alta tensión, para el suministro de la demanda de potencia y energía hasta el año 2036, cumpliendo requisitos operativos, de confiabilidad, económicos y considerando el cambio de la matriz energética.

4.3 Criterios de Remuneración

Considerando que se detalló ampliamente los criterios de remuneración para la generación con fuentes de energías alternativas en el SIN (punto 3.1. – CRITERIOS DE REMUNERACIÓN), corresponde analizar la aplicación de estos criterios para el mediano y largo plazo.

Con la finalidad de analizar los criterios de remuneración para la generación con fuentes de energías alternativas proyectados a mediano y largo plazo, debemos tomar en cuenta las capacidades a instalar previstas en el “*Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025*” y los declarados por los Agentes del MEM para el periodo mayo 2020 – abril 2024 (Programación de Mediano Plazo en el Sistema Interconectado Nacional, periodo mayo 2020 – abril 2024, elaborado por el CNDC) y la “*Planificación de la Expansión de Largo Plazo del Sistema Eléctrico de Bolivia*”.

4.3.1 Proyectos de Generación con Energías Alternativas que ingresaran en operación hasta el año 2025

Como se detalló en el punto 1.1.1. (Modificaciones en el “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025”), el “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025” fue aprobado mediante Resolución Ministerial N° 050-14 de 14 de marzo de 2014, en la cual se observa la implementación de 183 MW de potencia instalada para la generación con fuentes de energías alternativas; sin embargo, este plan es modificado mediante la Resolución Ministerial N° 085-18 de 23 de mayo de 2018, en donde se puede observar que la implementación de este tipo de generación alcanza a 410 MW (Cuadro 3.- PROYECTOS DE GENERACIÓN CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS EN EL SIN – DIC25). Se aclara que 10 MW corresponde al proyecto biomasa de San Buenaventura, que hasta el momento no tiene fecha de ingreso. Por otra parte, se debe incluir el ingreso de 50 MW del Proyecto “Parque Solar Fotovoltaico Oruro Fase II” que no está en la lista del citado plan, haciendo un total de 460 MW para el mediano plazo. De esta capacidad proyectada al año 2025, los proyectos: Parque Eólico Qollpana Fase I (3 MW), Parque Eólico Qollpana Fase II (24 MW), Planta Solar Yunchará – Tarija (5 MW), Planta Solar Uyuni – Potosí (60 MW) y Planta Solar Fotovoltaica Oruro (50 MW), se encuentran en operación, haciendo un total de 142 MW. Cabe aclarar que el Parque Eólico Qollpana Fase I (3 MW), que ingresó en operación el 25 de enero de 2014, no se acoge al Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014, lo que significa que a este parque eólico, se paga directamente desde el Mercado Spot por concepto de inyección de energía.

Hasta finales de julio 2020, de los 450 MW (no se incluye al proyecto de Biomasa de San Buenaventura de 10MW) señalados en el “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025”, la generación con fuentes de energías alternativas que ingresaron en operación alcanza a 142 MW, teniendo una diferencia por ingresar hasta el 2025, de 308 MW.

Por otra parte, en el Informe de la “Programación de Mediano Plazo en el Sistema Interconectado Nacional, periodo mayo 2020 – abril 2024” elaborado por el CNDC, se observa en el punto 5.2. (Ampliaciones y retiros en generación), Tabla Adición o retiros de unidades de generación no candidatas a potencia firme, el ingreso al parque generador del proyecto “Planta Solar Fotovoltaica Oruro Fase II” de propiedad de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) estaba previsto para el 30 de junio de 2020 con una capacidad de 50.01 MW; sin embargo, esta fecha fue modificada para noviembre 2020, proyecto que no está contemplado en el plan al 2025.

Mediante nota ENDE-UEP1-8/1-20 de 03 de agosto de 2020, se hace conocer las nuevas fechas de ingreso de proyectos de generación con fuentes de energías alternativas hasta abril 2024, con el siguiente detalle:

CUADRO 12.- ADICIÓN UNIDADES GENERACIÓN EEAA AL SIN

FECHA DE ADICIÓN	CENTRAL O UNIDAD	MW
noviembre 2020	Parque Solar Fotovoltaica Oruro Fase II	50.00
marzo 2021	Parque Eólica Warnes I	14.40
abril 2021	Parque Eólica San Julián	39.60
mayo 2021	Parque Eólica El Dorado	54.00
marzo 2023	Parque Eólica La Ventolera	24.00
marzo 2023	Parque Eólica Warnes II	21.00
Mayo 2023	Planta Piloto Laguna Colorada	5.00
mayo 2023	Laguna Colorada Etapa I	50.00
julio 2023	Laguna Colorada Etapa II	50.00

Fuente: Nota ENDE-UEP1-8/1-20 de 03 de agosto de 2020

Elaboración: Propia

A partir de la citada información y las fechas de los proyectos en actual operación, considerados como mediano plazo, se tiene lo siguiente:

CUADRO 13.- PROYECTOS DE GENERACIÓN CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS PREVISTOS EN INGRESAR EN OPERACIÓN HASTA EL AÑO 2025

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	LOCALIZACIÓN	TECNOLOGÍA	POTENCIA (MW)
ene-14	Parque Eólico Qollpana Fase I	Qollpana - Cochabamba	Eólica	3.00
sep-16	Parque Eólico Qollpana Fase II	Qollpana - Cochabamba	Eólica	24.00
oct-17	Planta Solar Yunchará – Tarija	Yunchará - Tarija	Fotovoltaica	5.00
mar-18	Planta Solar Uyuni – Potosí	Uyuni - Potosí	Fotovoltaica	60.00
sep-19	Planta Solar Fotovoltaica Oruro Fase I	Oruro	Fotovoltaica	50.00
nov-20	Parque Solar Fotovoltaica Oruro Fase II	Oruro	Fotovoltaica	50.00
mar-21	Parque Eólico Warnes I	Warnes - Santa Cruz	Eólica	14.40
abr-21	Parque Eólico San Julián	San Julián - Santa Cruz	Eólica	39.60
may-21	Parque Eólico El Dorado	El Dorado - Santa Cruz	Eólica	54.00
mar-23	Parque Eólico La Ventolera	La Ventolera - Tarija	Eólica	24.00
mar-23	Parque Eólico Warnes II	Warnes - Santa Cruz	Eólica	21.00
may-23	Planta Piloto Laguna Colorada	Laguna Colorada - Potosí	Geotérmica	5.00
may-23	Laguna Colorada Etapa I	Laguna Colorada - Potosí	Geotérmica	50.00
jul-23	Laguna Colorada Etapa II	Laguna Colorada - Potosí	Geotérmica	50.00

Fuente: Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025”, “Programación de Mediano Plazo en el Sistema Interconectado Nacional, periodo mayo 2020 – abril 2024” y Nota ENDE-UEP1-8/1-20 de 03 de agosto de 2020

Elaboración: Propia

4.3.2 Sobrecosto de la generación con Energías Alternativas que ingresaron en operación hasta el año 2025

Considerando la información de los proyectos de generación con fuentes de energías alternativas previstos en ingresar en operación hasta el año 2025 (cuadro del anterior punto), y los datos de factor de planta, precio de generación y precio del SIN, según el siguiente cuadro:

CUADRO 14.– FACTOR DE PLANTA, PRECIOS DE GENERACIÓN Y DEL SIN, PARA PROYECTOS DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS AL 2025

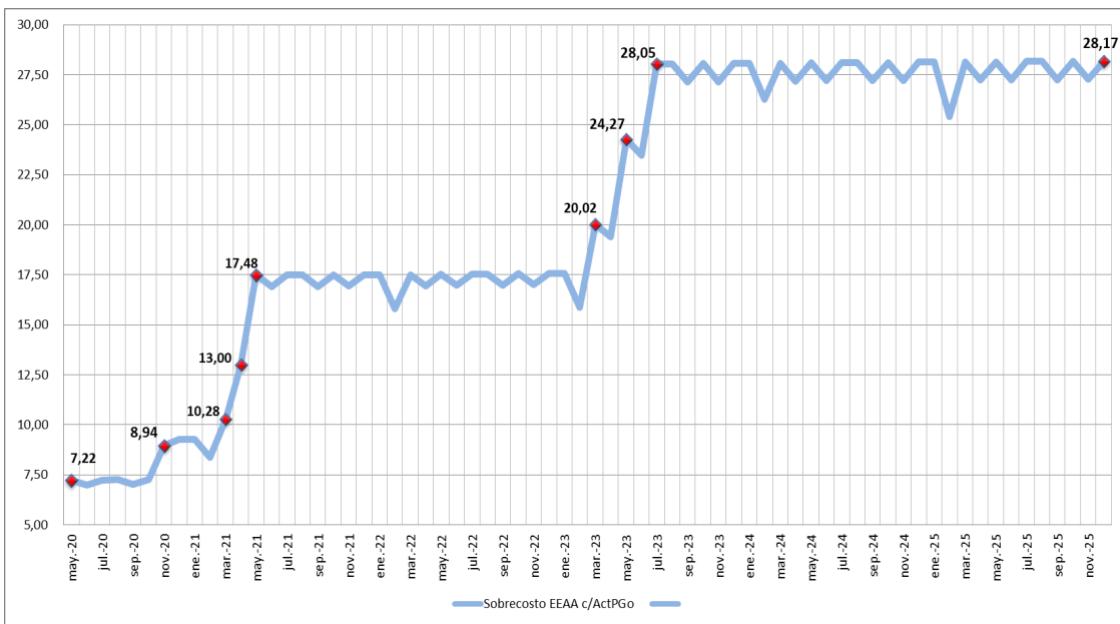
Proyectos de generación con fuentes de Energías Alternativas	Factor de Planta	Precio Generación c/IVA (USD)	Precio SIN (USD/MWh) c/IVA
Parque Solar Fotovoltaica Oruro Fase II	0.210	58.31	22.12
Parque Eólico Warnes I	0.396	56.62	21.81
Parque Eólico San Julián	0.442	56.62	21.81
Parque Eólico El Dorado	0.416	56.62	21.81
Parque Eólico La Ventolera	0.273	56.62	19.25
Parque Eólico Warnes II	0.313	56.62	21.81
Planta Piloto Laguna Colorada	0.896	68.78	48.54
Laguna Colorada Etapa I	0.896	64.83	48.54
Laguna Colorada Etapa II	0.896	64.83	48.54

Elaboración: Propio del Documento

Se puede estimar que para diciembre 2025, manteniendo las fechas de ingreso de cada proyecto al SIN o el ingreso en operación de los 460 MW con generación con fuentes de energías alternativas, el sobrecosto por esta generación en promedio por mes, estará por encima de veintiocho millones de bolivianos (28.17 MMBs/mes), considerando que los precios de generación de energías alternativas aprobados por el Ente Regulador cuenten con factores de indexación.

En el siguiente gráfico podemos apreciar el ascenso del sobrecosto que le significará al SIN por el ingreso en operación de la generación con fuentes de energías alternativas:

GRÁFICO 28.– PROYECCIÓN SOBRECOSTO GENERACIÓN CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS AL AÑO 2025 (MMBs)

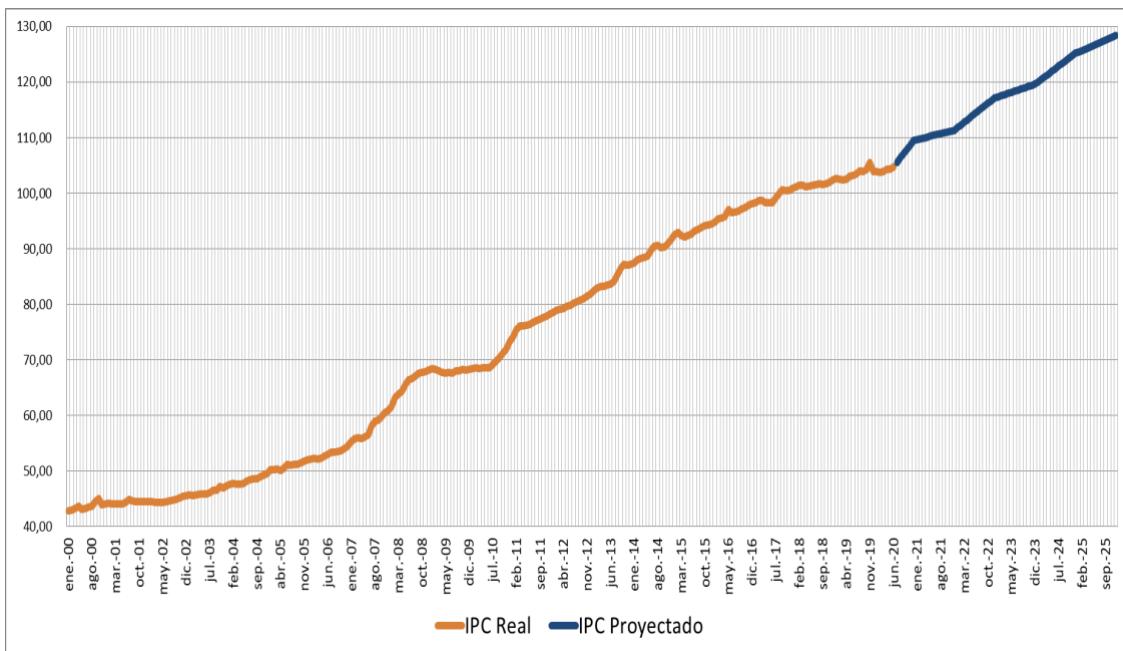


Elaboración: Propio del Documento

No hay que perder de vista que con el ingreso en operación de los proyectos Parque Solar Fotovoltaico Oruro Fase II, Parque Eólico Warnes Fase I, Parque Eólico San Julián y Parque Eólico El Dorado, previstos hasta mayo 2021 (163 MW), el requerimiento del sobrecosto ascenderá de forma mensual a más de diecisiete millones de bolivianos (17.48 MMBs/mes), entendiéndose que el FOEA debe cubrir este sobrecosto.

Por otra parte, corresponde analizar en la situación de que los precios de generación con fuentes de energías alternativas aprobados por el Ente Regulador, cuentan con Factores de Indexación en función de la variación del Índice de Precios al Consumidor (el Precio del Dólar se mantuvo constante por varios años), misma que se muestra proyectado al año 2025 en la siguiente gráfica:

GRÁFICO 29.– PROYECCIÓN ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR (IPC) AL AÑO 2025



Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE) y Revista International Monetary Fund (FMI) – Mayo 2020

Elaboración: Propia

Para la proyección del IPC a partir de julio 2020, se consideró la Revista International Monetary Fund (FMI), Informe sobre el país No. 20/182 de Mayo 2020, en la cual la proyección de la inflación del IPC (promedio del periodo), cuenta con los siguientes datos:

CUADRO 15.– PROYECCIÓN DE LA INFLACIÓN DEL IPC (PROMEDIO DEL PERÍODO) AL 2025

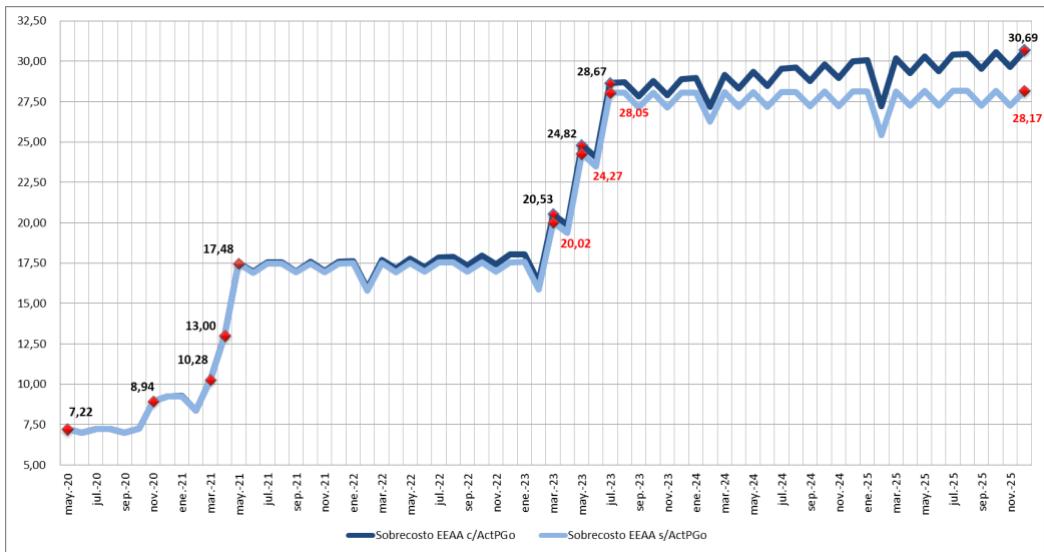
	REAL			PROYECCIÓN					
	VARIACIONES PORCENTUALES ANUALES								
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Inflación del IPC (promedio del periodo)	2.8	2.3	1.8	2.3	4.4	3.6	3.5	3.5	3.5

Fuente: Revista International Monetary Fund (FMI), Informe sobre el país No. 20/182 de Mayo 2020

Elaboración: Propia

Como ejemplo, se utilizará el Factor de Indexación aprobado por el Ente Regulador para la Planta Solar Fotovoltaica Oruro Fase I (Resolución AE N° 928/2019 de 15 de octubre de 2019), en el entendido que el Regulador se encargará de aprobar los precios de generación para todos los proyectos que ingresaran en operación hasta el año 2025 (Mediano Plazo), con su respectivo Factor de Indexación. Bajo esta situación, el incremento del sobrecosto se muestra en la siguiente gráfica:

GRÁFICO 30.– PROYECCIÓN SOBRECOSTO GENERACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS AL AÑO 2025



Elaboración: Propia

En la gráfica se puede observar un incremento de 2.51 MMBs (sube de 28.17 a 30.69 MMBs).

4.3.3 Proyectos de Generación con Energías Alternativas que ingresaran en operación hasta el año 2036

De acuerdo al estudio de la “*Planificación de la Expansión de Largo Plazo del Sistema Eléctrico de Bolivia*” elaborado por la empresa consultora CESI de Italia, cuyo seguimiento se realizó por la Comisión de Planificación integrada por profesionales del Ministerio de Energías, ENDE Corporación, ENDE Transmisión y el CNDC, destaca la implementación de proyectos de generación con fuentes de energías alternativas a partir de finales del año 2025 y en el periodo del año 2029 al 2036, de acuerdo al siguiente detalle:

CUADRO 16.- PROYECTOS GENERACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS AL AÑO 2036 (LARGO PLAZO)

	ÁREA	CAPACIDAD MÁXIMA (MW)	FACTOR DE PLANTA (%)	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA (2036) GWh	AÑO
Qolpana III	Cochabamba	51.3			2025
Eólico	Central	70	42.0	255.0	2028-2036
	Oriental	150	45.0	591.0	
	Tarija	30	27.0	71.0	
	TOTAL	250		917.0	
Solar Fotovoltaico	Norte	30	22.0	58.0	2029-2036
	Central	90	26.0	206.0	
	Sur	80	24.0	166.0	
	TOTAL	200		430.0	

Fuente: Estudio “*Planificación de la Expansión de Largo Plazo del Sistema Eléctrico de Bolivia*”

Elaboración: Propia

Considerando la información a largo plazo (Planificación de la Expansión de Largo Plazo del Sistema Eléctrico de Bolivia), se cuenta con la siguiente

información para los proyectos de generación con fuentes de energías alternativas al SIN hasta el año 2036:

CUADRO 17.– PROYECTOS DE GENERACIÓN CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS PREVISTOS EN INGRESAR EN OPERACIÓN HASTA EL AÑO 2036

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	LOCALIZACIÓN	TECNOLOGÍA	POTENCIA (MW)
ene-26	Parque Eólico Qollpana Fase III	Qollpana - Cochabamba	Eólica	51.30
ene-28	Parque Eólico Central	Cochabamba	Eólica	70.00
ene-29	Parque Solar Fotovoltaica Norte	Beni	Fotovoltaica	30.00
ene-30	Parque Eólico Oriental Fase I	Santa Cruz	Eólica	75.00
ene-31	Parque Eólico Oriental Fase II	Santa Cruz	Eólica	75.00
ene-32	Planta Solar Central Fase I	Cochabamba	Fotovoltaica	45.00
ene-33	Planta Solar Central Fase II	Cochabamba	Fotovoltaica	45.00
ene-34	Parque Eólico Tarija	Tarija	Eólica	30.00
ene-35	Planta Solar Sur Fase I	Tarija	Fotovoltaica	40.00
ene-36	Planta Solar Sur Fase II	Tarija	Fotovoltaica	40.00

Fuente: Estudio "Planificación de la Expansión de Largo Plazo del Sistema Eléctrico de Bolivia"

Elaboración: Propia

Del cuadro anterior, se puede observar que en el período del 2026-2036, el SIN contará con una capacidad adicional de 501.3 MW con generación con fuentes de energías alternativas.

4.3.4 Sobrecosto de la Generación con Energías Alternativas que ingresaron en operación hasta el año 2036

Con la información extraída del estudio de "Planificación de la Expansión de Largo Plazo del Sistema Eléctrico de Bolivia", los datos de factor de planta, precio de generación y precio del SIN, según el siguiente cuadro:

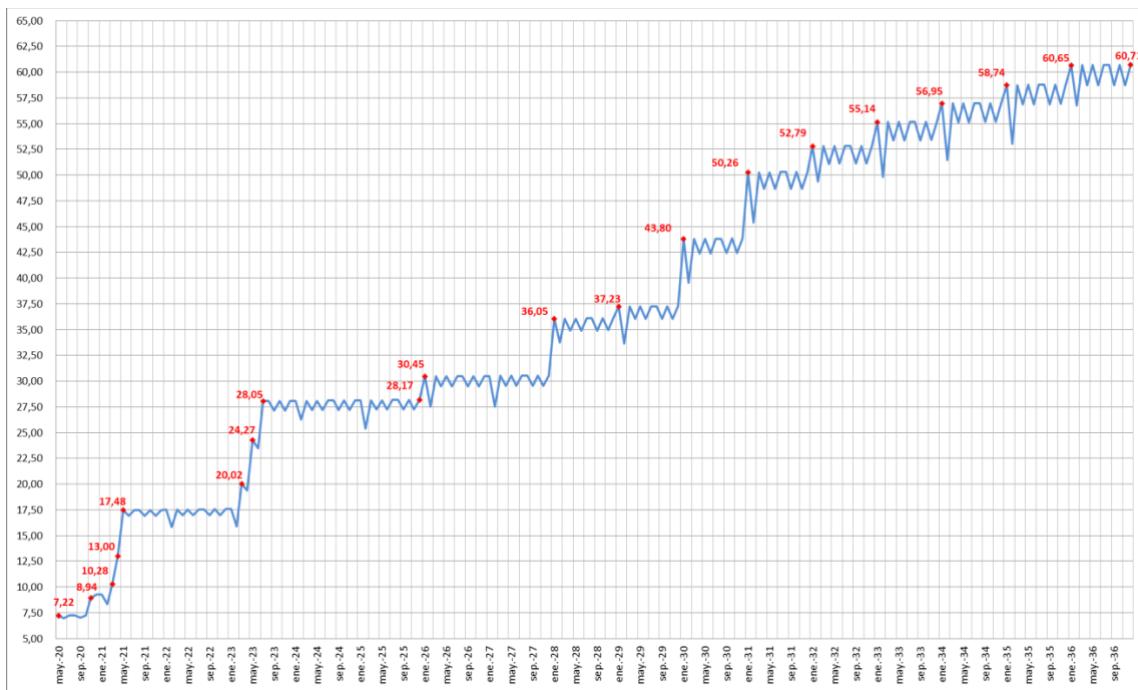
CUADRO 18.– FACTOR DE PLANTA, PRECIOS DE GENERACIÓN Y DEL SIN, PARA PROYECTOS DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS AL 2036

Proyectos de generación con fuentes de Energías Alternativas	Factor de Planta	Precio Generación c/IVA (USD)	Precio SIN (USD/MWh) c/IVA
Parque Eólico Qollpana Fase III	0.236	56.62	20.36
Parque Eólico Central	0.420	56.62	20.36
Parque Solar Fotovoltaica Norte	0.220	61.23	23.39
Parque Eólico Oriental Fase I	0.450	56.62	21.81
Parque Eólico Oriental Fase II	0.450	56.62	21.81
Planta Solar Central Fase I	0.260	61.23	20.36
Planta Solar Central Fase II	0.260	61.23	20.36
Parque Eólico Tarija	0.270	56.62	19.25
Planta Solar Sur Fase I	0.240	56.62	19.25
Planta Solar Sur Fase II	0.240	56.62	19.25

Elaboración: Propio del Documento

En el siguiente gráfico, podemos apreciar el ascenso del sobrecosto que le significará al SIN por el ingreso en operación a largo plazo de la generación con fuentes de energías alternativas:

GRÁFICO 31.– PROYECCIÓN SOBRECOSTO GENERACIÓN CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS AL AÑO 2036 (MMBs)

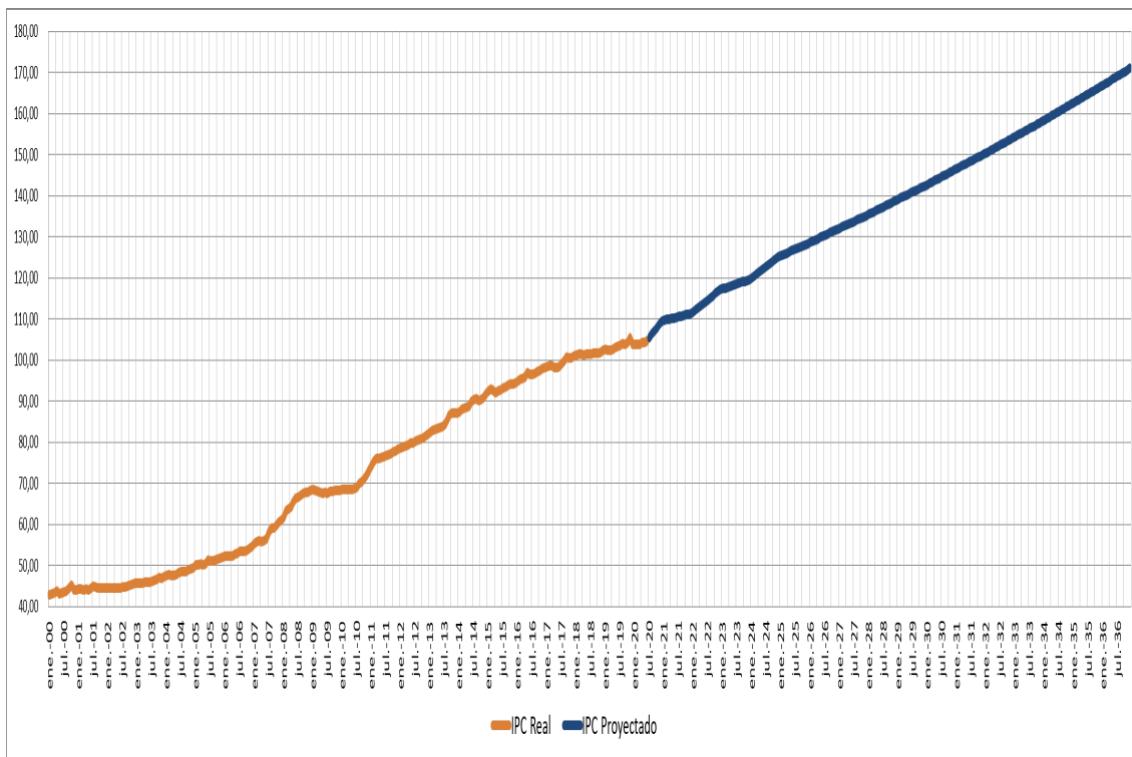


Elaboración: Propio del Documento

Con el ingreso en operación del Parque Eólico Qollpana Fase III, el sobrecosto ascenderá aproximadamente a treinta millones de bolivianos por mes; con el ingreso del proyecto Parque Eólico Central, se incrementa a treinta y seis millones de bolivianos por mes; luego, con el ingreso del proyecto Solar Fotovoltaico Norte, sube a treinta y siete millones de bolivianos por mes. De igual manera, el inicio de operaciones de los proyectos restantes hasta el 2035 representan incrementos en el sobrecosto, de la siguiente manera: proyecto Parque Eólico Oriental Fase I, cuarenta y tres millones de bolivianos por mes; Proyecto Parque Eólico Oriental Fase II, cincuenta millones de bolivianos por mes; Proyecto Planta Solar Central Fase I, cincuenta y dos millones de bolivianos por mes; Proyecto Planta Solar Central Fase II, cincuenta y cinco millones de bolivianos por mes; Proyecto Eólico Tarija, cincuenta y seis millones de bolivianos por mes; Proyecto Planta Solar Sur Fase I, cincuenta y ocho millones de bolivianos por mes; y finalmente, con el Proyecto Planta Solar Sur Fase II, se alcanzará un monto total de sobrecosto mensual aproximado de sesenta millones de bolivianos.

Si consideramos como en el anterior caso que el Ente Regulador aprueba los precios de generación incluyendo fórmulas de indexación en función del IPC y Precio del Dólar, para lo cual se requiere la proyección del IPC hasta el año 2036, bajo el supuesto que la tasa de cambio de bolivianos por dólar se mantiene constante, se tienen los siguientes resultados:

GRÁFICO 32.- PROYECCIÓN ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR (IPC) AL AÑO 2036)



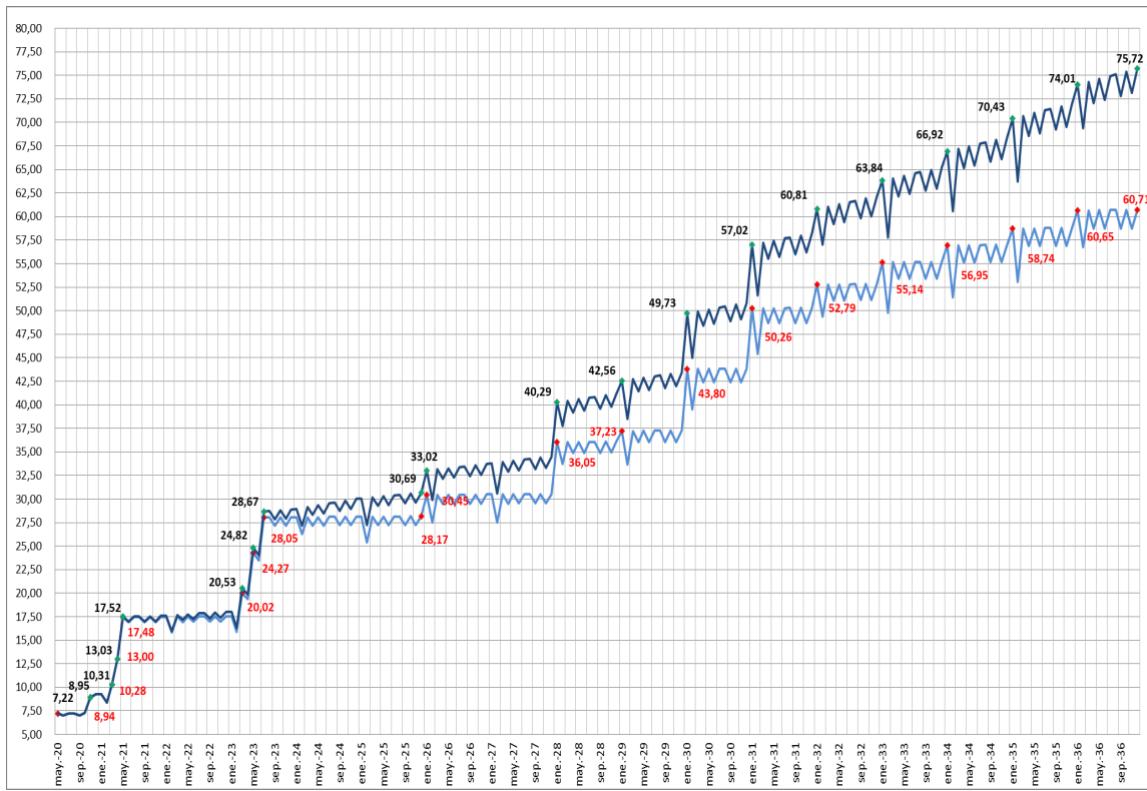
Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE) y Revista International Monetary Fund (FMI) – Mayo 2020

Elaboración: Propia

Para obtener esta proyección, se ha considerado el promedio de la variación del IPC (Inflación) de los últimos cuatro años (2016-2019), la cual dio como resultado una variación del 2.639 % (utilizado del 2016 al 2036). Para los años 2020 al 2025 se utilizó la variación de la inflación del IPC publicado en la revista International Monetary Fund (FMI) – Mayo 2020 (Cuadro 16.- PROYECCIÓN DE LA INFLACIÓN DEL IPC (PROMEDIO DEL PERÍODO) AL 2025).

Considerando la proyección del IPC hasta el año 2036 y la actualización por el Factor de Indexación el precio de generación para todos los proyectos de generación con fuentes de energías alternativas para este largo plazo, el sobrecosto asciende a un ritmo mayor que en el anterior caso, alcanzando un valor máximo el año 2036 de setenta y cinco millones de bolivianos por mes, tal como se muestra en la siguiente gráfica:

GRÁFICO 33.- PROYECCIÓN SOBRECOSTO GENERACIÓN CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS AL AÑO 2036 (MMBs)

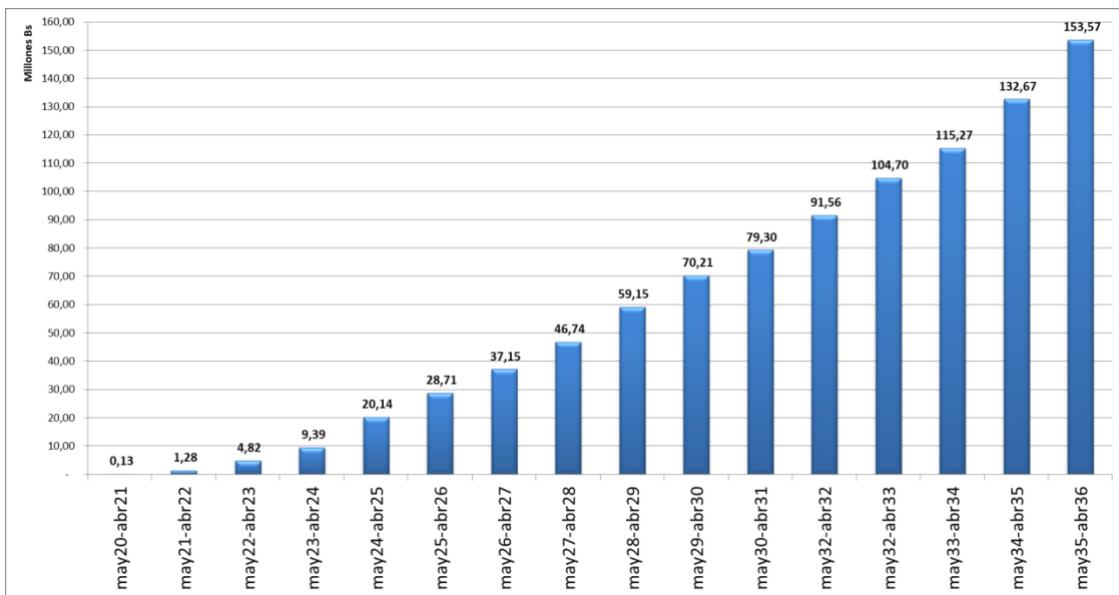


Elaboración: Propia

Con la actualización del precio de generación, entendiendo que el Ente Regulador aprobaría con un factor de indexación en función del Dólar e IPC para todos los proyectos de generación con fuentes de energías alternativas que ingresarían en operación a largo plazo (hasta el año 2036), la variación para diciembre 2036, alcanzará a más de quince millones de bolivianos por mes.

Esta variación de forma anual (mayo a abril del siguiente año) para el mediano y largo plazo, se detalla en la siguiente gráfica:

GRÁFICO 34.- VARIACIÓN DEL SOBRECOSTO POR INCLUIR UN FACTOR DE INDEXACIÓN AL PRECIO DE GENERACIÓN (MMBs)



Elaboración: Propia

Por lo tanto, se deja en consideración del Ente Regulador estos resultados, para la aprobación de precios de generación en el mediano y largo plazo.

4.4 Cuentas Individuales de los Distribuidores

Las Resoluciones Administrativas de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear para la aprobación de los factores de energías alternativas, reflejan la política regulatoria aplicada para la remuneración de las energías alternativas en el marco del D.S. 2048 y la normativa reglamentaria.

En ese sentido, la evolución de las cuentas individuales en el mediano plazo, incluye el ingreso de los proyectos de energías renovables nuevos hasta el año 2025. Según el cronograma definido por ENDE, el Parque Solar Fotovoltaico Oruro Fase II ingresará en noviembre del presente año. Luego, los parques Eólicos ingresarán en el siguiente orden: Warnes I (mar-2021) seguido por San Julián (abr-2021), El Dorado (may-2021), La Ventolera (mar-2023) y Warnes II (mar-2023). Finalmente, el proyecto geotérmico Laguna Colorada en sus etapas I y II está programado para mayo y julio de 2023 respectivamente.

En la actualidad, existen 139MW de capacidad instalada y ésta aumentará a 308MW en un período de cuatro años (2020-2023), es decir, se incrementará en 221 por ciento. Por lo tanto, el mecanismo de remuneración a las energías renovables debe responder a esta condición.

En nuestro análisis de mediano plazo, hasta el año 2025, se han proyectado los ingresos destinados a la remuneración de energías renovables, según los criterios descritos en los capítulos precedentes. En particular, las proyecciones se han realizado en función al crecimiento de la demanda de energía, facturación de las categorías Gran Demanda y comportamiento histórico de los factores de energías alternativas (FEA-GD) para cada empresa distribuidora del SIN.

El análisis se desarrolla con el planteamiento de dos escenarios de simulación. El primero, denominado Business as Usual, identifica una situación base en la cual, el regulador mantiene los factores de energías alternativas estables en el nivel actual. El segundo escenario, Alternativo, permite que los factores de energías alternativas sean variables y se ajusten al criterio de saldos acumulados FOEA positivos.

A continuación explicamos el comportamiento de los ingresos de las categorías Gran Demanda, el Factor de Energías Alternativas y su efecto en las cuentas individuales en el FOEA.

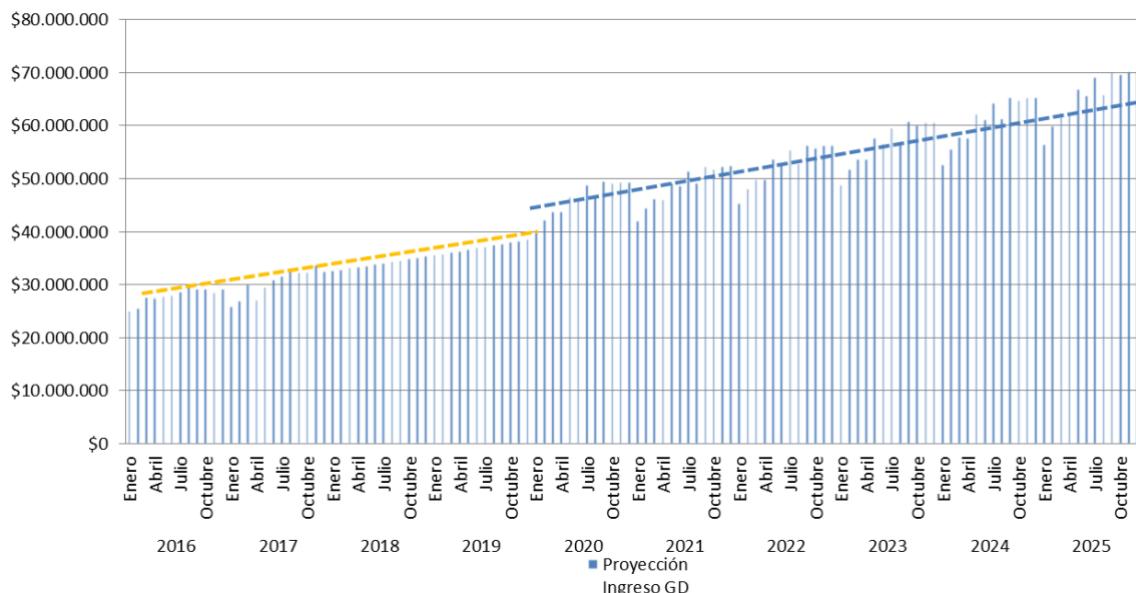
i. Empresa de Distribución DELAPAZ

El ingreso obtenido por las categorías Gran Demanda se presenta en el gráfico siguiente. El comportamiento histórico del ingreso obtenido por las categorías Gran Demanda es un indicador de la capacidad de remuneración a través de las tarifas aplicadas por la venta de energía. La aprobación de los Factores de Estabilización para el Distribuidor (FED) incide directamente en el nivel de ingresos de las distribuidoras, como se puede observar a finales de 2019, donde advertimos un cambio de nivel de las tarifas, producto de la aplicación de los factores de estabilización publicados en noviembre de ese año.

Se ha realizado una proyección de mediano plazo 2020-2025 que mantiene la tendencia de crecimiento de la demanda de energía, la variación de precios y nivel de ingresos del período 2014-2019. La proyección también contempla un comportamiento estacional al interior de cada año, así también, se considera el crecimiento interanual.

Los resultados indican que el crecimiento de los ingresos alcanza a 13 por ciento promedio anual, explicado por el incremento en la cantidad demandada de energía eléctrica y por la variación de la inflación (IPC).

GRÁFICO 35.- DELAPAZ: INGRESO CATEGORÍAS GRAN DEMANDA 2016-2025.



Elaboración: Propia

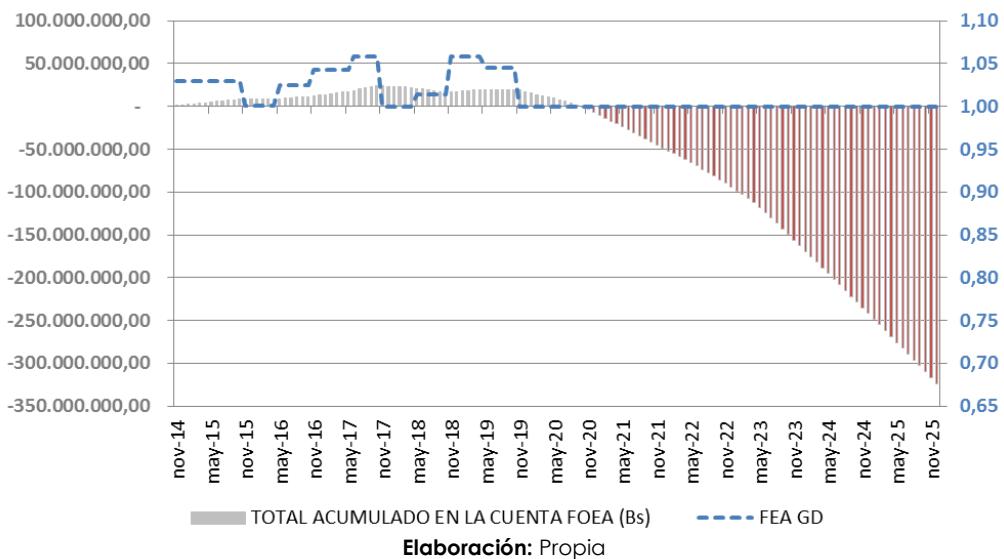
A continuación presentamos el comportamiento del Factor de Energías Alternativas aplicado a las categorías Gran Demanda (FEA-GD) desde noviembre de 2014. Es necesario recordar que estos factores deben asegurar que el saldo acumulado del Fondo de Energías Alternativas sea mayor a cero para cada una de las distribuidoras.

La línea punteada explica el comportamiento que tuvo el FEA-GD desde noviembre 2014 hasta mayo 2020. Cuando el valor es 1, significa que las distribuidoras dejan de recibir ingresos para energías alternativas. Factores mayores a la unidad aseguran que ingresen recursos financieros al Fondo de Energías Alternativas. A continuación se presentan los resultados de los dos escenarios.

En el escenario BAU, observamos el efecto de las decisiones del regulador en la definición del Factor de Energías Alternativas sobre los Ingresos del FOEA. Los valores del FEA-GD mayores a 1 están asociados a incrementos en saldo acumulado del FOEA. Sin embargo, cuando este factor es cercano a la unidad, entonces los ingresos por venta de energía son prácticamente cero.

En particular, la última aprobación de FEA-GD para DELAPAZ fue cercana a uno y de mantenerse los valores en los niveles actuales, la tendencia del FOEA será negativa. En consecuencia, el saldo acumulado del FOEA será negativo a partir de noviembre de 2020 y la situación empeora con el ingreso de los proyectos de generación fotovoltaicos, eólicos y geotérmicos programados entre 2021 y 2023.

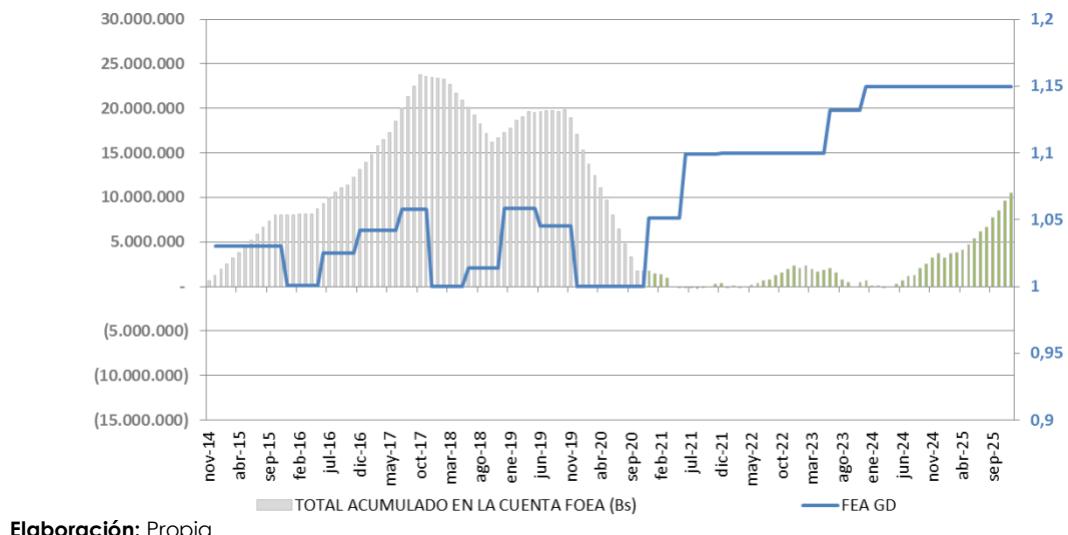
GRÁFICO 36.- DELAPAZ - ESCENARIO BAU. FOEA 2016-2025



En el escenario Alternativo, el Factor de Energías Alternativas para Gran Demanda, se incrementa lo suficiente para cubrir los requerimientos de remuneración de los proyectos actuales y futuros. Esta decisión regulatoria, tendrá un efecto positivo en el saldo acumulado del FOEA de la Empresa DELAPAZ, con saldos acumulados crecientes que permitirían el ingreso de otros proyectos de energías alternativas en el largo plazo.

A partir de noviembre 2020, el FEA-GD debe incrementarse en la magnitud necesaria para lograr cubrir la remuneración de los proyectos actuales y nuevos, razón por la cual, el FEA-GD tiene un comportamiento ascendente, mientras que el saldo acumulado del FOEA se mantiene positivo pero a tasas de crecimiento sustancialmente menores.

GRÁFICO 37.- DELAPAZ - ESCENARIO ALTERNATIVO. FOEA 2016-2025



ii. Empresa de Distribución ELFEC

La Empresa Eléctrica de Luz y Fuerza de Cochabamba, presenta un valor acumulado de FOEA que le permite cubrir la remuneración de la generación de energías renovables por varios períodos.

En primer lugar, el crecimiento del consumo de las categorías Gran Demanda, que representan una de las fuentes de ingresos del FOEA, muestra un crecimiento constante en el mediano plazo. En noviembre de 2019, existe una disminución en el nivel de ingresos, debido a la disminución de los factores de estabilización del distribuidor definidos por el regulador, disminuyendo las tarifas y los ingresos. Sin embargo, el mediano plazo se espera que la tendencia de crecimiento se mantenga constante en ausencia de shocks en la economía.

En segundo lugar, analizamos el escenario Business as Usual. ELFEC mantiene los saldos acumulados en el FOEA por aproximadamente dos años más. Sin embargo, a partir del ingreso de los nuevos proyectos de energías alternativas: solar, eólico y geotérmico, el saldo acumulado del FOEA se vuelve negativo en el 2023.

En particular, el comportamiento del FEA-GD muestra una relación directa con el saldo acumulado del FOEA. A medida que el factor de energías alternativas aumenta, también se registraron incrementos en el FOEA. Sin embargo, si el regulador decide mantener los valores de FEA-GD constantes en el nivel actual, entonces el saldo disminuye y se vuelve negativo en el 2023. Adicionalmente, en el momento que se completen los nuevos proyectos de energías alternativas, el saldo acumulado irá disminuyendo a una mayor velocidad.

GRÁFICO 38.- ELFEC: INGRESO CATEGORÍAS GRAN DEMANDA 2016-2025 (BS.)

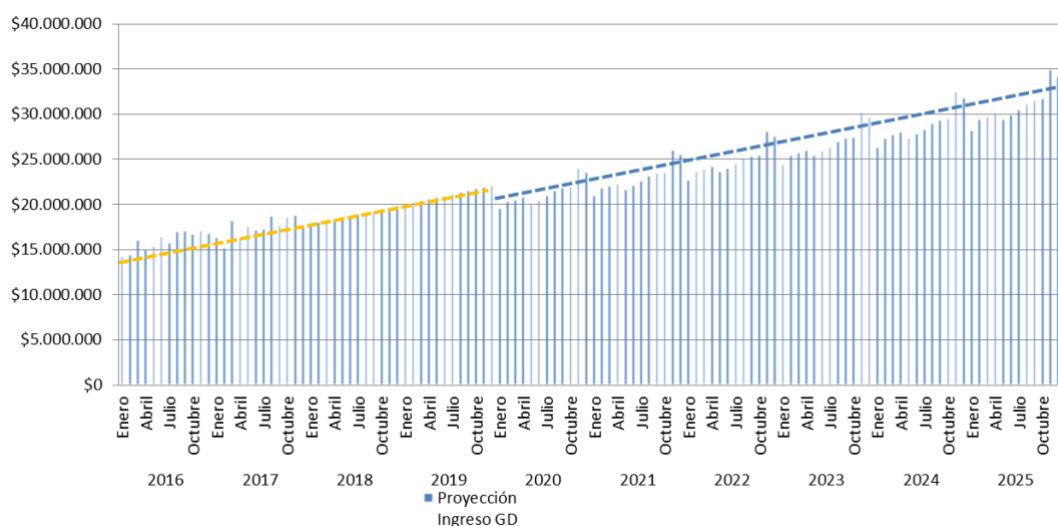
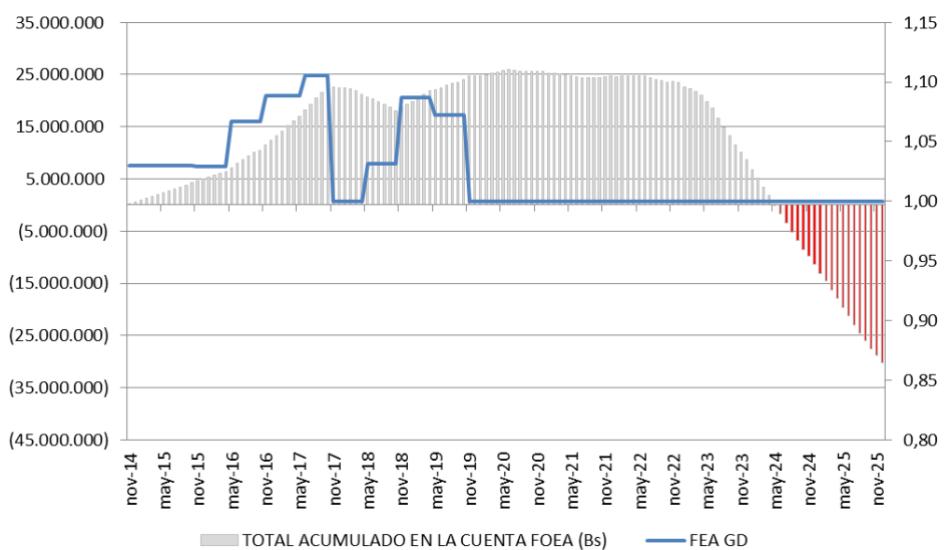


GRÁFICO 39.- ELFEC - ESCENARIO BAU. FOEA 2016-2025

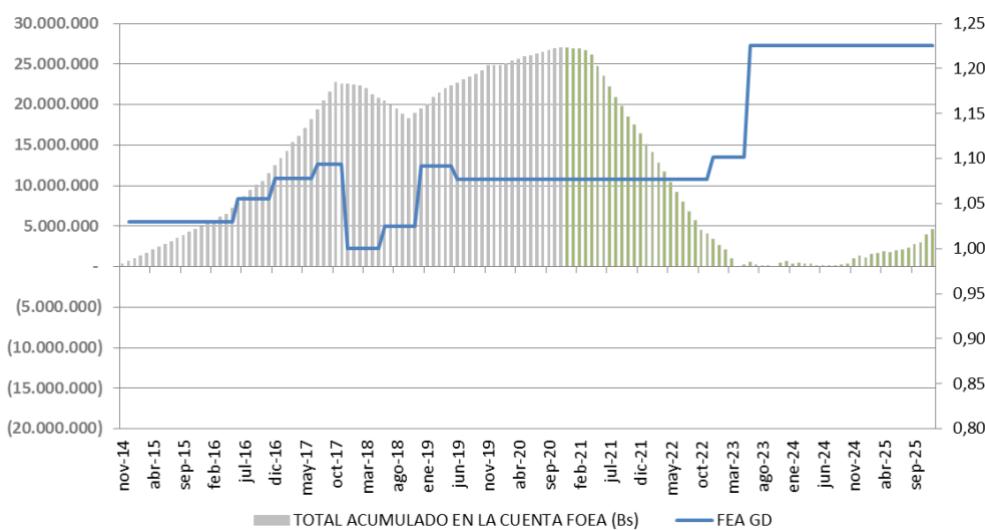


Elaboración: Propia

En tercer lugar, los resultados del escenario alternativo señalan que el FEA-GD debe aumentar lo suficiente para cubrir la remuneración de los nuevos proyectos. Como observamos en la proyección de la demanda (ingresos por venta de energía), el crecimiento del consumo de energía de las categorías Gran Demanda no sigue el mismo patrón de crecimiento de los proyectos de energías alternativas, razón por la cual, el FEA-GD es el encargado de equilibrar la remuneración.

Así también, debemos señalar que el mecanismo de remuneración mostrará FEA-GD con valores superiores a 1,2 que servirán para mantener la cuenta individual FOEA de ELFEC con valores positivos, pero sin la capacidad de incrementar el saldo acumulado FOEA a los niveles del período 2016-2019.

GRÁFICO 40.- ELFEC – ESCENARIO ALTERNATIVO. FOEA 2016-2025



Elaboración: Propia

iii. Empresa de Distribución CRE- Área Integrada

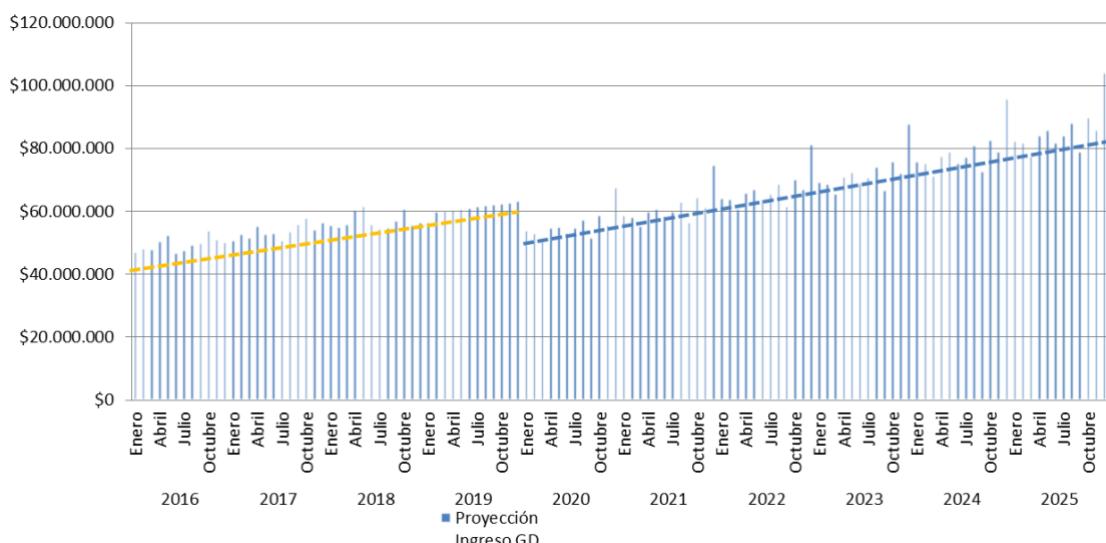
La Cooperativa Rural de Electricidad – Área Integrada es una de las tres empresas de distribución más importantes del país y la que mayor niveles de ingresos presenta en las categorías Gran Demanda.

Los ingresos por estas categorías tendrán un comportamiento positivo en ausencia de cambios bruscos en las actividades económicas o bien de la economía en general. Al igual que en los casos anteriores, a finales del 2019, se registró un cambio de nivel en las tarifas debido a la aplicación de los factores de estabilización del distribuidor, permitiendo reducir las tarifas a los usuarios finales.

Las proyecciones del Fondo de Energías Alternativas se realizaron a partir de una situación base denominada Business as Usual y un escenario Alternativo. En el primer escenario, los factores FEA-GD se mantuvieron constantes según la última aprobación del regulador. En el escenario alternativo los FEA-GD se ajustan para mantener saldos positivos en el FOEA de acuerdo a la normativa vigente.

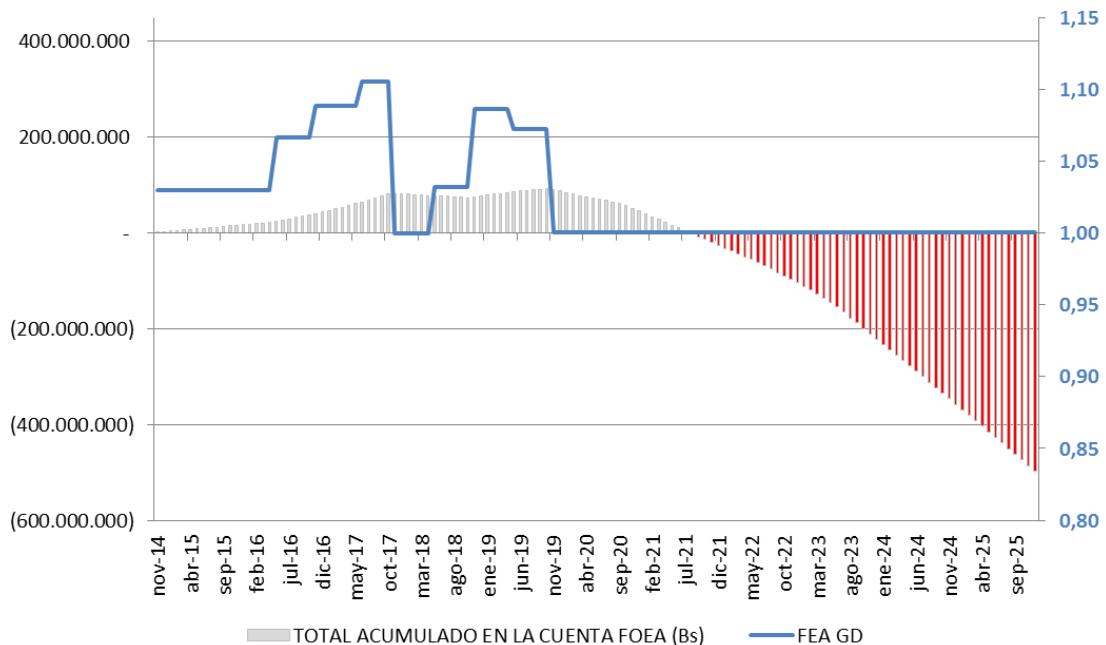
En el escenario BAU, se observa que al aumentar los niveles de FEA-GD, los saldos acumulados en el FOEA también se incrementan. Sin embargo, una política regulatoria que mantenga los niveles FEA-GD cercanos a uno, conducirá al fondo a saldos negativos a partir del año 2021.

GRÁFICO 41.- CRE-AI: INGRESO CATEGORÍAS GRAN DEMANDA 2016-2025 (BS.)



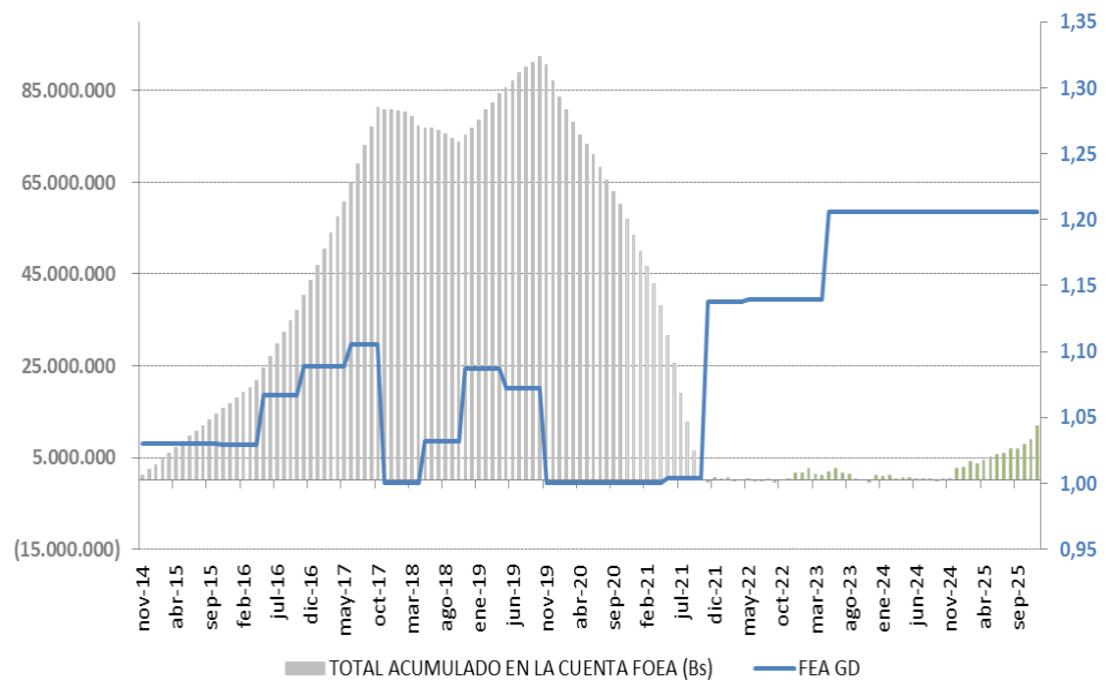
Elaboración: Propia

GRÁFICO 42.- CRE-AI - ESCENARIO BAU. FOEA 2016-2025



En el escenario Alternativo, los Factores FEA-GD podrán mantenerse en los niveles históricos, sin embargo a partir del 2021 deben aumentar para cubrir la remuneración de los nuevos proyectos de energías alternativas que ingresaran en operación. El incremento requerido del FEA-GD alcanzaría a 20 por ciento aproximadamente.

GRÁFICO 43.- CRE-AI - ESCENARIO ALTERNATIVO. FOEA 2016-2025



iv. Empresa de Distribución ENDE ORURO

La empresa de distribución Ende Oruro mostrará un crecimiento estable del consumo de energía de las categorías gran demanda, reflejada en los ingresos de dichas categorías.

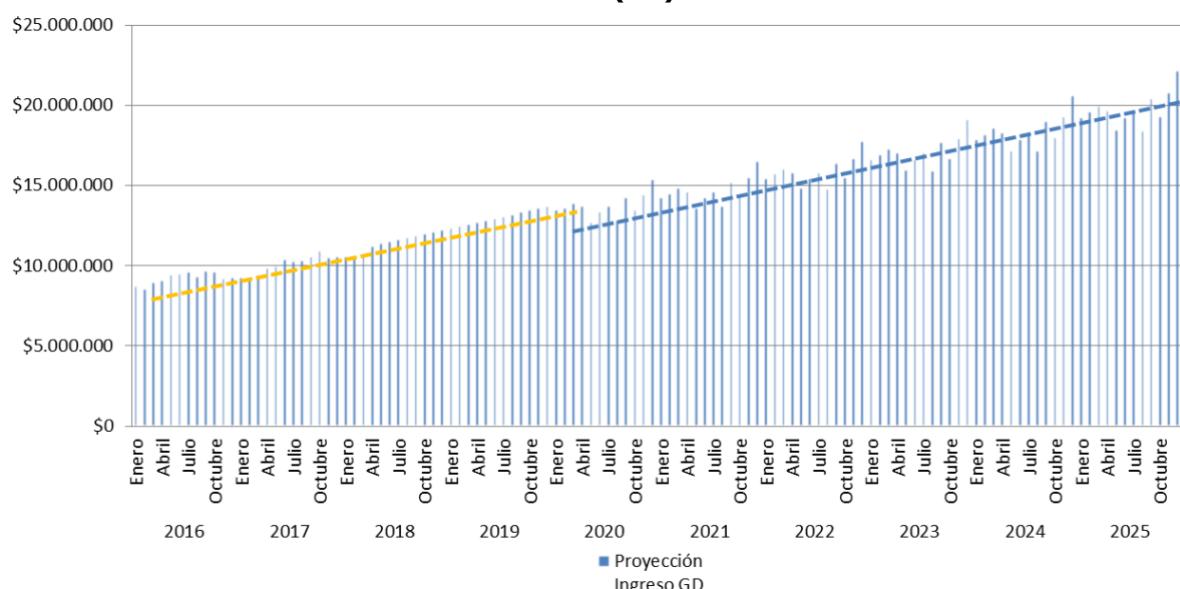
Al igual que en los casos anteriores, la disminución de los factores de estabilización del distribuidor generan disminuciones en la tarifa final que observan los usuarios en noviembre 2019. Por lo tanto, podemos entender que esta disminución de ingresos también afecta la capacidad de remuneración de las energías alternativas a través del FEA-GD.

La proyección del Fondo de Energías Alternativas se presenta a partir de los escenarios BAU y Alternativo. En el primer caso, observamos que al mantener el Factor de Energías Alternativas para Gran Demanda en un nivel superior a 1.1 asegura que los ingresos sean suficientes para mantener los saldos acumulados del FOEA positivos. Este resultado se refleja en el escenario alternativo, debido a que no es necesario modificar los factores.

En el ejercicio es importante señalar que los incrementos del FEA-GD fueron graduales hasta llegar a un nivel óptimo que asegura la remuneración, y los saldos acumulados al inicio, servirán para enfrentar el incremento de los requerimiento de remuneración por el ingreso en operación de los nuevos proyectos.

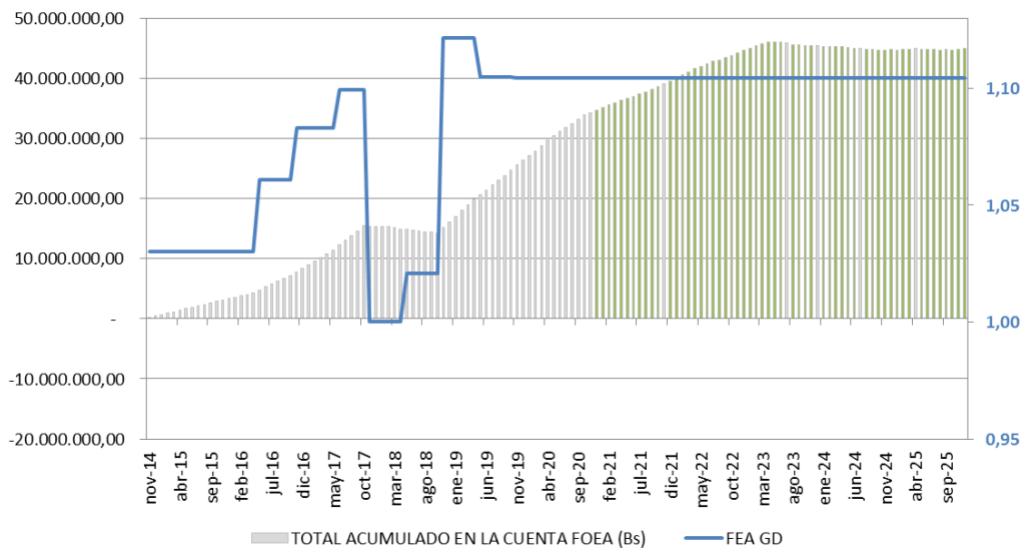
GRÁFICO 44.- ENDE-ORURO: INGRESO CATEGORÍAS GRAN DEMANDA

2016-2025 (BS.)



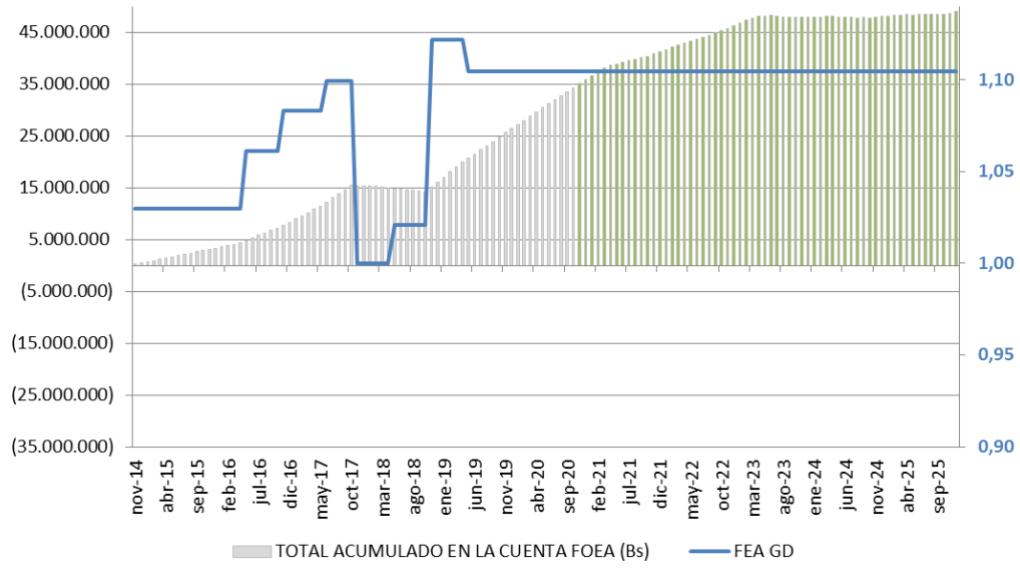
Elaboración: Propia

GRÁFICO 45.- ENDE ORURO - ESCENARIO BAU. FOEA 2016-2025



Elaboración: Propia

GRÁFICO 46.- ENDE ORURO - ESCENARIO ALTERNATIVO. FOEA 2016-2025



Elaboración: Propia

v. Empresa de Distribución CESSA

La Compañía Eléctrica Sucre S.A. aplica el FEA-GD a la categoría Industrial – Cementera, considerada por el regulador en el grupo Gran Demanda establecido por el Decreto Supremo N° 2048.

La proyección de ingresos de ésta categoría indica un comportamiento estable, sin cambios en la tendencia. Se ha mantenido la estacionalidad en cada año de manera tal que el cálculo se aproxime al comportamiento normal dentro de un año.

Las proyecciones del FOEA bajo los supuestos del escenario Business as Usual indican saldos negativos desde finales del 2022. De ésta manera, en el escenario Alternativo se propone el incremento de los FEA-GD de manera tal, que los saldos acumulados del FOEA sean positivos.

El ingreso de los proyectos solar, eólico y geotérmico incrementaran los requerimientos de remuneración, por lo tanto, bajo el mecanismo actual, los FEA-GD deben incrementarse por encima de 1.15.

Al igual que en los casos anteriores, los valores FEA-GD en el mediano plazo, permitirán cubrir los requerimientos de remuneración, sin embargo, el ingreso de nuevo proyectos de energías alternativas, significará que los factores FEA-GD deberán mantenerse en esos niveles de manera permanente, con el correspondiente efecto sobre las tarifas.

GRÁFICO 47.- CESSA: INGRESO CATEGORÍAS GRAN DEMANDA 2016-2025 (BS.)

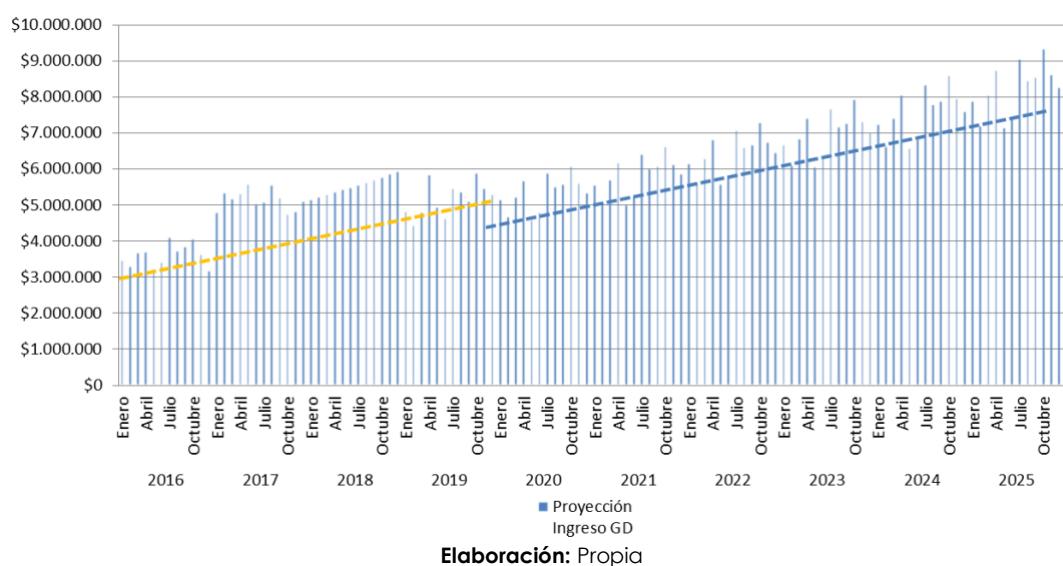


GRÁFICO 48.- CESSA - ESCENARIO BAU. FOEA 2016-2025

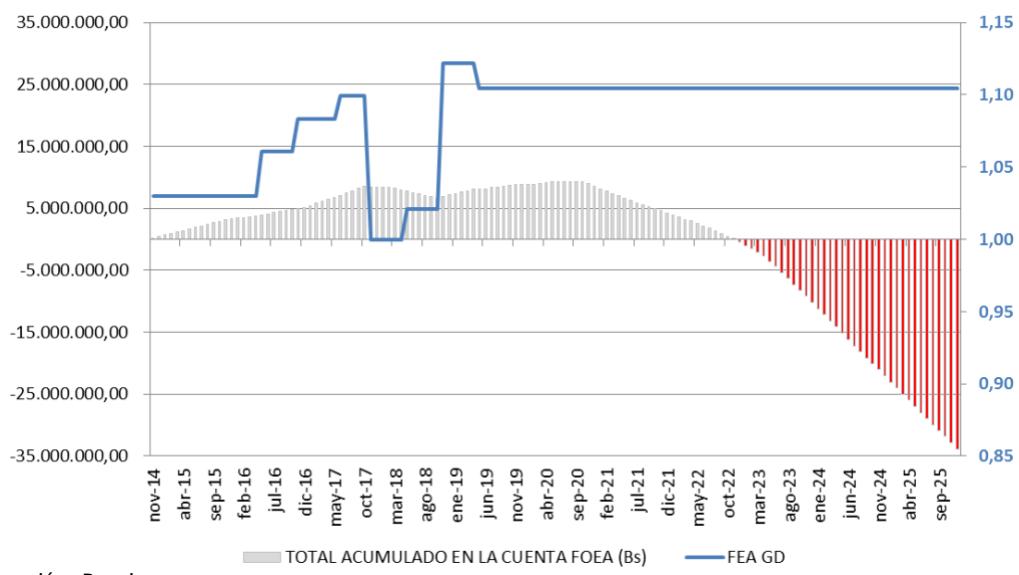
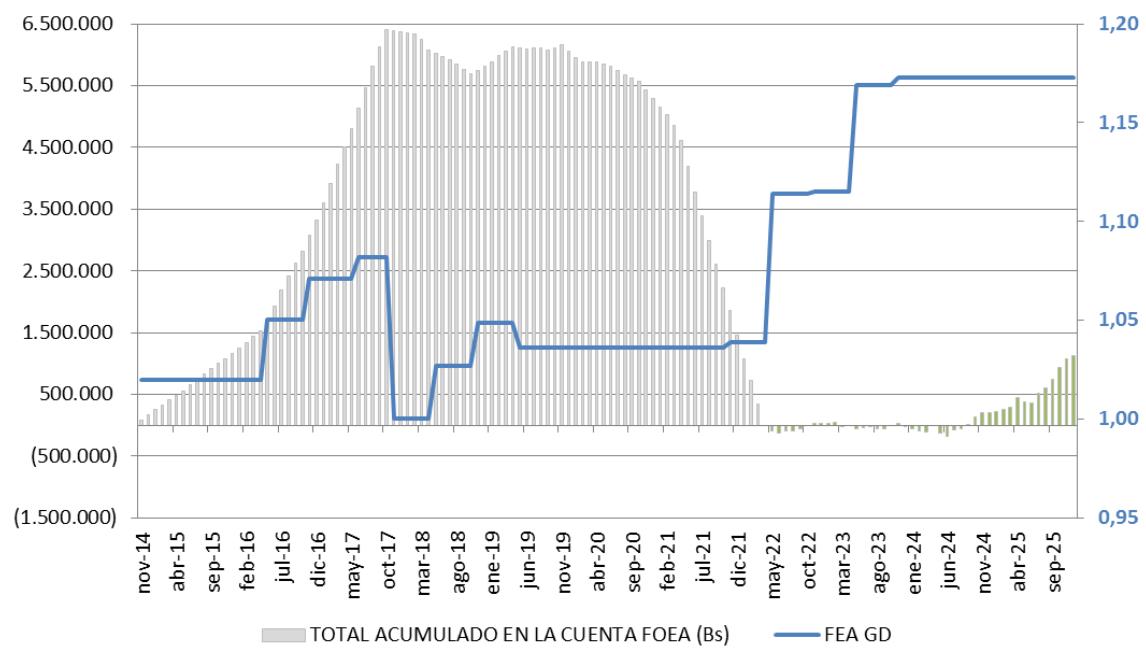


GRÁFICO 49.- CESSA - ESCENARIO BAU. FOEA 2016-2025



Elaboración: Propia

vi. Empresa de Distribución SEPSA

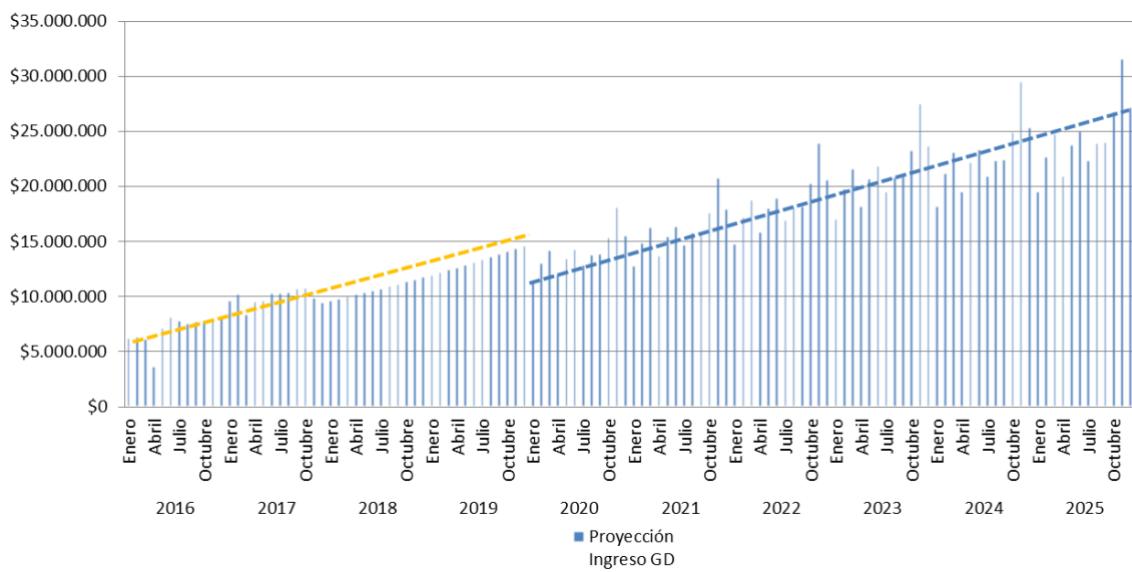
La Empresa Servicios Eléctricos de Potosí S.A. presenta dos fuentes de financiamiento del Fondo de Energías Alternativas, a través de las categorías Gran Demanda: Industrial 2, Industrial Alta Tensión.

De ésta manera, se ha proyectado hasta el 2025 los ingresos de la categoría Industrial 2, que presenta el mismo comportamiento que en el resto de las distribuidoras. Los ingresos por la gran demanda han disminuido a finales de 2019, disminuyendo el monto destinado a la remuneración de energías alternativas.

También, se ha proyectado los ingresos de la categoría Industrial Alta Tensión cuyos usuarios son principalmente empresas mineras. La proyección tiene una tendencia central que se mantiene estable a lo largo del período proyectado, debido a que la energía demandada por las empresas mineras es relativamente constante en el tiempo.

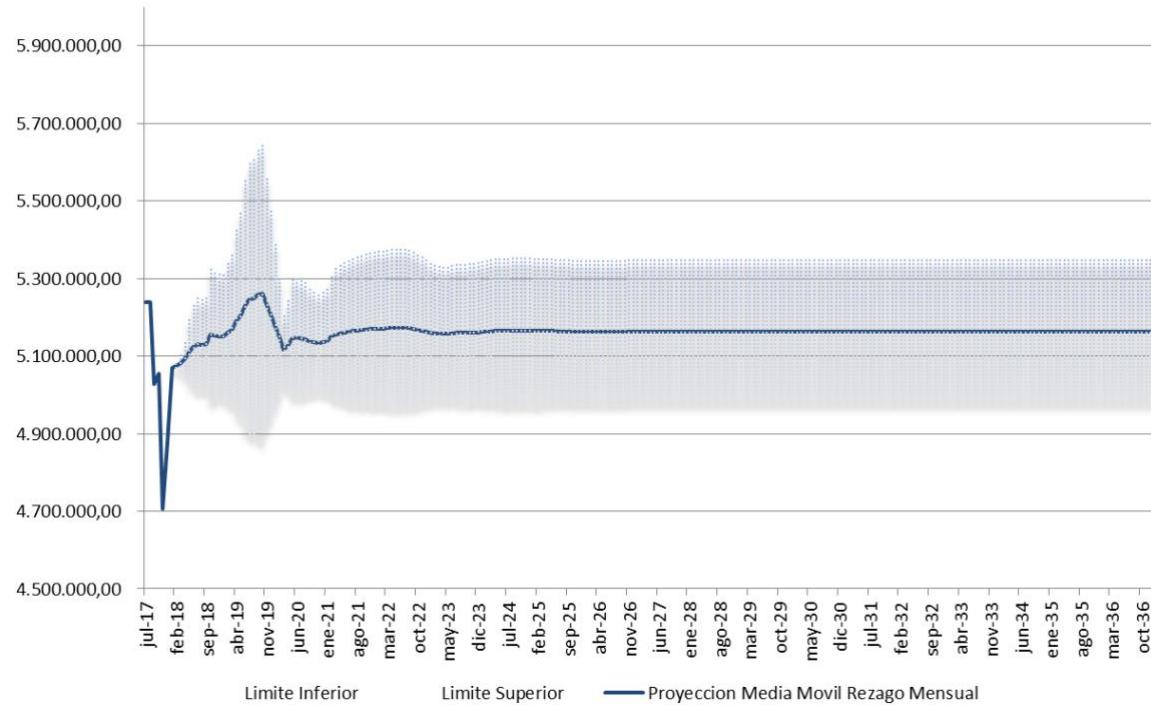
Adicionalmente, se ha calculado un margen de error correspondiente a dos desviaciones estándar, que nos muestran los límites máximo y mínimo que pueden alcanzar en dicho período. Estos valores se han utilizado para proyectar los dos escenarios del Fondo de Energías Alternativas.

GRÁFICO 50.- SEPSA: INGRESOS DE LA CATEGORÍA INDUSTRIAL 2, 2016-2025-Bs-



Elaboración: Propia

**GRÁFICO 51.- SEPSA: INGRESO CATEGORÍA INDUSTRIAL ALTA TENSIÓN
2016-2025 (BS.)**

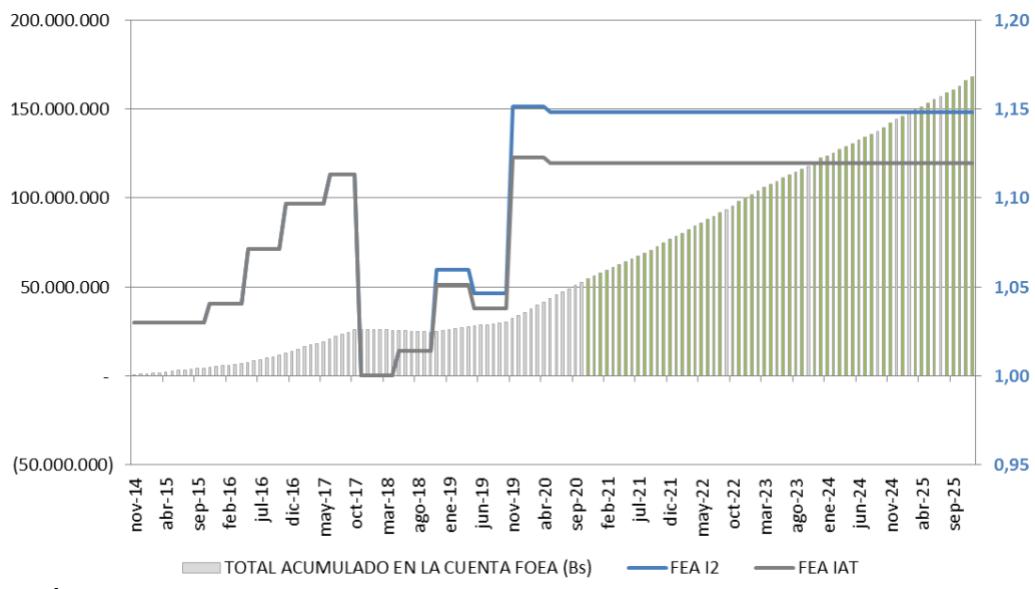


Elaboración: Propia

En el primer escenario Business as Usual, se observa que el último FEA-GD aprobado alcanza un valor de 1,15 para la categoría Industrial-2 y para Industrial Alta Tensión 1,12. Al mantener estos valores contantes, el saldo acumulado del FOEA continuará creciendo en el tiempo. Sin embargo, el FOEA debe mantener saldos equilibrados en el mediano plazo, de manera tal, que no genere variaciones permanentes en las tarifas de las categorías Gran

Demanda, por lo tanto, tampoco es prudente que el saldo acumulado de la distribuidora crezca indefinidamente.

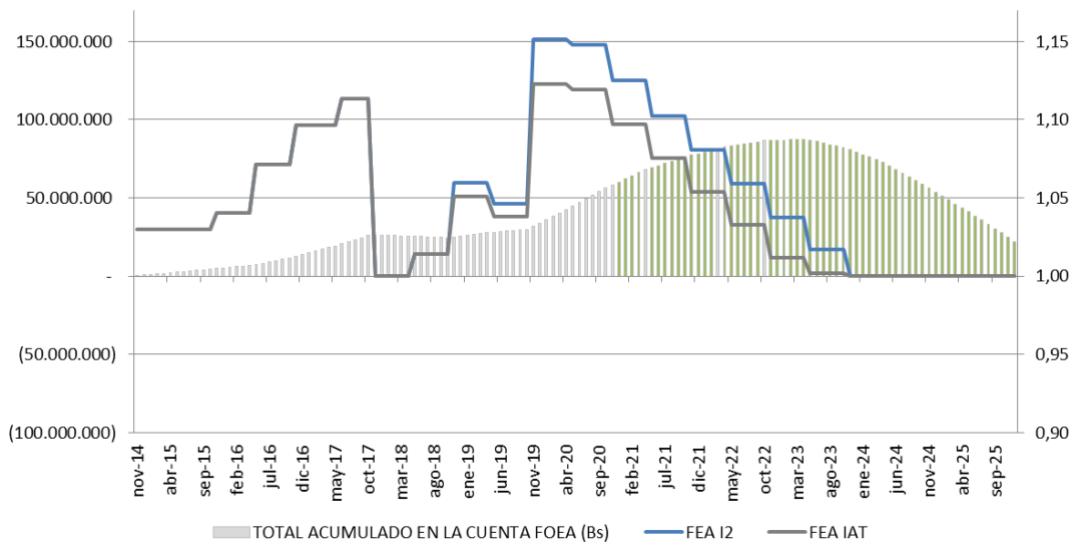
GRÁFICO 52.- SEPSA - ESCENARIO BAU. FOEA 2016-2025



Elaboración: Propia

El escenario alternativo, responde a los resultados del escenario BAU y se propone reducir gradualmente el nivel del FEA-GD, para mantener saldos positivos el FOEA, que sean suficientes para remunerar a los proyectos actuales y los proyectos nuevos que ingresaran en los próximos años.

GRÁFICO 53.- SEPSA - ESCENARIO ALTERNATIVO. FOEA 2016-2025



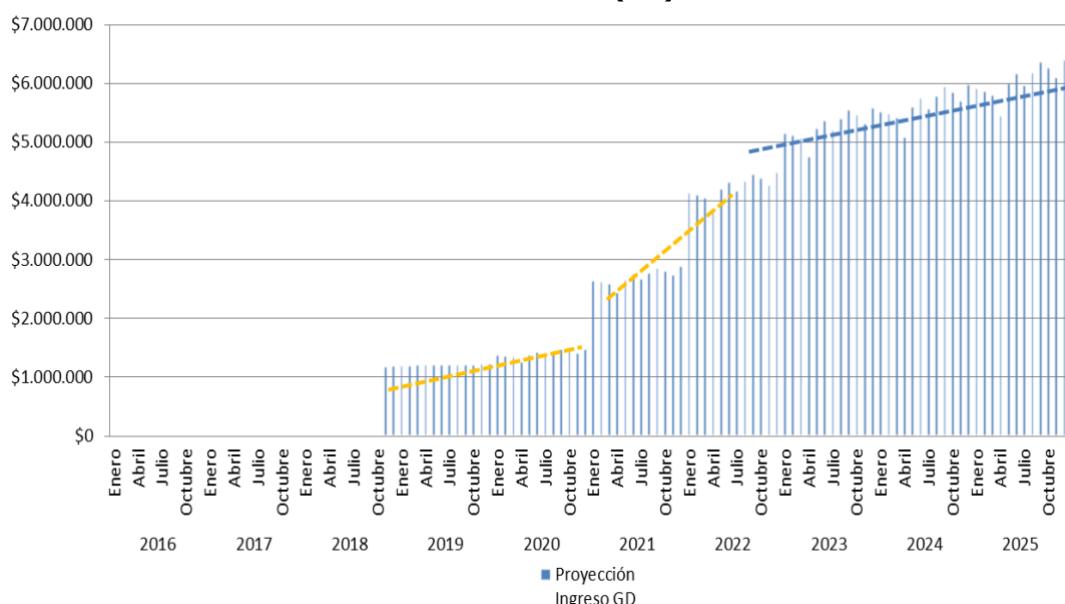
Elaboración: Propia

i. Empresa de Distribución ENDE CAMARGO

La Empresa ENDE Camargo comenzó a aplicar el Factor de Energías Alternativas a la categoría Gran Demanda en noviembre de 2018. A partir de esa fecha analizamos el desempeño de los ingresos de dicha categoría.

La proyección se realizó siguiendo los resultados de los modelos econométricos desarrollados por el Comité Nacional de Despacho de Carga y la proyección de demanda aprobada en la Revisión Ordinaria de Tarifas. De ésta manera, se espera un crecimiento importante en el período enero 2021 y diciembre 2022, para después retornar al ritmo de crecimiento mostrado al inicio.

**GRÁFICO 54.- ENDE CAMARGO: INGRESO CATEGORÍAS GRAN DEMANDA
2016-2025 (BS.)**



Elaboración: Propia

De igual manera la proyección del saldo acumulado del Fondo de Energías Alternativas, en el escenario Business as Usual muestra valores negativos, indicando que los factores aprobados se encuentran en un nivel muy bajo.

En el escenario Alternativo, se plantea un incremento en el valor del FEA-GD de 1,00616 a 1,05785, logrando el objetivo de obtener saldos positivos en el FOEA. Este ejercicio muestra la posible trayectoria de los FEA-GD y el saldo acumulado del FOEA de ENDE Camargo.

GRÁFICO 55.- ENDE CAMARGO - ESCENARIO BAU. FOEA 2016-2025

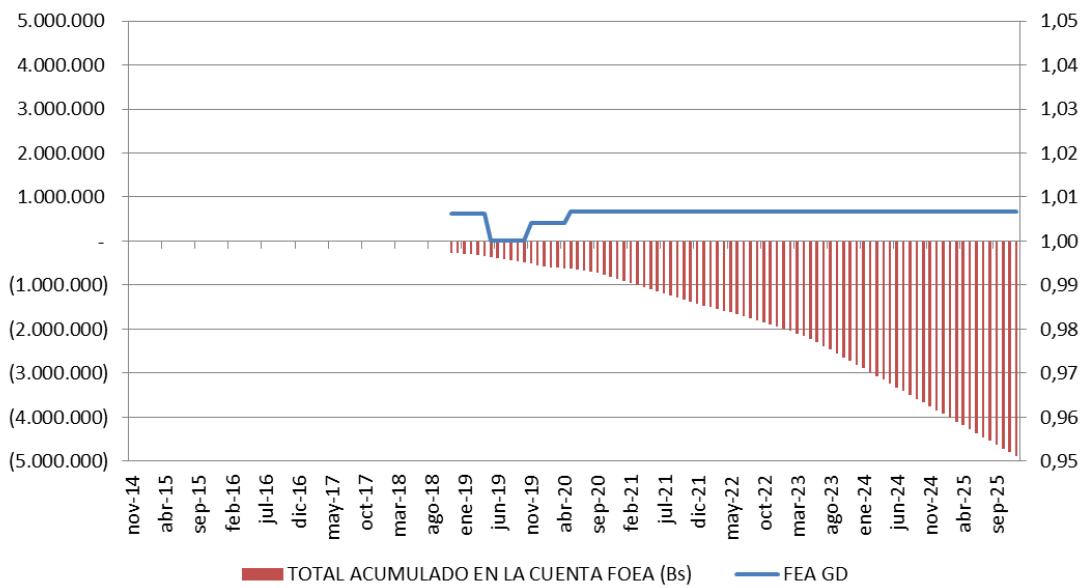
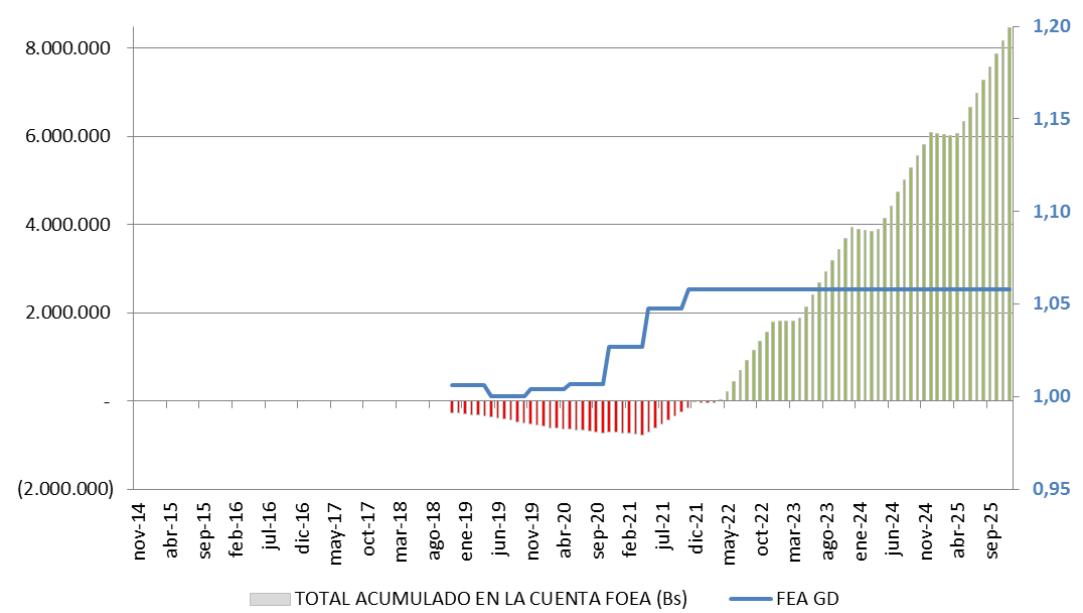


GRÁFICO 56.- ENDE CAMARGO - ESCENARIO ALTERNATIVO. FOEA 2016-2025



Consideraciones Adicionales.

De acuerdo al análisis, se resaltan los siguientes aspectos:

- Cuando el regulador aprueba FEA-GD cercano a 1, indica que la remuneración a los proyectos de energías alternativas se financiará con los saldos acumulados del Fondo.
- De otra manera, a mayor valor del Factor de Energías Alternativas, se generan mayores ingresos al FOEA.
- El escenario BAU explica que si la política regulatoria mantiene factores actuales, el saldo acumulado FOEA de DELAPAZ mostrará saldos

negativos a partir de noviembre de 2020. También, ELFEC, CRE, CESSA, ENDE Camargo enfrentaran similar situación en los años siguientes.

- El escenario Alternativo, plantea incrementos en el FEA-GD que permiten saldos acumulados positivos en la cuenta FOEA de DELAPAZ en el mediano plazo. El incremento del FEA-GD fluctuaría entre 10 y 20 por ciento según la actual situación de la empresa distribuidora.

En la actualidad, el mecanismo de remuneración a través de los factores de energías alternativas depende de los ingresos generados por la gran demanda, el sobrecosto calculado por el CNDC con el factor de adaptabilidad aprobado por la AETN y los ingresos de los No Regulados.

El análisis sugiere que se han implementado distintos factores FEA-GD por distribuidora, generando ingresos al FOEA. Sin embargo, el ingreso de nuevos proyectos y el aumento de los requerimientos de remuneración han erosionado los saldos acumulados de algunas distribuidoras en el corto plazo.

Al comparar los ingresos por aplicación del Factor de Energías Alternativas para la Gran Demanda con el Sobre costo, se observa una brecha que probablemente se explica por el nivel actual de precios de la energía en el mercado spot. Es decir, a menor precio de generación, menor posibilidad de remuneración a las energías renovables a través del Factor FEA-GD. Por esa razón, a medida que ingresan más proyectos, la brecha entre ingresos del FOEA y el requerimiento por remuneración es más grande.

El ritmo de crecimiento de la capacidad instalada en energías alternativas en los próximos cinco años supera el 200 por ciento, sin embargo, el crecimiento de los ingresos de las categorías Gran Demanda es visiblemente menor. Por lo tanto, el mecanismo está funcionando a través de un sistema híbrido similar a feed-in tariff, donde una parte se explica por los precios spot y otra parte se distribuye de acuerdo a la ponderación de cada empresa distribuidora según la energía demandada.

Como no existe un mecanismo de mercado, todas las categorías realizan un 'subsidio cruzado' hacia los proyectos de energías alternativas. Este mecanismo de financiamiento ha funcionado con pocos proyectos y una reducida capacidad instalada. La experiencia de los países de la región apunta a un cambio de mecanismo de remuneración, especialmente cuando aumenta el número de proyectos, permitiendo desarrollar mecanismos competitivos.

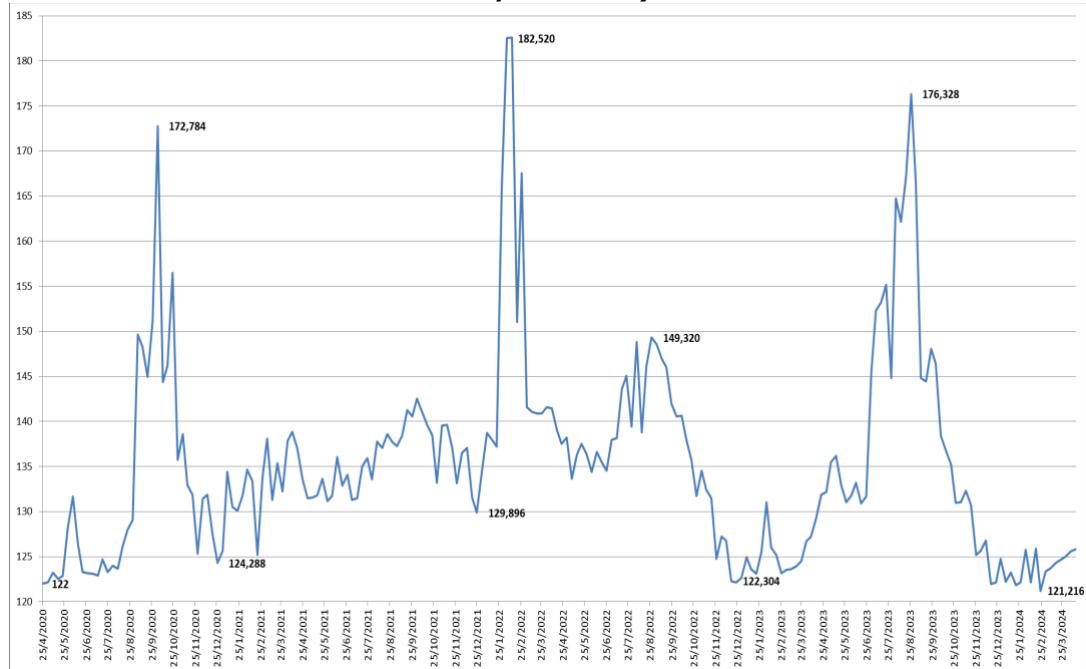
Considerando la cantidad de proyectos de energías alternativas que ingresarán en operación en los próximos años, se recomienda diseñar mecanismos de mercado, como las subastas que se aplican en la mayoría de los países de América Latina.

4.5 Ingresos Fondo de Energías Alternativas (FOEA)

De acuerdo a la información presentada por el CNDC (Informe de Programación de Mediano Plazo en el Sistema Interconectado Nacional,

periodo mayo 2020 – abril 2024), el Costo Marginal ponderado (Bs/MWh c/IVA) presenta variaciones significativas en ciertos periodos, tal como se observa en la siguiente gráfica:

GRÁFICO 57.– COSTO MARGINAL PONDERADO ENERGÍAS (Bs/MWh, c/IVA, May20-Abr24)



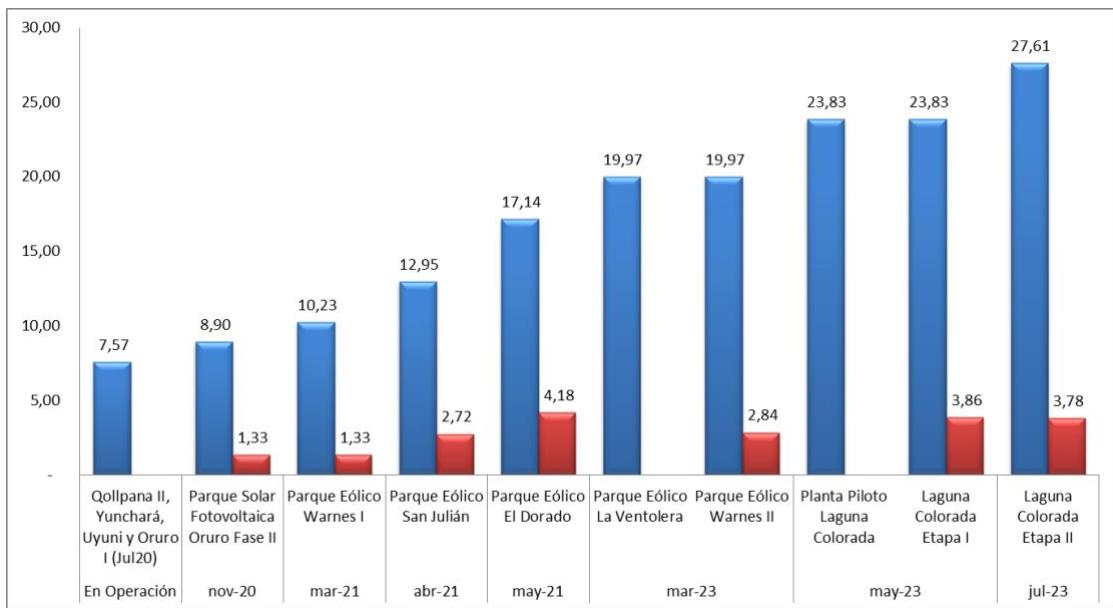
Fuente: Programación de Mediano Plazo en el SIN – CNDC

Elaboración: Propia

En la gráfica se puede observar que el promedio del costo marginal ponderado de energía, está en 135.305 Bs/MWh, c/IVA, quiere decir que la variación a mediano plazo no es muy significativa.

Por otro lado, si bien el ingreso acumulado del Fondo de Energías Alternativas a abril 2020 asciende a más de MMBs 181.43; el ingreso de proyectos a mediano plazo (hasta el año 2025) llega a 308 MW, significa que el sobrecosto también será muy significativo, como se observa en la siguiente gráfica:

GRÁFICO 58.– INGRESO DE NUEVOS PROYECTOS DE EEA AL SIN (MMBs)



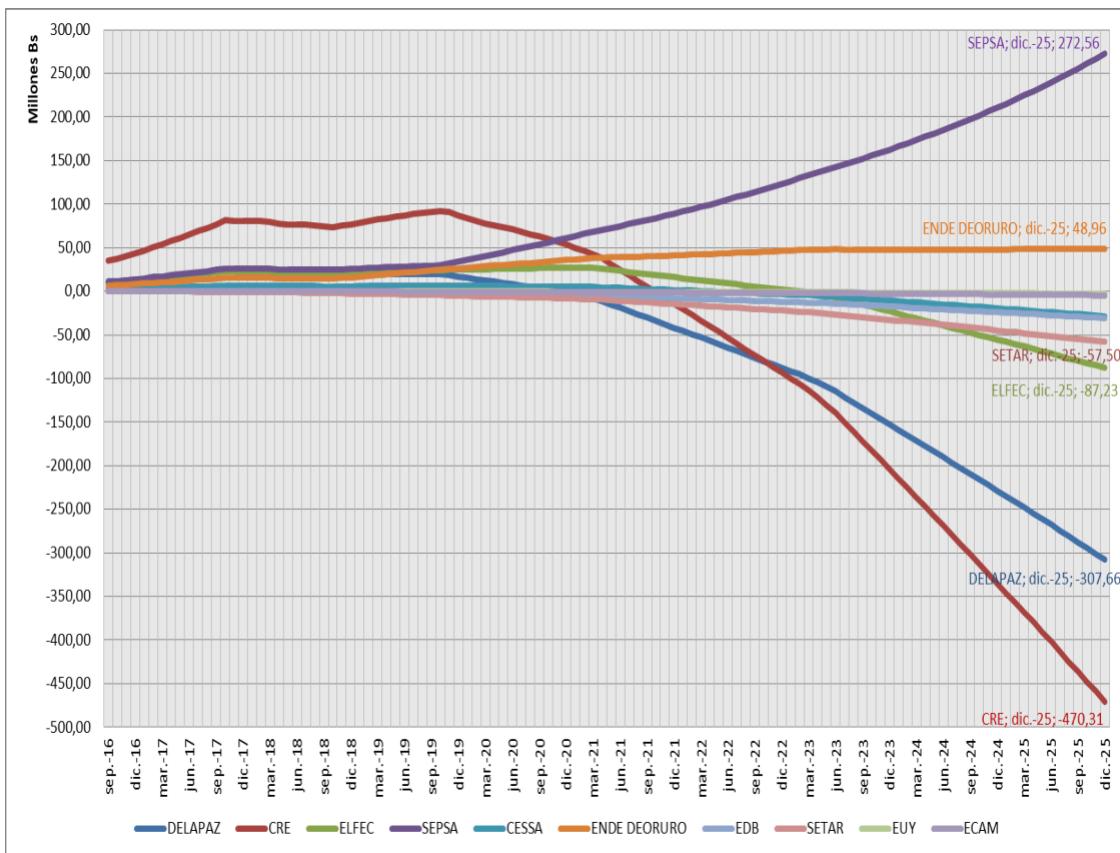
Elaboración: Propia

En la gráfica anterior, se puede observar que con el ingreso del proyecto Parque Solar Fotovoltaico Oruro Fase II en noviembre 2020, la remuneración sube en MMBs.1.33 (sube de 7.57 a 8.90 MMBs); con el ingreso del proyecto Parque Eólico Warnes I en marzo 2021, sube en MMBs.1.33; con el ingreso del proyecto Parque Eólico San Julián, sube en MMBs.2.72; con el ingreso del proyecto Parque Eólico El Dorado, sube en MMBs.4.18; con el ingreso de los proyectos Parques Eólicos La Ventolera y Warnes II, sube en MMBs.2.84; con el ingreso de los proyectos Planta Piloto Laguna Colorada y Laguna Colorada Etapa I, sube en MMBs.3.86; y finalmente con el ingreso del proyecto Laguna Colorada Etapa II, sube en MMBs.3.78.

Viendo desde el punto de vista de ingresos de proyectos de generación con fuentes de energías alternativas en el mediano plazo (hasta el 2025), la remuneración por sobrecosto sube en MMBs.20.04 (de 7.57 a 27.61 MMBs aproximadamente).

Con relación al acumulado del Fondo de Energías Alternativas a mediano plazo, la proyección se realizó considerando varios factores como ser: proyección de ingresos de la Gran Demanda e ingresos industriales en algunos casos, tasas de interés, ingreso de nuevos proyectos de generación con fuentes de Energías Alternativas al SIN, y se aplicó los mismos Factores de Energías Alternativas aprobados por el Regulador para el periodo mayo – octubre 2020. Con estos antecedentes, los resultados por distribuidoras se muestran en la siguiente gráfica:

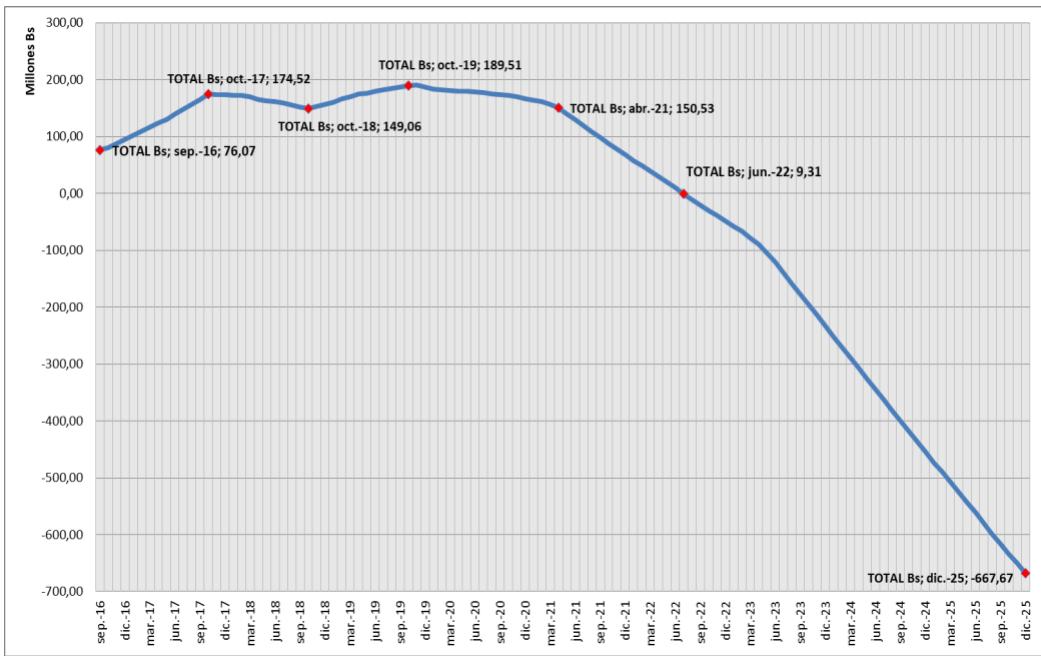
GRÁFICO 59.– PROYECCIÓN ACUMULACIÓN DEL FONDO DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS POR DISTRIBUIDORAS (MMBs)



Elaboración: Propia

En la gráfica se observa que si se mantienen los mismos factores de energías alternativas para el mediano plazo, las distribuidoras DELAPAZ, CRE, ELFEC y CESSA estarían con números negativos en el acumulado de sus Fondos de energías alternativas (DELAPAZ desde noviembre 2020, CRE desde octubre 2021 y ELFEC desde marzo 2023, CESSA desde abril 2022). Con estos resultados, el acumulado total del FOEA se comportaría de la siguiente manera:

GRÁFICO 60.– PROYECCIÓN ACUMULACIÓN DEL FONDO DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS A DIC25 (MMBs)

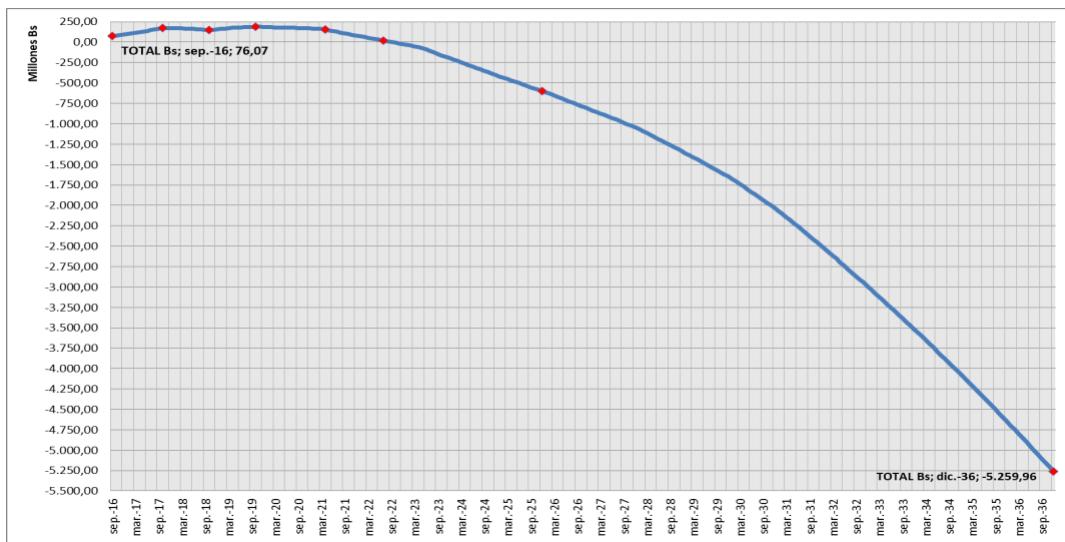


Elaboración: Propia

En la gráfica anterior se puede observar que para julio 2022, el acumulado total estaría con número negativo.

Desde el punto de vista de Largo Plazo, es necesario señalar que con el ingreso de 501.3 MW desde el año 2026 hasta el año 2036, la situación del Fondo de Energías Alternativas mantendrá una situación crítica con números negativos, tal como se observa en la siguiente gráfica:

GRÁFICO 61.– PROYECCIÓN ACUMULACIÓN DEL FONDO DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS A DIC36 (MMBs)



Elaboración: Propia

5 ANÁLISIS DE LA SOSTENIBILIDAD DEL ACTUAL MECANISMO DE REMUNERACIÓN PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS EN EL SIN Y PLANTEAR OTROS MECANISMOS QUE PERMITAN CONTAR CON RECURSOS ECONÓMICOS SUFICIENTES PARA FINANCIAR ESTOS PROYECTOS

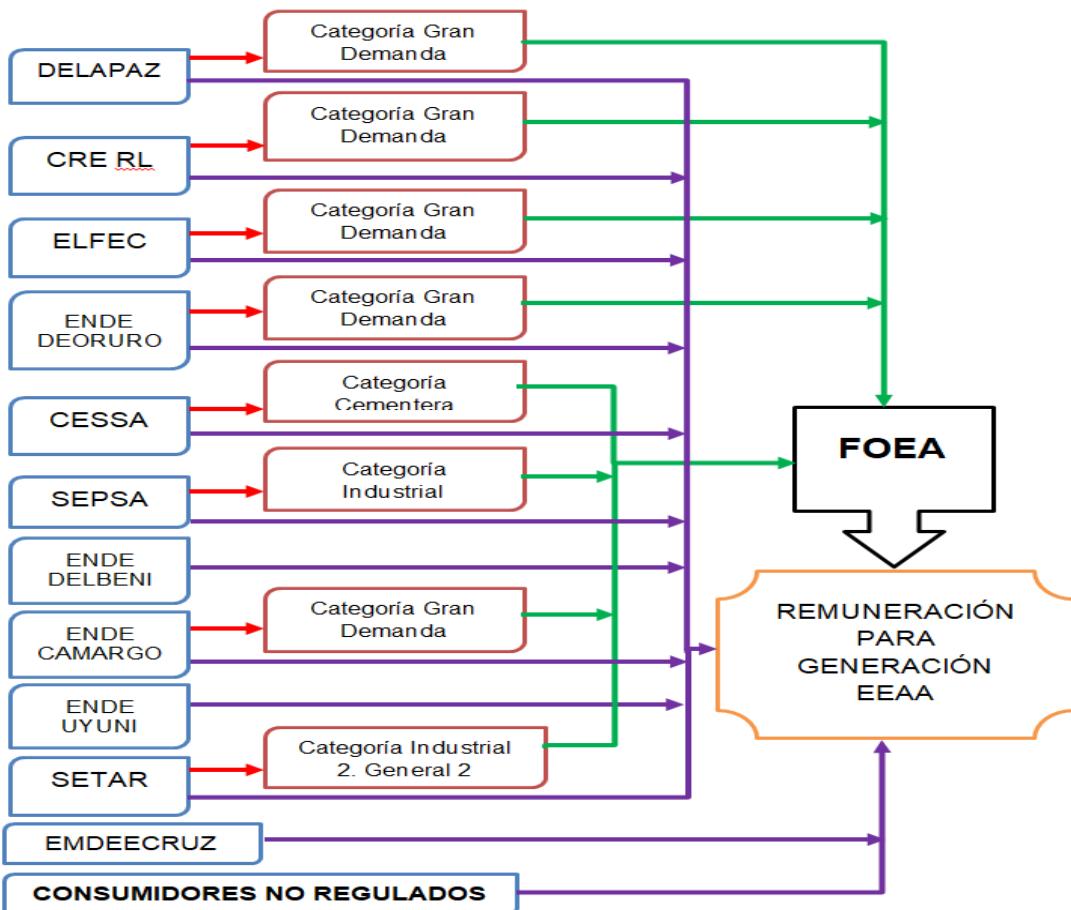
Con relación a la creación de cuentas individuales para cada Agente Distribuidor en cumplimiento al Artículo 3 del Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014, la misma permite al Distribuidor contar con un fondo para la remuneración de la generación con fuentes de Energías Alternativas; asimismo, para que el actual mecanismo de remuneración sea sostenible, se debe cumplir con el parágrafo I, Artículo Tercero (DIRECTRICES PARA DETERMINAR LOS FACTORES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS), del procedimiento “*Criterios para la Aplicación de los Factores de Energías Alternativas*”, aprobado en la Resolución Ministerial N° 004-15 de 13 de enero de 2015, que señala claramente lo siguiente: “Las cuentas individuales creadas mediante el Decreto Supremo N° 2048 de 2 de julio de 2014 permitirán una remuneración adicional a la obtenida en el Mercado Spot. **Estas cuentas individuales en ningún caso deberán tener saldos negativos o factores que en lugar de acumular reduzcan los saldos existentes**, por lo tanto los Factores de Energías Alternativas deberán siempre ser mayores a 1 (uno).” (El resaltado es propio del documento). Considerando esta situación, se procede a analizar la sostenibilidad de este mecanismo de remuneración en los siguientes puntos:

5.1 Análisis de la sostenibilidad del actual mecanismo de remuneración

Con el ingreso de proyectos de generación con fuentes de Energías Alternativas en el Mediano Plazo (a julio 2020, de los 450 MW previstos y señalados en el “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia – 2025”, la generación con Energías Alternativas que ingresaron en operación alcanza a 142 MW (3 MW – Parque Eólico Qollpana I, que no se acoge al Decreto Supremo N° 2048), teniendo una diferencia por ingresar hasta julio 2023, de 308 MW), se genera un sobrecosto muy considerable (sube de 7.22 a 30.60 MMBs), haciendo que los Fondos de Energías Alternativas de las Distribuidoras más importantes tiendan a números negativos, siempre y cuando se considere mantener los mismos Factores de Energías Alternativas aprobados en la Resolución AETN N° 152/2020 de 19 de mayo de 2020 (aprueba los Factores de Estabilización y Factores de Energías Alternativas, para el periodo mayo 2020 – octubre 2020) para el resto de los siguientes semestres del Mediano Plazo. El análisis se detalló en el punto 5.3 (Ingresos Fondo de Energías Alternativas - FOEA).

Por otra parte, si consideramos que el Ente Regulador para generar ingresos en los Fondos de Energías Alternativas durante el Mediano Plazo, solo toma en cuenta a las categorías Gran Demanda de las Distribuidoras CRE R.L., DELAPAZ, ENDE DEORURO, ENDE CAMARGO y ELFEC; Categoría Industrial 2 y General 2 de SETAR; y Categorías Industrial I2 e IAT de SEPSA; tal como se observa en el siguiente gráfico:

GRÁFICO 62.- ESQUEMA DE INGRESOS FOEA Y REMUNERACIÓN DE LA GENERACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS



Elaboración: Propia

Bajo esta situación, el Ente Regulador debería considerar que para cubrir los sobrecostos que se pagan a los generadores con fuentes de Energías Alternativas en operación, se tiene que acumular mayores ingresos en el Fondo de Energías Alternativas y velar que cada Agente Distribuidor no este con números negativos, tal como actualmente sucede con las Distribuidoras SETAR, ENDE DELBENI, ENDE UYUNI y EMDEECRUZ.

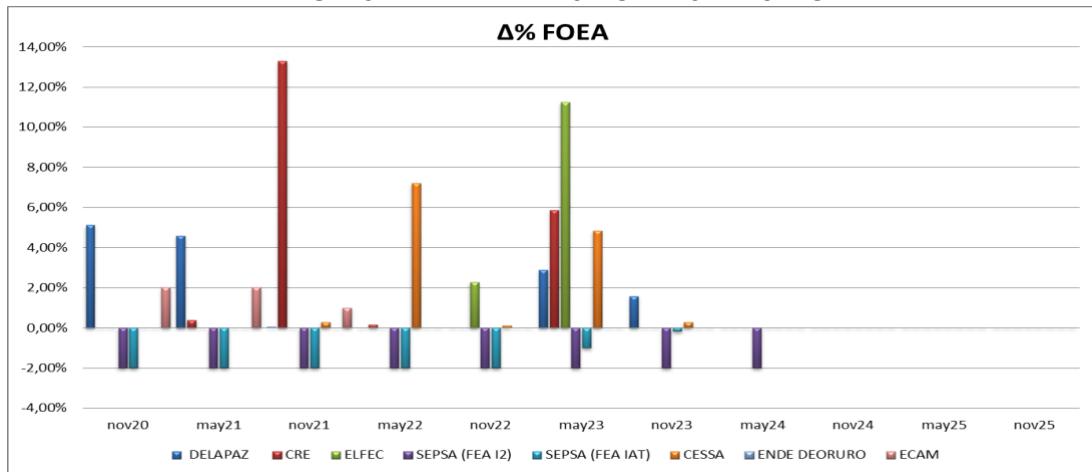
Con la proyección de ingresos de las citadas categorías (Gran Demanda, Industrial 2 y General 2, e Industrial I2 e IAT) a diciembre 2025, los pagos que deben realizar todos los Agentes que participan de la demanda del SIN para cubrir el sobrecosto de la generación con fuentes de Energías Alternativas en el Mediano Plazo (hasta el 2025), y otros datos señalados en puntos anteriores, se realizó un ejercicio en la cual se debería incrementar de forma semestral un determinado porcentaje al último Factor de Energías Alternativas vigente, para que los Agentes Distribuidores no estén con números negativos, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

CUADRO 19.- VARIACIÓN SEMESTRAL DEL FACTOR DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS POR DISTRIBUIDORA EN EL MEDIANO PLAZO

MES	DELAPAZ		CRE		ELFEC		SEPSA				CESSA		ENDE DEORURO		ECAM	
	Δ% FOEA	FEA GD	Δ% FOEA	FEA GD	Δ% FOEA	FEA GD	Δ% FOEA	FEA I2	Δ% FOEA	FEA IAT	Δ% FOEA	FEA GD	Δ% FOEA	FEA GD	Δ% FOEA	FEA GD
may-20		1,00006		1,00005		1,07740		1,14805		1,11950		1,03614		1,10450		1,00671
nov-20	5,11%	1,05119	0,00%	1,00005	0,00%	1,07740	-2,00%	1,12509	-2,00%	1,09711	0,00%	1,03614	0,00%	1,10450	2,00%	1,02684
may-21	4,59%	1,09941	0,39%	1,00399	0,00%	1,07740	-2,00%	1,10259	-2,00%	1,07517	0,00%	1,03614	0,00%	1,10450	2,00%	1,04738
nov-21	0,05%	1,09996	13,28%	1,13736	0,00%	1,07740	-2,00%	1,08054	-2,00%	1,05366	0,29%	1,03913	0,00%	1,10450	1,00%	1,05785
may-22	0,00%	1,09996	0,17%	1,13925	0,00%	1,07740	-2,00%	1,05892	-2,00%	1,03259	7,22%	1,11411	0,00%	1,10450	0,00%	1,05785
nov-22	0,00%	1,09996	0,00%	1,13925	2,28%	1,10200	-2,00%	1,03775	-2,00%	1,01194	0,11%	1,11532	0,00%	1,10450	0,00%	1,05785
may-23	2,88%	1,13167	5,86%	1,20605	11,24%	1,22590	-2,00%	1,01699	-1,00%	1,00182	4,84%	1,16930	0,00%	1,10450	0,00%	1,05785
nov-23	1,57%	1,14939	0,00%	1,20605	0,00%	1,22590	-2,00%	0,99665	-0,18%	1,00002	0,28%	1,17258	0,00%	1,10450	0,00%	1,05785
may-24	0,00%	1,14939	0,00%	1,20605	0,00%	1,22590	-2,00%	0,97672	0,00%	1,00002	0,00%	1,17258	0,00%	1,10450	0,00%	1,05785
nov-24	0,00%	1,14939	0,00%	1,20605	0,00%	1,22590	0,00%	0,97672	0,00%	1,00002	0,00%	1,17258	0,00%	1,10450	0,00%	1,05785
may-25	0,00%	1,14939	0,00%	1,20605	0,00%	1,22590	0,00%	0,97672	0,00%	1,00002	0,00%	1,17258	0,00%	1,10450	0,00%	1,05785
nov-25	0,00%	1,14939	0,00%	1,20605												

Elaboración: Propio del Documento

GRÁFICO 63.- ESQUEMA DE VARIACIÓN SEMESTRAL DE LOS FACTORES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS POR DISTRIBUIDORA

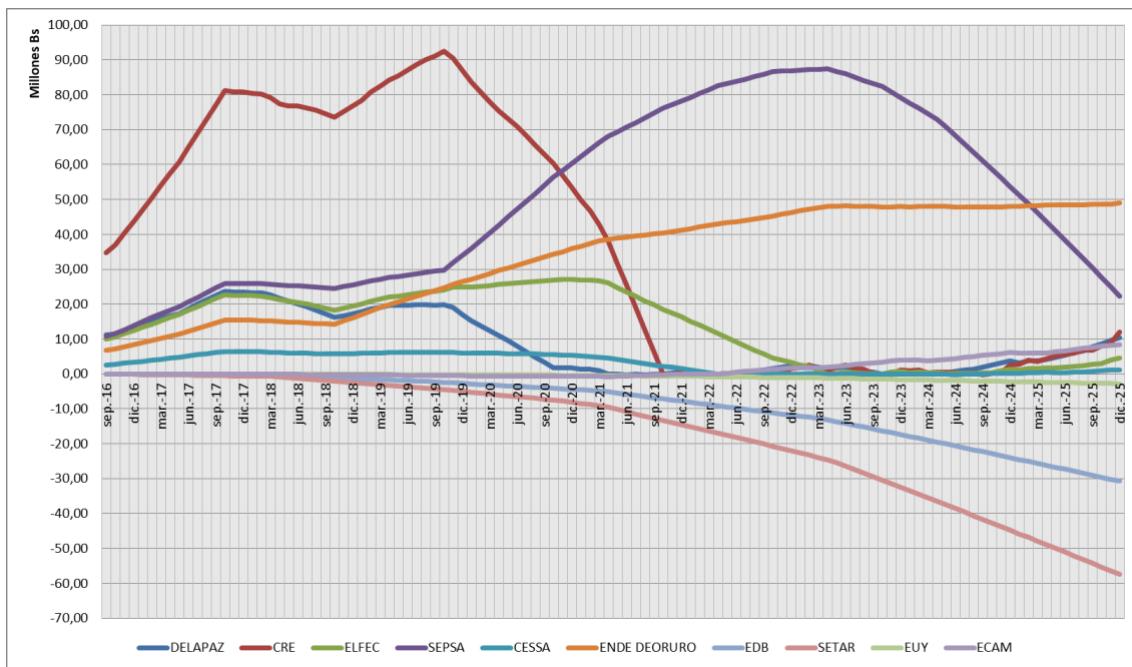


Elaboración: Propia

Para este caso, no se afecta el Factor de Estabilización del Distribuidor (FED), dado que no está el analizar esta situación en la presente consultoría.

Con la variación semestral de los Factores de Energías Alternativas en el Mediano Plazo, el Fondo de Energías Alternativas de cada Distribuidora tendría los siguientes resultados:

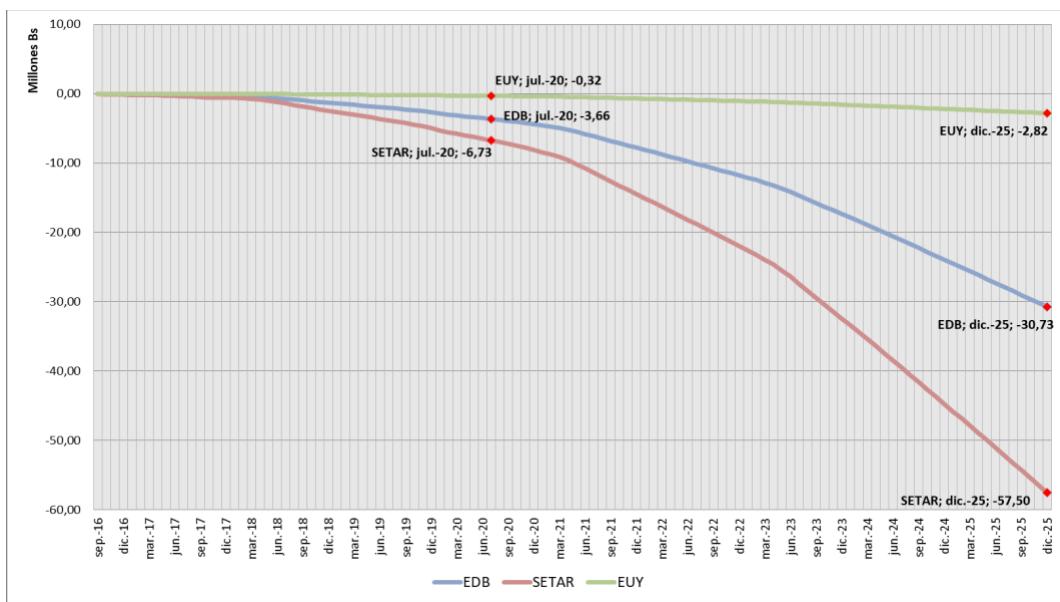
GRÁFICO 64.- PROYECCIÓN ACUMULACIÓN DEL FONDO DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS POR DISTRIBUIDORA A DICIEMBRE 2025 (MMBs)



Elaboración: Propia

De la gráfica anterior, no hay que perder de vista que los Agentes Distribuidores que no cuentan con medios de acumulación de ingresos para la remuneración de los proyectos de generación con fuentes de Energías Alternativas en el Mediano Plazo, su situación se agrava, tal como se muestra con mayor detalle en la siguiente gráfica:

GRÁFICO 65.– PROYECCIÓN ACUMULACIÓN DEL FONDO DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS PARA DISTRIBUIDORA QUE NO CUENTAN CON MECANISMOS DE INGRESO A DIC25 (MMBs)



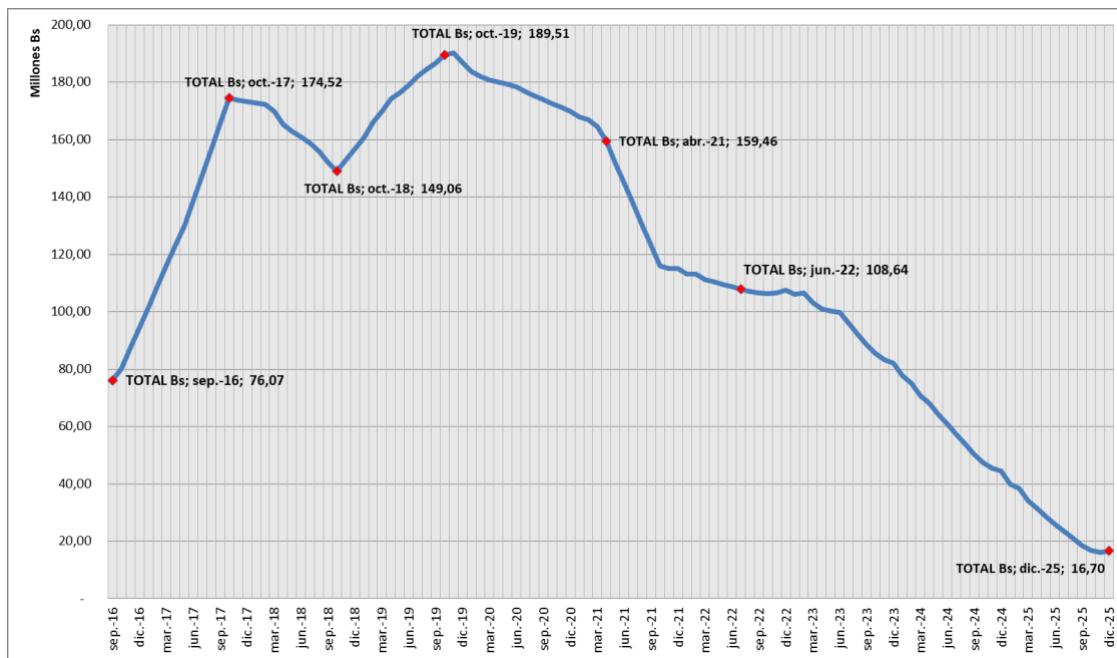
Elaboración: Propia

En la gráfica anterior, no se ha tomado en cuenta a la Distribuidora EMDEECRUZ, dado que al no contar con un mecanismo de ingreso para cubrir la

remuneración de la generación con fuentes de energías alternativas, lo realiza directamente de sus utilidades; asimismo, para el caso de SETAR, a partir de este periodo (may20-oct20) ya cuenta con un mecanismo de ingresos en su FOEA y aliviar esta situación (ingresos por las categorías Industrial 2 y General 2 – Resolución AETN N° 152/2020 de 19 de mayo de 2020).

El acumulado total del Fondo de Energías Alternativas en el Mediano Plazo (2025), se tendría como resultado un valor positivo, tal como se muestra en la siguiente gráfica:

GRÁFICO 66.– PROYECCIÓN ACUMULACIÓN DEL FONDO DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS A DIC25 (MMBs)



Elaboración: Propia

En la gráfica se observa que el acumulado del FOEA a dic25, asciende a MMBS.16.70.

5.2 Revisión de casos de Remuneración de la Generación con fuentes de Energías Alternativas: Otros Países

Los países de América Latina y el Caribe tienen un sector energético en constante crecimiento que actualmente responde a retos y necesidades de la transición energética. Los países han orientado sus políticas de desarrollo energético hacia la diversificación de la matriz de generación eléctrica, aumentando la participación de fuentes renovables de energía.

Es de particular interés señalar que la región presenta una importante participación de centrales hidroeléctricas alcanzando el 44.5 % del total de capacidad instalada, seguido por la generación por plantas térmicas no renovables (41.9 %) y en tercer lugar se encuentran las fuentes de energías renovables no convencionales, como la eólica, solar, geotermia y la biomasa, que alcanzan a 18 % del total en 2018.

En ese sentido, los países de la región han planteado distintos mecanismos de remuneración de energías renovables, entre ellos se destacan el método feed-in Tariff y las subastas. Las características generales de cada mecanismo se describen a continuación:

Feed-In Tariff (FIT)

Feed-in Tariff, es un precio fijo de electricidad que se paga a los productores de energía renovable (ER) por cada unidad de energía producida e inyectada a la red eléctrica. El pago del FIT está garantizado por un cierto período de tiempo que a menudo está relacionado con la vida económica del proyecto, generalmente entre 15-25 años.

Otra posibilidad es calcular una cantidad máxima fija de horas a plena carga de producción de electricidad con energía renovable por las que se pagará el FIT. Los operadores del mercado, el sistema o la red eléctrica suelen pagar los FIT, a menudo en el contexto de acuerdos de compra de energía (PPA).

Actualmente, en la mayoría de los esquemas de apoyo a las energías renovables, el nivel de FIT se determina sobre la base del cálculo del costo nivelado de la energía (LCOE⁷ por sus siglas en inglés) producida a partir de fuentes renovables. Esto permite al inversionista recuperar los diferentes costos (capital, O&M, combustible, financiamiento) mientras obtiene un retorno de su inversión que depende de los costos de financiamiento asumidos. En algunos casos, el FIT se ha calculado sobre la base de los costos evitados para el sistema eléctrico o la sociedad, incluidos, por ejemplo, externalidades ambientales. En tercer lugar, también es posible determinar el nivel FIT mediante un mecanismo de licitación.

Los FIT generalmente se diferencian por tecnología para reflejar las diferencias en los costos de generación entre las diversas tecnologías de energías renovables. También se suele hacer una segunda diferenciación para el tamaño del proyecto de ER en términos de capacidad instalada, lo que refleja los mayores costos de generación de los proyectos de ER de pequeña y mediana escala.

La FIT se puede diferenciar de acuerdo con la calidad de los recursos de energía renovable (por ejemplo, la velocidad media del viento) en diferentes ubicaciones del proyecto. En este caso, la FIT para sitios con menor potencial de energías renovables es mayor que la de sitios con mejor potencial de ER. En general, estas opciones para la diferenciación FIT puede conducir a una combinación más heterogénea de diferentes proyectos, en términos de tecnologías, tamaño y ubicación; pero conllevan el riesgo de incrementar los costos generales del esquema de apoyo.

Subastas

⁷ El LCOE es el valor del costo total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil.

Las subastas de energías renovables son una herramienta que permite el ingreso de nueva capacidad de generación eléctrica con diversas tecnologías de energías renovables en un país de una manera eficiente y transparente. Las experiencias en distintos países han demostrado que el mecanismo logra reducir en el tiempo las tarifas eléctricas, incrementa la competitividad, aumenta la seguridad del suministro y logra mayor eficiencia.

Este mecanismo se caracteriza por ser un proceso competitivo donde la autoridad convoca a los agentes generadores y distribuidores y/o comercializadores para adjudicar el volumen de energía o de potencia deseado, a través de Contratos a Largo y/o Corto Plazo de venta de energía eléctrica por el periodo adjudicado – a una tarifa fija por unidad de energía (USD/MWh) o, como en el caso de Brasil, Guatemala y Panamá, potencia (USD/kW o USD/MW) – a grandes consumidores o empresas distribuidoras. Estas subastas se denominan “subasta inversa” debido a que los proyectos se adjudican al postor que proponga el menor precio promedio.

Las Subastas de energías renovables son una herramienta que puede ser utilizada en mercados eléctricos liberalizados o no liberalizados. Los agentes generadores se encargan de la generación y la calidad del servicio de la energía eléctrica, mientras que los agentes distribuidores se encargan de la adquisición de la energía para la posterior venta al cliente. En el cuadro siguiente, se exponen los distintos tipos de subastas.

CUADRO 20.- ESQUEMAS DE SUBASTAS

Subastas de Oferta Sellada <i>Sealed-Bid Auctions</i>	<p>Esquema donde todos los participantes presentan sus ofertas en una sola ocasión y son sujetos a los lineamientos de la subasta. Los participantes no tienen acceso a las ofertas de otros participantes y no pueden modificarlas. Existen tres tipos:</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%; padding: 5px;"> Subastas de Precio Único <i>First-price sealed-bid auctions</i> </td><td style="width: 33%; padding: 5px;"> Subastas de Paga Como Oferta <i>Pay-as-bid</i> </td><td style="width: 33%; padding: 5px;"> Subastas de Precio Uniforme <i>Uniform Price Sealed-Bid Auction</i> </td></tr> </table>			Subastas de Precio Único <i>First-price sealed-bid auctions</i>	Subastas de Paga Como Oferta <i>Pay-as-bid</i>	Subastas de Precio Uniforme <i>Uniform Price Sealed-Bid Auction</i>
Subastas de Precio Único <i>First-price sealed-bid auctions</i>	Subastas de Paga Como Oferta <i>Pay-as-bid</i>	Subastas de Precio Uniforme <i>Uniform Price Sealed-Bid Auction</i>				
Subastas Descendentes <i>Descending Clock Auction</i>	<p>Esquema dinámico donde el precio se determina por rondas sucesivas de oferta o pujas. Las rondas sucesivas hacen que la determinación del precio adjudicado sea eficiente debido a que es el menor precio que los ofertantes pueden ofrecer con información obtenida en dichas rondas. Uno de los factores importantes de este tipo de mecanismo es el sistema para la subasta y sus reglas, que debe ser presentado oportunamente a los oferentes para su correcta participación.</p>					
Subastas Híbridas <i>Hybrid Designs</i>	<p>Esquema que combina las mejores características de las subastas de oferta sellada y de las subastas descendentes y consisten de dos fases. Existen dos enfoques utilizados comúnmente:</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%; padding: 5px;"> Fase Descendente seguida por la fase de Paga Como Oferta </td><td style="width: 50%; padding: 5px;"> Fase de Precio Único seguida de fase iterativa descendiente </td></tr> </table>			Fase Descendente seguida por la fase de Paga Como Oferta	Fase de Precio Único seguida de fase iterativa descendiente	
Fase Descendente seguida por la fase de Paga Como Oferta	Fase de Precio Único seguida de fase iterativa descendiente					
Subastas Combinatorias <i>Combinatorial Auctions</i>	<p>Esquema donde se subastan de manera simultánea más de dos productos y donde los ofertantes deben presentar su oferta para paquetes en lugar de productos individuales. En el caso de subastas de energía, un ejemplo de este mecanismo se puede ver en el caso de Chile en la sección 3.3.</p>					

FUENTE: OLADE (2020). Procesos competitivos para el financiamiento de Energías Renovables. Situación en América Latina y el Caribe.

Como se ha mencionado, a pesar de que se pueda describir de manera general lo que es una subasta de energías renovables, no existe un único esquema. Las subastas de energías renovables se han consolidado como una herramienta del mercado eléctrico que permite el ingreso de nueva capacidad de generación eléctrica con diversas tecnologías de energías renovables.

Los mecanismos de mercado través de las Subastas, se han convertido en el común denominador en los países de América Latina y el Caribe. En el mapa a continuación, observamos que solo tres países de Sud América no han desarrollado este mecanismo: Bolivia, Paraguay y Venezuela.

CUADRO 21.– PAÍSES EN LA REGIÓN QUE UTILIZAN ESQUEMAS DE SUBASTAS Y/O LICITACIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES



FUENTE: OLADE (2020). Procesos competitivos para el financiamiento de Energías Renovables. Situación en América Latina y el Caribe.

5.2.1 Caso Remuneración de la Generación con fuentes de Energías Alternativas en Brasil

El Sistema Regulatorio de Brasil, ha evolucionado desde un modelo verticalmente integrado con empresas estatales a un modelo de competencia con empresas estatales y privadas. En el cuadro siguiente, tenemos un resumen de las características del sistema regulatorio del Brasil. De manera importante, observamos una evolución del sistema regulatorio, hacia la combinación de recursos públicos y privados bajo un mercado competitivo.

CUADRO 22.- BRASIL: EVOLUCIÓN DEL MODELO REGULATORIO

	Modelo Antiguo (hasta 1995)	Modelo de Libre Mercado (1995-2003)	Modelo Vigente (desde 2004)
Financiación del Sistema	Recursos Públicos	Recursos Públicos y Privados	Recursos Públicos y Privados
Empresas	Integradas Verticalmente	Divididas por: Generación, transmisión, distribución y comercialización	Divididas por: Generación, transmisión, distribución y comercialización, importación, exportación
Titularidad de las Empresas	Estatal	Enfasis en la privatización	Empresas estatales y privadas
Mercado	Regulado	Libre	Libre y Regulado
Competencia en el Mercado	Monopolio	Competencia en Generación y Comercialización	Competencia en Generación y Comercialización
Tarifas	Reguladas en todos los sectores	Precios libremente negociados en generación y comercialización	1. Precios libremente negociados en generación y comercialización 2. Subasta Regulada

Elaboración: Propio del Documento

Programas de Incentivos

Desde el año 2002, Brasil puso en marcha el programa de incentivos PROINFA, basados en una tarifa regulada, determinada administrativamente (feed-in tariff). Con el programa PROINFA, se pusieron en marcha 119 proyectos con una capacidad instalada de 2,649 MW, que comprendía 964 MW en parques eólicos, 1,152 MW en pequeñas centrales hidroeléctricas y 533 MW en plantas de biomasa.

Así también, se han puesto en acción otros sistemas y mecanismos de apoyo para la promoción de las energías renovables:

- Financiación preferente para proyectos de energía renovable por parte del Banco de Desarrollo de Brasil (BNDES). El BNDES financia la inversión de energías renovables aportando, en el caso de la eólica hasta un 70 % del costo de la inversión, y hasta un 80 % en el caso de la tecnología fotovoltaica. Los créditos son concedidos a una tasa de interés bonificada, para aquellos proyectos que cumplan con requisitos específicos de contenido local y según tecnología.
- Fondo de Desarrollo Energético (Conta de Desenvolvimento Energético, CDE), fue creado para financiar proyectos de PROINFA y otros proyectos

de energías renovables. Se financia a través de un impuesto sobre los precios de la electricidad.

- Programa Nacional de Acceso Universal y Uso de la Energía Eléctrica (Luz para Todos), tuvo como objetivo mejorar el nivel electrificación rural a través de la expansión de la red, de sistemas de generación distribuidos en redes aisladas o de instalaciones individuales, mediante generación eléctrica renovable y sistemas híbridos. El Programa se financia a través del CDE y la Reserva Global de Reversión (RGR), a partir de las empresas concesionarias de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.
- Descuento en los peajes de acceso de al menos el 50% para hidroeléctricas, solar, eólica y biomasa de hasta 30 MW.
- Incentivos fiscales para las energías renovables, incluidos en un régimen general para el desarrollo de infraestructuras, exención de impuestos de importación para equipos renovables (turbinas eólicas y paneles fotovoltaicos, siempre que no haya equivalentes de producción local) y exenciones de Impuesto a la Circulación de Mercancías y Servicios (ICMS) a la energía de origen eólico y solar.
- Balance-neto para pequeños productores (menos de 1 MW) de solar, eólica, hidroeléctrica y biomasa. El excedente de producción sería acreditado para un máximo de 36 meses contra el consumo futuro.

Subastas en Brasil

El actual modelo institucional del sector eléctrico brasileño, creado en 2004, establece que las empresas de distribución de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN) deben garantizar, mediante licitaciones en el modo de subasta, el suministro a la totalidad de su mercado. Posteriormente, en el 2007 se introduce la posibilidad de realizar subastas exclusivas de fuentes alternativas.

La motivación original para la aplicación de un sistema de subastas fue, revelar precios, es decir descubrir el costo real de las tecnologías renovables, e incrementar la eficiencia en la contratación.

Tipos de Subastas

Las Subastas en Brasil se aplican para la contratación de toda la electricidad comercializada por los distribuidores en el mercado de tarifa regulada. Los principales tipos de subastas de generación de energía eléctrica en Brasil son:

- De energía nueva. Tiene como objetivo satisfacer el aumento futuro de demanda de las distribuidoras, a partir de proyectos que no han entrado en operación comercial. Esta subasta puede ser de dos tipos: A-5, realizadas cinco años antes del inicio del suministro, y A-3, realizadas tres años antes del inicio del suministro.

- De energía existente (A-1): Destinadas a reemplazar los contratos que vencen, a partir de plantas cuyas inversiones ya se han amortizado y por lo tanto tienen un costo más bajo. El inicio de la entrega de la energía es a principios del año siguiente.
- De energía de reserva: la contratación de energía de reserva fue creada para aumentar la seguridad del suministro de energía eléctrica en el SIN, con la energía de las plantas, especialmente contratados para este fin, ya sea para nuevos proyectos o proyectos de generación existente.
- De ajuste: tiene como objetivo complementar la energía necesaria para atender el mercado consumidor de los agentes de distribución, hasta el límite de 1% del mercado de cada distribuidora. Las subastas de ajuste están diseñadas para adaptar la contratación de la energía por parte de los distribuidores a las desviaciones resultantes de la diferencia entre las predicciones hechas para la subasta y el comportamiento del mercado. Son contratos generalmente de plazos cortos (3 meses a 2 años).
- A partir de fuentes alternativas: tiene como objetivo incentivar la diversificación de la matriz energética, introduciendo proyectos nuevos de fuentes renovables como la energía eólica, solar y biomasa.

Metodología Actual

Las subastas son de tipo híbrido. En la primera fase, subasta dinámica descendente, los participantes ofertan una cantidad anual de energía al precio techo de partida. Esta cantidad no puede modificarse durante la subasta. Conforme el precio va descendiendo en sucesivas rondas las pujas se van retirando. La fase uno finaliza cuando la oferta iguala a la cantidad de energía a contratar multiplicada por un factor de demanda. Si el factor de demanda es igual a 1.5, significa que el volumen total de las ofertas debe ser por lo menos 50 % superior al volumen a contratar. Para que no exista colusión, tanto la cantidad de energía a contratar como el factor de demanda no deben ser conocidos.

La segunda fase es una subasta en sobre cerrado en la que sólo pueden participar los proyectos que mantuvieron la puja hasta el final en la primera fase. Las ofertas ganadoras serán las necesarias hasta adjudicar toda la energía a contratar seleccionadas de menor a mayor precio ofertado.

Para reducir los trámites administrativos, los proyectos que no resultaron adjudicatarios en una convocatoria, pueden volver a presentarse sin necesidad de enviar de nuevo toda la documentación salvo que ésta haya cambiado.

El resultado de la subasta es la firma de un contrato de venta de la electricidad con cada una de las empresas distribuidoras demandantes en la subasta, por la cantidad de energía y el precio ofertado (pay as bid). El contrato es por un periodo de entre 15 y 30 años. En concreto, los contratos para las tecnologías eólicas y fotovoltaicas son de 20 años. El contrato está en moneda local, el Real brasileño. El precio es actualizado anualmente tomando como referencia la evolución del Índice de Precios al Consumidor (IPC) en Brasil. El costo de los

contratos es pasado por las distribuidoras íntegramente a los consumidores regulados.

La primera fase de la subasta híbrida, dinámica descendente, ha demostrado ser eficaz para descubrir los precios. La segunda fase de sobre cerrado asegura la competencia entre los oferentes. En estos sistemas, para conseguir reducir los precios ha resultado ser más importante el asegurar mucha competencia antes que establecer precios techo (de salida) bajos. La experiencia con precios techo cercanos al costo marginal de los proyectos ha sido una reducción de la competencia con muchos promotores abandonando inmediatamente y otros simplemente ofreciendo el precio techo.

Resultados

En los cuadros siguientes, se presentan los resultados de las subastas en energías renovables, fotovoltaicas y eólicas en Brasil. Se resalta el incremento de la capacidad instalada que supera las 2 GW y 15 GW en energía fotovoltaica y eólica respectivamente. Así también, el resultado en precio de generación indica una disminución sostenida en la energía eólica.

CUADRO 23.– RESULTADO DE LAS SUBASTAS DE PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Tipo de subasta	Fecha	Capacidad contratada (MW)	Número de proyectos	Precio medio de los contratos (R\$/MWh)
ER	octubre-14	889,6	31	215,5
ER	agosto-15	833,0	30	301,6
ER	noviembre-15	899,3	32	297,3
TOTAL		2,621,9	93	

Elaboración: Propio del Documento

CUADRO 24.– RESULTADO DE LAS SUBASTAS DE PROYECTOS EÓLICOS

Tipo de subasta	Fecha	Capacidad contratada (MW)	Número de proyectos	Precio medio de los contratos (R\$/MWh)	Precio medio de los contratos (US\$/MWh)
ER	diciembre-09	1,806	71	148	84.6
ER	agosto-10	528	17	118	67.4
FA	agosto-10	1,520	53	131	74.8
ER	agosto-11	1,068	43	100	62.9
A-3	agosto-11	861	35	100	53.7
A-5	diciembre-11	977	39	105	56.4
A-5	diciembre-12	282	10	88	41.9
ER	agosto-13	1,505	66	111	48.2
A-3	noviembre-13	868	39	124	54.9
A-5	diciembre-13	2,338	97	119	52.6
A-3	junio-14	762	31	142	63.7
ER	octubre-14	551	21	126	52.5
A-5	noviembre-14	926	36	136	52.3
FA	abril-15	90	3	177	56.7
A-3	agosto-15	539	19	181	52.0
ER	noviembre-15	528	20	203	53.3
TOTAL		15,149	600		

ER - Energía de reserva.

FA - Fuentes alternativas.

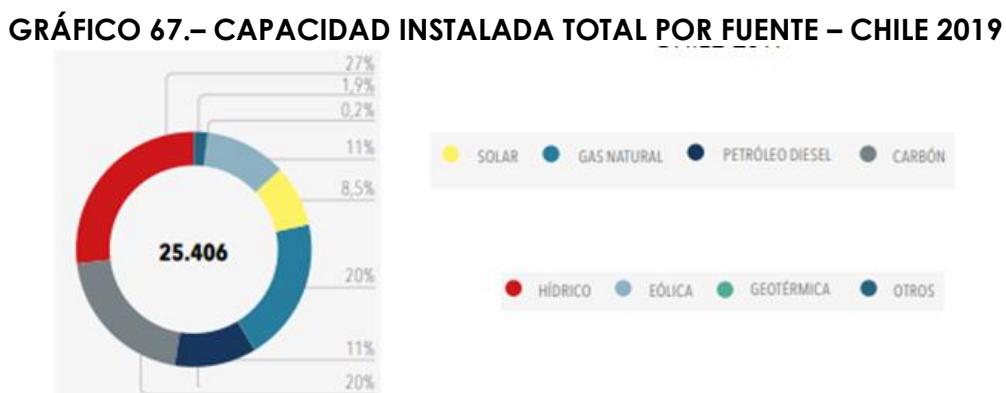
A-3 - Energía de proyectos nuevos a entrar en operación en tres años.

A-5 - Energía de proyectos nuevos a entrar en operación en cinco años.

Elaboración: Propio del Documento

5.2.2 Caso Remuneración de la Generación con fuentes de Energías Alternativas en Chile

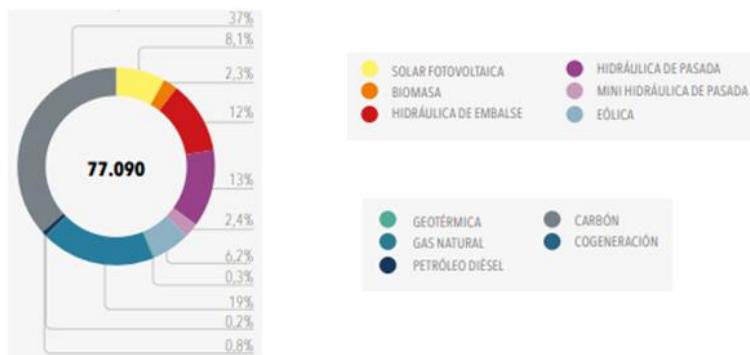
De acuerdo al Anuario Estadístico de Energía 2019, de la Comisión Nacional de Energía - Ministerio Energía y Minería, para el año 2019, la capacidad instalada de generación a nivel nacional es de 25,406 MW, como se muestra en el siguiente gráfico:



Fuente: BEN - Balance Energético Nacional - Chile

Elaboración: Propia

GRÁFICO 68.- GENERACIÓN BRUTA (GWh) – CHILE 2019



Fuente: BEN - Balance Energético Nacional - Chile

Elaboración: Propia

Chile ha realizado licitaciones de suministro de la energía eléctrica desde el 2013 hasta el 2017, donde en cada año se han adjudicado proyectos para el abastecimiento de la energía eléctrica en el país.

Es importante señalar que el caso de las licitaciones de suministro en Chile es especial. Esto es principalmente por el tema estructural de las mismas ya que en Chile el producto a licitar son bloques de energía (GWh), mientras que en otros países se licita capacidad de potencia (MW). Estos bloques de energía licitados son neutros en tecnología, lo que significa que se puede adjudicar a distintos tipos de tecnologías que puede incluir tecnología convencional como tecnología de ERNC. Asimismo, aquellas empresas que se adjudiquen los bloques de energía, pueden tener una cartera de proyectos que incluyan diferentes tecnologías. Esto es de especial importancia al momento de adjudicar los precios promedio ya que estos se adjudican por bloques de energía, lo cual dificulta asignar inequívocamente los precios y montos de energía adjudicados a los distintos tipos de tecnologías. En la tabla siguiente se incluyen las potencias que son asociadas a las centrales que corresponden a los contratos que han sido adjudicados, tanto para aquellos proyectos nuevos como centrales existentes.

i) Procedimiento General de la Licitación

El proceso de licitaciones de suministro en Chile, no es específico para tecnologías, por lo que el diseño no apunta directamente a generación eléctrica por energías renovables. En el caso chileno, se licitan los denominados "bloques de suministro". Estos bloques de suministro es una cantidad máxima de suministro de energía eléctrica que el Proponente (ofertante) puede asumir en su oferta y también es la energía total que se pretende adjudicar por el proceso de licitación. Resulta interesante que estos procesos toman en consideración dos componentes dentro del bloque de suministro. El componente Base que representa la cantidad de energía requerida o demandada por año; y, el componente Variable (que en los procesos chilenos representa el 10% del componente Base) se toma en cuenta para poder absorber aquellos incrementos inesperados en la demanda de la energía (Comisión Nacional de Energía, 2017).

En este proceso, los Proponentes adjudicados firman un Contrato de Suministro con los Licitantes (son las empresas concesionarias de servicio público de distribución en Chile). Dicho contrato regula la compraventa de energía para el bloque de suministro que corresponde. Los Licitantes podrán celebrar Contratos de Suministro con uno o más Adjudicatarios (Proponentes que han sido adjudicados uno o más Sub-Bloques en la licitación).

La Comisión Nacional de Energía es la entidad a cargo de aprobar y comunicar las bases para la licitación de suministro; la Comisión también se encarga de fijar el valor máximo de las ofertas de energía, la energía licitada por cada bloque de suministro y también los requisitos que deben cumplir las ofertas para ser adjudicadas.

ii) Esquema Resumido de Licitación de Energías Eléctricas en Chile

Para un mejor entendimiento del desarrollo de nuevos proyectos de generación de Energías Renovables No Convencionales, se muestra un esquema resumido de licitación de energías eléctrica en Chile:



iii) Entrada de nueva generación que incluye energías renovables y mix existente

El Encargado del Proceso de Licitación continúa con la apertura de las Ofertas Económicas de los Proponentes cuyas Ofertas Administrativas fueron aceptadas en la instancia previa. Posteriormente, se da la apertura de los sobres con las "Modificaciones de Oferta Económica para los bloques de suministro". Continúa

la evaluación y adjudicación de las Ofertas Económicas, mecanismo detallado en las bases de la licitación.

La adjudicación de las ofertas seguirá un procedimiento de dos etapas. Durante la primera etapa se considerarán aquellas Ofertas Económicas cuyo precio de energía sea igual o inferior al valor máximo de oferta y aquellas que hayan presentado una modificación y, por consecuencia, cumplan con lo estipulado. De aquellas Ofertas Económicas, se evalúan las combinaciones factibles y se seleccionará aquella que minimice el Precio Nivelado medio ponderado del conjunto conformado por los bloques de suministro licitados. En caso de que durante esta primera etapa no se abastezca la totalidad del suministro solicitado se procede a la segunda etapa. En la segunda etapa se realiza, en un acto público, una subasta de la energía de los bloques de suministro que no fue cubierta en la primera etapa. Culminadas ambas etapas, el Encargado del Proceso de Licitación levanta un Acta de Adjudicación que, entre otros puntos, deja constancia de la instancia de evaluación e identifica aquellos Proponentes Adjudicados.

Una vez notificados los Proponentes Adjudicados, los mismos deberán suscribir una Acta de Aceptación de Adjudicación de Suministro. Una vez aprobados los contratos de Suministro por parte de la Comisión Nacional de Energía, los Adjudicatarios deberán suscribirlos en un periodo de 30 días.

iv) Resultados de licitaciones realizadas

Resultado de los procesos de licitación realizados en el periodo 2014 – 2017 se muestran en la siguiente tabla:

CUADRO 25.– LICITACIONES DE SUMINISTRO EN CHILE

Tipo	Unidad	2014	2015	2016	2017
Eólico	MW	415.0	448.0	2,361.0	185.0
Fotovoltaico	MW	530.0	141.0	717.0	559.0
Hidroeléctrico	MW	29.0		6.0	
Solar	MW	110.0			
TOTAL	GWh	12,750.0	1,200.00	12,430.0	2,200.0
	USD/MWh	108.4	79.3	47.6	32.5

Fuente: BEN - Balance Energético Nacional - Chile

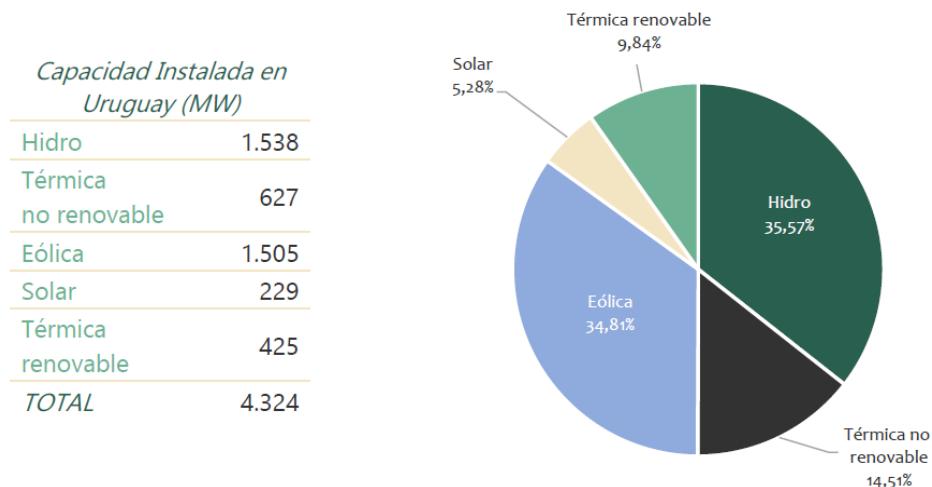
Elaboración: Propia

Es importante señalar que el precio promedio (USD/MWh) ha ido disminuyendo desde el 2014, dado que durante los procesos de licitación todavía se adjudicaron proyectos nuevos de generación térmica no renovable junto con proyectos de energías renovables. Sin embargo, en la tabla anterior se muestra que desde el 2015 los proyectos nuevos adjudicados corresponden en su mayoría a energía solar y eólica y esto se ve reflejado en los precios promedio de aquellos años; consiguiendo un precio promedio de 32.50 USD/MWh en la última licitación.

5.2.3 Caso Remuneración de la Generación con fuentes de Energías Alternativas en Uruguay

De acuerdo a la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería, BEN Balance Energético Nacional – Uruguay, para el año 2019, la potencia instalada y generación de electricidad por fuente de energía, son como se muestran en las siguientes gráficas:

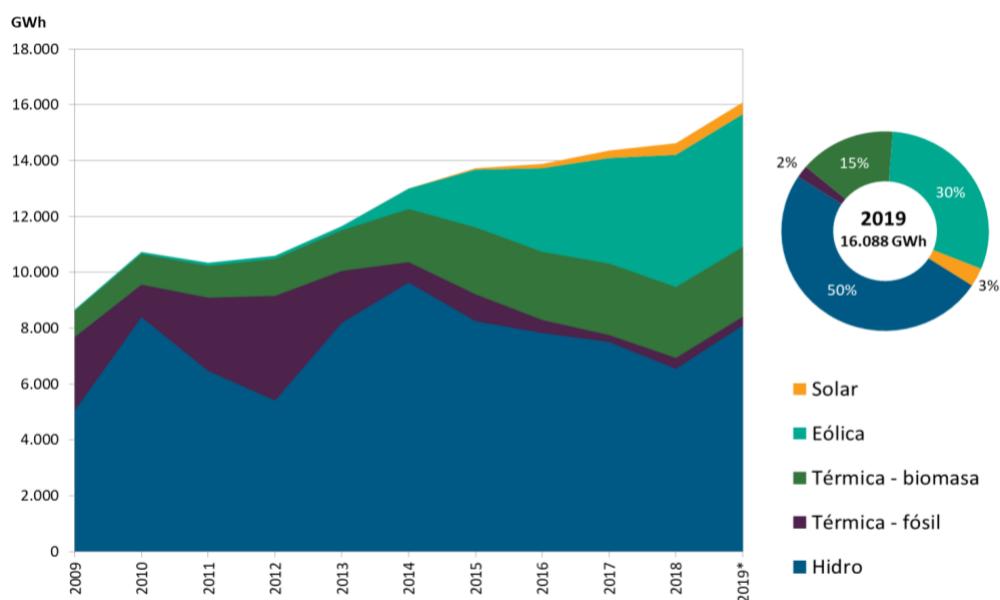
GRÁFICO 69.– CAPACIDAD INSTALADA TOTAL POR FUENTE



Fuente: BEN - Balance Energético Nacional - Uruguay

Elaboración: Propia

GRÁFICO 70.– GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR FUENTE



Fuente: BEN - Balance Energético Nacional - Uruguay

Elaboración: Propia

En cumplimiento del artículo 11 de la Ley N° 16.832, dispone la creación del mercado mayorista de energía eléctrica en Uruguay, el cual debe tener un régimen de libre acceso y de competencia para el suministro a los distribuidores y grandes consumidores.

La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) es una empresa pública que se dedica a actividades de generación, trasmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y antes de la publicación de la Ley N° 16.832, tenía la exclusividad de generación en el país. A partir del año 2006, la UTE cuenta con autorización para celebrar contratos de compraventa de energía eléctrica específicos para potencia y tecnología determinados.

El año 2009, la UTE cuenta con autorización para realizar una licitación exclusiva para generadores eólicos que se adjudicaron en el año 2010. El año 2013 se realizaron dos procesos competitivos, el primero enfocado en la contratación de generación por tecnología eólica para el sector industrial y el segundo para la contratación de energía solar fotovoltaica. Desde entonces, la UTE es la encargada del proceso de licitación y de la convocatoria para la inclusión de la generación con fuentes de energías alternativas en su sistema eléctrico.

Procedimiento General de la Licitación

El procedimiento general de las licitaciones en Uruguay comprende de dos etapas:

- Presentación de las ofertas de generación,

La presentación de las ofertas de generación debe constar de dos sobres: el Sobre A (Proyecto de Central) y el Sobre B (Oferta de Precio y Plazo). El Sobre A debe contener la documentación técnica del proyecto ofertado y el Sobre B debe contener el precio de generación ofertado, el plazo de suministro ofertado y la constancia de depósito de la garantía de mantenimiento de oferta. UTE puede solicitar aclaraciones o complementos a los contenidos del Sobre A, y en caso de no recibirlas, puede entender como desistida la oferta. El Sobre B permanece cerrado hasta la segunda etapa de presentación de complemento de oferta.

- Presentación de complementos de ofertas (A la segunda instancia se pueden presentar solo aquellos oferentes que cumplieron con la primera etapa).

Una vez finalizada la presentación de ofertas de generación, UTE entrega a los Oferentes el Anteproyecto de Conexión mismo que tendrá información importante respecto a costos de conexión de las centrales en licitación para que los oferentes puedan presentar los complementos de oferta cuyos requerimientos se detallan en los pliegos de condiciones particulares.

A continuación la UTE se encarga de realizar la evaluación de las ofertas para lo cual procede con el mecanismo comparativo estipulado en los pliegos de condiciones generales y particulares. UTE tiene el derecho de determinar a su exclusivo juicio y definitivamente si el ofertante tiene las capacidades técnicas y financieras para cumplir con la oferta. Los ofertantes que resulten adjudicados de este proceso deben suscribir con UTE el Contrato de Compraventa de Energía Eléctrica. Además, el adjudicatario deberá entregar una garantía de

fiel cumplimiento de contrato por un monto mínimo de 5 % de la facturación potencial estimada por 10 años.

Esquema Resumido de Licitación de Energías Eléctricas en Uruguay

Para un mejor entendimiento del desarrollo de nuevos proyectos de generación de Energías Renovables No Convencionales, se muestra un esquema resumido de licitación de energías eléctrica en Uruguay:



Licitaciones Realizadas y Resultados Obtenidos

A continuación, se presentan los resultados de cada proceso de licitación de energía eléctrica con fuentes renovables que se ha llevado a cabo en Uruguay desde el 2006.

CUADRO 26.- ADICIÓN UNIDADES GENERACIÓN AL SIN

Tipo	Unidad	2006	2010 (energías no sujetas a despacho y convocable)	2011 (precio de oferta máxima en 63.5 USD/MWh)	2013 (para consumo industrial)
Eólico	MW	74.5	150.0	192.0	537+100
	USD/MWh	90.3	85.0-87.0	63.0-61.0	63.5-61.0
Fotovoltaico	MW				3+185
	USD/MWh				93.5-87.5
Biomasa	MW	65.6	0.8		
	USD/MWh	80.0-89.8	92.0		
TOTAL	MW	140.0	150.0	0.8	192.0
	USD/MWh	87.8	85.4	92.0	63.5
					63.1
					87.1

Fuente: BEN - Balance Energético Nacional - Uruguay

Elaboración: Propia

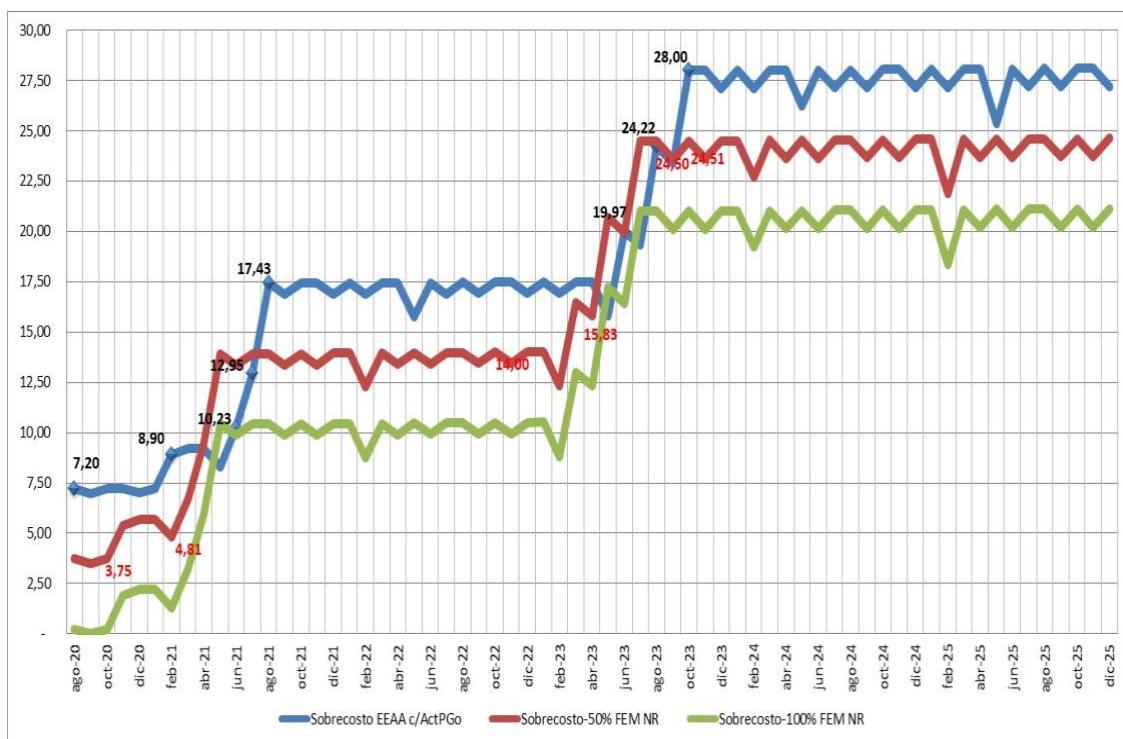
Como se puede observar en el cuadro anterior, en casi todos los procesos de licitación en Uruguay, la tecnología eólica ha sido adjudicada una cantidad de potencia considerable, al igual que la energía solar.

5.3 Propuesta Mecanismo Alternativo

De acuerdo al análisis realizado en el punto 4.2.1 del presente documento, en el Largo Plazo, si consideramos una tendencia moderada del Pago de los Consumidores No Regulados al FEM, tendería a los 7 millones de Bs por mes.

En el grafico siguiente, muestra los sobrecostos mensuales de los Proyectos de Energías Renovables en el Mediano Plazo, considerando tres escenarios: 1) sin FEM de No Regulados, 2) redireccionando el 50 % del pago de los No Regulados al FEM para Energías Renovables y 3) redireccionando el 100 % del pago de los No Regulados al FEM para Energías Renovables.

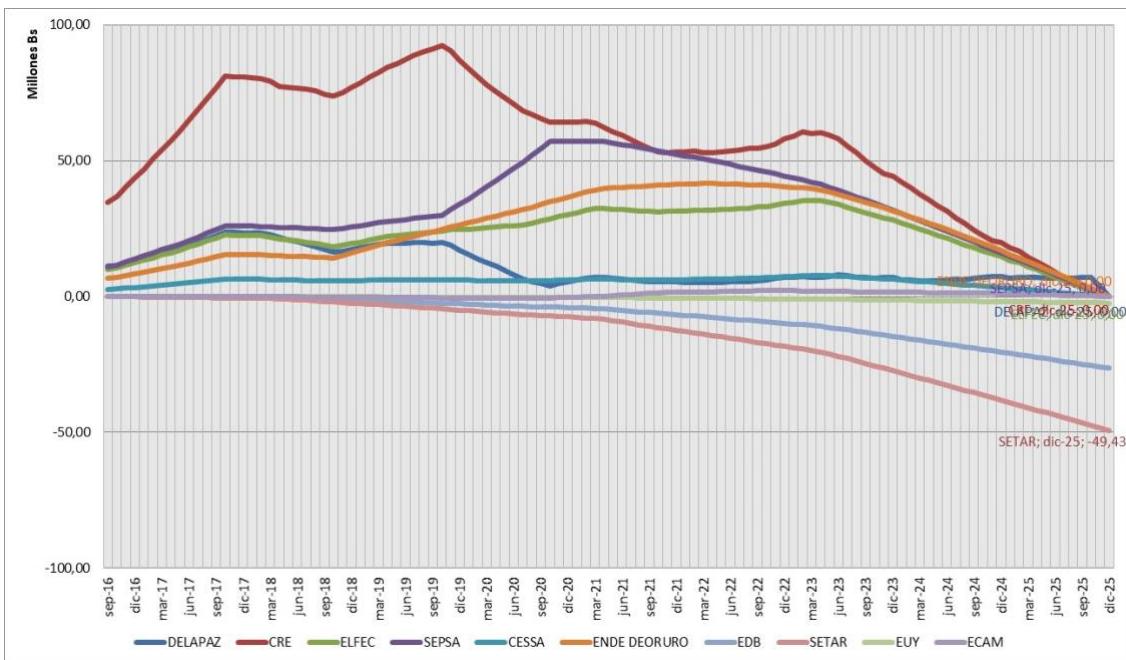
GRÁFICO 71.– PROYECCIÓN SOBRECOSTO GENERACIÓN CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS AL AÑO 2025 (MMBs) - CON FEM DE NO REGULADOS



Elaboración: Propia

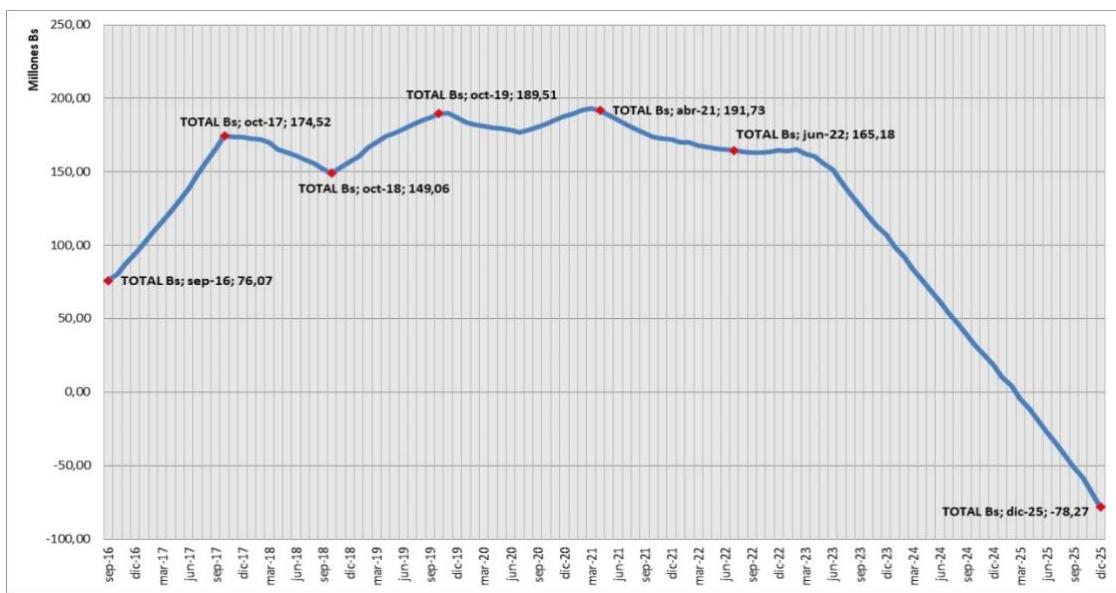
Considerando que un 50 % del pago de los Consumidores No Regulados al Fondo de Estabilización del Mercado Mayorista, fueran reorientados para pagar la generación con fuentes de Energías Alternativas a partir del mes de agosto 2020, y ajustando paulatinamente los Factores de Energías Alternativas en el mediano plazo, el comportamiento del FOEA de las Distribuidoras sería:

GRÁFICO 72.– PROYECCIÓN ACUMULACIÓN DEL FONDO DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS POR DISTRIBUIDORAS (MMBs) – con 50 % FEM NO REGULADOS



Elaboración: Propia

GRÁFICO 73.- PROYECCIÓN ACUMULACIÓN DEL FONDO DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS A DIC25 (MMBs) – con 50 % FEM NO REGULADOS



Elaboración: Propia

Si parte de estos recursos, de los pagos de los No Regulados al FEM, fueran reorientados para pagar los proyectos de energías alternativas, aliviarían el FOEA de las distribuidoras; sin embargo, se hace necesario ajustar los Decretos Supremos N° 1536 y N° 3187.

En el Largo Plazo, a medida que ingresan los proyectos de generación de Energías Alternativas, el Fondo de Energías Alternativas se hace insostenible, ya que tiende a tener saldos negativos.

Finalmente, se hace necesario activar o ajustar mecanismos normativos contemplados en la Ley de Electricidad N° 1604, como es el Mercado de Contratos, en su artículo 31 y del Reglamento de Precios y Tarifas, en los artículos 1 y 4.

6 PROPUESTA DE AJUSTE, MODIFICACIÓN O COMPLEMENTACIÓN NORMATIVA PARA ASEGURAR RECURSOS DE FUTUROS PROYECTOS DE PROYECTOS CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS, EN EL ÁMBITO DEL DECRETO SUPREMO N° 2048, SU REGLAMENTACIÓN Y NORMATIVA CONEXA

De acuerdo al análisis realizado en el punto 6.3 del presente documento, para dar sostenibilidad a los Proyectos de Energías Alternativas en el Mediano y Largo Plazo, se hace necesario ajustar o modificar la normativa del sector eléctrico, con el objeto de que dichos proyectos puedan competir en el Mercado Mayorista del SIN.

6.1 Ajustes a la Normativa para el Mediano Plazo

De acuerdo al análisis realizado en el punto 6.3 del Presente documento, si una parte del pago de los Consumidores No Regulados al FEM, fueran reorientados para pagar los proyectos de energías alternativas, se aliviaría el FOEA de las Distribuidoras; esta reorientación del pago de los No Regulados al FEM requiere ajustar el inciso a) del artículo dos del Decreto Supremo N° 3187, de la siguiente manera:

- a) *Se dispone el pago mensual de los Consumidores No Regulados al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista – MEM y a proyectos de Energías Alternativas, de un monto equivalente al sesenta por ciento (60%) por concepto de compra de electricidad de acuerdo al Documento de Transacciones Económicas;*

6.2 Ajustes a la Normativa para el Largo Plazo

De acuerdo al punto 6.3 del presente documento, en el Largo Plazo, el Fondo de Energías Alternativas se hace insostenible, ya que el fondo tiende a tener saldos negativos, lo que significa que las Distribuidoras no podrán cubrir con recursos de sus usuarios el pago de los Proyectos de generación con Energías Alternativas.

En este sentido, se hace necesario activar mecanismos normativos contemplados en la Ley de Electricidad, como es el Mercado de Contratos, cuyas directrices para su aplicación para las Distribuidoras se encuentran en el artículo 31 y en el Reglamento de Precios y Tarifas, en los artículos 1 y 4; sin embargo, se hacen necesarios ajustes o modificaciones a la normativa para que puedan funcionar los contratos para proyectos de Energías Alternativas, dadas las particularidades de dichos proyectos.

Criterios para ajustes Normativos – Mercado de Contratos

- La Producción de los Agentes Generadores deberían transar en el mercado un mínimo de 10% de su producción con Energías Renovables.
- Los contratos de suministro se realizarán por bloques de Suministro máximo requerido por los consumos (Distribuidoras y Consumidores No

Regulados), con el objeto de que en estas licitaciones participen las Energías Renovables.

- Los contratos de suministro, podrán componerse dos componentes dentro del bloque de suministro. Un componente Base que representa la cantidad de energía requerida o demandada por año y un componente Variable que tomara en cuenta aquellos incrementos inesperados en la demanda de la energía (este componente podría representar el 10 % del componente Base).

6.3 Análisis de la Sostenibilidad del Decreto Supremo N° 2048

El Informe de “Programación de Mediano Plazo en el Sistema Interconectado Nacional, periodo may20 – abr24” elaborado por el CNDC, hace referencia a la evolución anual de la demanda, cuyo resultado se muestra en la siguiente tabla:

CUADRO 27.– EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DEL SISTEMA

AÑO	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Tasa de Crecimiento		
			F.Carga	Energía (%)	Potencia (%)
1996	2,764				
1997	2,988	583.7	0.584	8.12	
1998	3,204	622.2	0.588	7.21	6.61
1999	3,351	644.3	0.594	4.59	3.54
2000	3,377	644.9	0.598	0.78	0.09
2001	3,385	646.8	0.597	0.25	0.31
2002	3,532	674.3	0.598	4.34	4.24
2003	3,604	684.1	0.601	2.03	1.45
2004	3,771	704.8	0.611	4.64	3.03
2005	3,994	759.1	0.601	5.92	7.71
2006	4,306	813.1	0.605	7.80	7.11
2007	4,686	895.4	0.597	8.84	10.13
2008	5,138	898.7	0.653	9.64	0.36
2009	5,397	939.4	0.656	5.04	4.53
2010	5,814	1009.4	0.658	7.73	7.45
2011	6,302	1067.4	0.674	8.39	5.75
2012	6,604	1109.0	0.680	4.80	3.90
2013	7,013	1201.8	0.666	6.19	8.37
2014	7,478	1298.2	0.658	6.63	8.02
2015	7,946	1370.0	0.662	6.26	5.53

2011	6,302	1067.4	0.674	8.39	5.75
2012	6,604	1109.0	0.680	4.80	3.90
2013	7,013	1201.8	0.666	6.19	8.37
2014	7,478	1298.2	0.658	6.63	8.02
2015	7,946	1370.0	0.662	6.26	5.53
2016	8,378	1433.6	0.667	5.44	4.65
2017	8,614	1458.5	0.674	2.82	1.74
2018	8,822	1511.2	0.666	2.41	3.61
2019	9,079	1512.3	0.685	2.92	0.07
2020	9,538	1558.0	0.699	5.05	3.03
2021	10,093	1659.9	0.694	5.83	6.54
2022	10,676	1735.7	0.702	5.77	4.57
2023	11,176	1807.1	0.706	4.68	4.11
2024	11,683	1879.0	0.710	4.54	3.98

Fuente: CNDC - Informe de "Programación de Mediano Plazo en el Sistema Interconectado Nacional, periodo may20 – abr24"

Elaboración: CNDC

Por otra parte, comparando el ingreso de proyectos de generación con fuentes de energías alternativas al SIN en el mediano plazo y evolución anual de la demanda, se tiene los siguientes resultados:

CUADRO 28.– EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA Y GENERACIÓN CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS ANUAL EN EL SIN PARA EL MEDIANO PLAZO

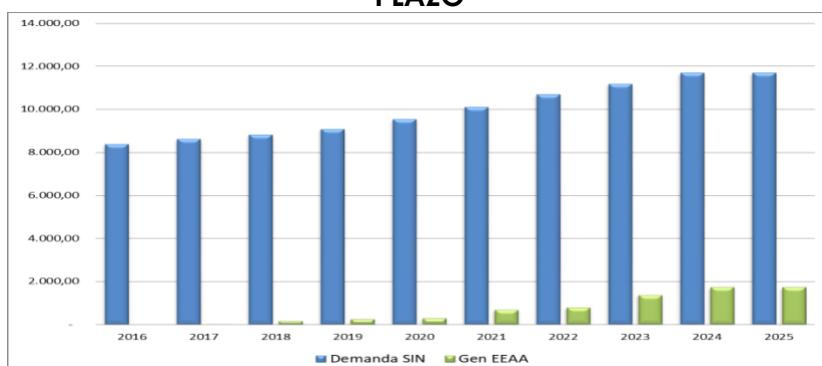
Año	Demanda SIN	Gen EEAA	Part. Gen EEAA
2016	8.377,85	15,75	0,19%
2017	8.613,74	48,07	0,56%
2018	8.821,66	165,79	1,88%
2019	9.079,00	234,09	2,58%
2020	9.537,59	291,89	3,06%
2021	10.093,28	668,31	6,62%
2022	10.675,97	780,56	7,31%
2023	11.175,68	1.360,41	12,17%
2024	11.683,19	1.719,70	14,72%
2025	12.213,61	1.719,70	14,08%

Fuente: CNDC - Informe de "Programación de Mediano Plazo en el Sistema Interconectado Nacional, periodo may20 – abr24"

Elaboración: Propia

Se pudo observar que la participación de la generación con fuentes de energías alternativas en el SIN para el año 2025, es del 14.08 %.

GRÁFICO 74.– COMPARACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA Y LA GENERACIÓN CON FUENTES CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS PARA EL MEDIANO PLAZO



Fuente: CNDC - Informe de "Programación de Mediano Plazo en el Sistema Interconectado Nacional, periodo may20 – abr24"

Elaboración: Propia

En un punto anterior (Punto 5.1.2 – Sobrecosto de la generación con energías alternativas que ingresaran en operación hasta el año 2025), se observó que el sobrecosto alcanzaba hasta MMBs.30.69 (se incrementa de 7.22 a 30.69 MMBs).

Por otra parte, si consideramos la evolución de la demanda para un periodo de largo plazo y comparamos con la generación con fuentes de energías alternativas que ingresaría para este periodo, se tendría los siguientes resultados:

CUADRO 29.– EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA Y GENERACIÓN CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS ANUAL EN EL SIN PARA EL LARGO PLAZO

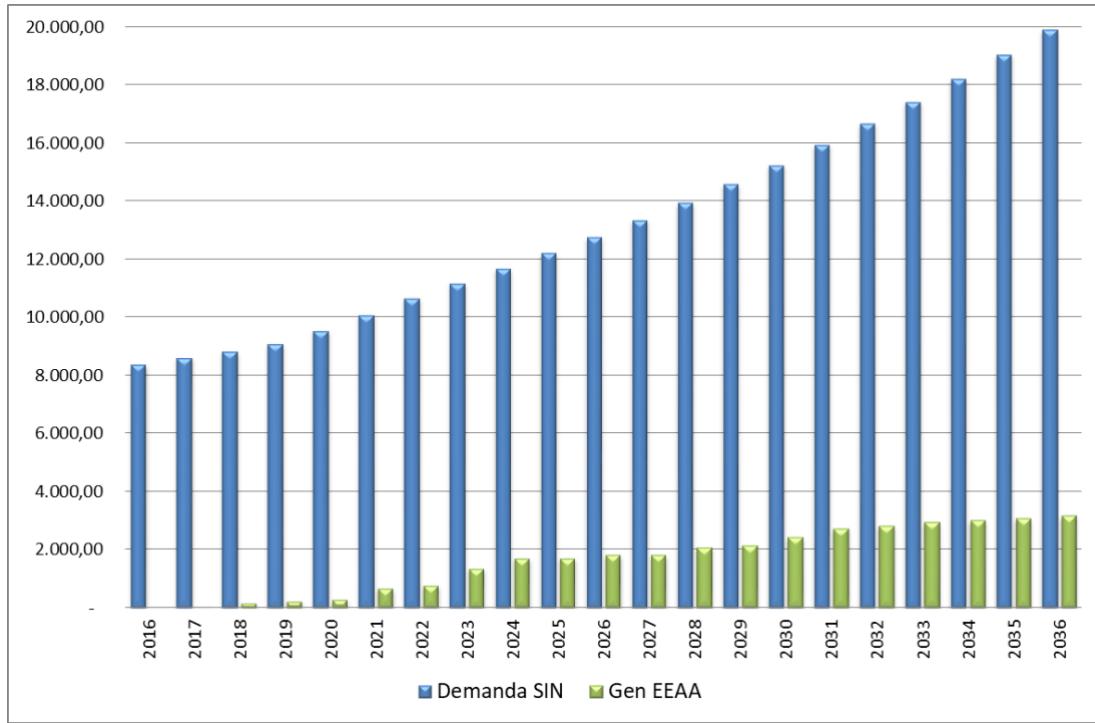
Año	Demanda SIN	Gen EEAA	Part. Gen EEAA
2016	8.377,85	13,24	0,16%
2017	8.613,74	48,07	0,56%
2018	8.821,66	165,79	1,88%
2019	9.079,00	234,09	2,58%
2020	9.537,59	291,89	3,06%
2021	10.093,28	668,31	6,62%
2022	10.675,97	780,56	7,31%
2023	11.175,68	1.360,41	12,17%
2024	11.683,19	1.719,70	14,72%
2025	12.213,61	1.719,70	14,08%
2026	12.768,10	1.825,75	14,30%
2027	13.347,78	1.825,75	13,68%
2028	13.953,77	2.083,30	14,93%
2029	14.587,27	2.141,11	14,68%
2030	15.249,53	2.436,76	15,98%
2031	15.941,86	2.732,41	17,14%
2032	16.665,62	2.834,90	17,01%
2033	17.422,24	2.937,40	16,86%
2034	18.213,21	3.008,35	16,52%
2035	19.040,09	3.092,45	16,24%
2036	19.904,51	3.176,54	15,96%

Fuente: CNDI - Informe de “Programación de Mediano Plazo en el Sistema Interconectado Nacional, periodo may20 – abr24”

Elaboración: Propia

La participación de la generación con fuentes de energías alternativas respecto a la evolución de la demanda en el SIN, alcanzaría al 15.96 %.

GRÁFICO 75.- COMPARACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA Y LA GENERACIÓN CON FUENTES CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS PARA EL LARGO PLAZO



Fuente: CNDC - Informe de "Programación de Mediano Plazo en el Sistema Interconectado Nacional, periodo may20 – abr24"

Elaboración: Propia

En el punto 5.1.4 (Sobrecosto de la generación con energías alternativas que ingresaran en operación hasta el año 2036), el sobrecosto por el ingreso de proyectos de generación con fuentes de energías alternativas al SIN a largo plazo, alcanzaba a MMBs.75.72 (en mayo 2020 se tenía MMBs.7.22, para diciembre 2025 llega a MMBs.30.69 y para diciembre 2036 asciende a MMBs.75.72), monto que prácticamente se duplicaría, mientras que la participación de la generación con energías alternativas respecto a la evolución de la demanda del Mediano a Largo Plazo, no es muy significativo (de 14.72 a 15.96 %).

Bajo este análisis, se observa que el Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014, solo debería aplicarse para los proyectos que ingresaran en el mediano plazo y mantener la remuneración bajo esta Norma; sin embargo, para los proyectos de generación con fuentes de energías alternativas que ingresarían al SIN en el Largo Plazo (501.3 MW), es conveniente que la metodología aplicada bajo el citado Decreto Supremo, cambie por Licitaciones o Subastas, tal como se realizan en la mayoría de los países de América del Sur (los conceptos de licitación o subastas, ejemplos, ventajas, etc., se analizó en los puntos anteriores).

7 CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado en el “Estudio de Análisis de la Aplicación del Decreto Supremo N° 2048 y su Sostenibilidad”, el mecanismo de remuneración establecido mediante Decreto Supremo 2048, tiene los siguientes aspectos importantes: El Factor de Energías Alternativas aplicados sobre las categorías Gran Demanda; el Factor de Adaptabilidad; y el sobrecosto asumido por los consumos.

De esta manera, para evaluar la sostenibilidad del mecanismo de remuneración, el estudio ha proyectado el análisis en el Mediano Plazo al 2025 y en el largo plazo al 2036.

Los resultados encontrados son los siguientes:

- De acuerdo al parágrafo II del Decreto Supremo N° 2048 de 02 de julio de 2014, se garantiza la remuneración mensual a los generadores con fuentes de Energías Alternativas; ya que los sobrecostos de estos, son cubiertos por los agentes que conforman la demanda en proporción a su consumo de energía, lo cual es registrado mensualmente por el Comité Nacional de Despacho de Carga.
- El Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003, estableció medidas para estabilizar las tarifas de electricidad, entre las cuales dispuso la creación de Fondos de Estabilización del Mercado Mayorista (FEM) y Fondos de Estabilización de Distribución (FED). A abril 2020 el acumulado del FEM ascendió a MMBs.366.14; mientras que el acumulado del FED llegó a MMBs.205.08.
- Conforme establece la Resolución AE N° 693/2014 de 31 de diciembre de 2014, que aprueba el “Procedimiento de Determinación de los montos destinados a la generación de electricidad con Energías Alternativas”, el Ente Regulador considerando los Fondos de Estabilización (FED y FEM) y sus correspondientes Factores de Estabilización, los Precios de Nodo de Energía y Potencia, Potencia Desplazada, Reserva Fría y Compensación por Ubicación y Peajes Unitarios por uso de Instalaciones del STI; semestralmente determina los Factores de Energías Alternativas, mediante los cuales se determina el ingreso del FOEA.
- En aplicación de los Decretos Supremos N° 27302, N° 27492, N° 1536, N° 3187 y N° 2048, y la Resolución Ministerial N° 004-15 de 13 de enero de 2015, el Ente Regulador determina los Factores de Energías Alternativas, para las Categorías Grandes Demandas principalmente. El Fondo de Energías Alternativas a abril 2020, tiene un saldo acumulado de MMBs.181.76, tal como se detalla de forma preliminar en la Resolución AETN N° 152/2020 de 19 de mayo de 2020.
- Si bien es una obligación de la demanda cubrir los sobrecostos de los proyectos de Energías Alternativas, la captación de los recursos para cubrir el pago estos proyectos, por parte de las Distribuidoras, a través de los Factores de Energías Alternativas no guarda relación con el pago que

realizan, ya que no hay un procedimiento que module los factores de Energías Alternativas.

- Existen Distribuidores que no tienen Fondo de Energías Alternativas, dado que no cuentan con la categoría Grandes Demandas, por lo que no están logrando cubrir los pagos que realizan a la generación con energías alternativas; por lo que cubren estas obligaciones con sus utilidades.
- En el semestre nov19-abr20, el Mercado Spot remuneró a los generadores con fuentes de Energías Alternativas en 3.44 MMBs/mes, el sobrecosto que es cubierto por los Agentes que conforman la demanda de electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista en proporción a su consumo de energía, alcanzó a 7.31 MMBs/mes, haciendo un total de 10.75 MMBs como promedio mensual.
- Dentro de los proyectos a Mediano Plazo al 2025, se tiene previsto el ingreso de 450 MW, de los cuales a julio 2020 ingresaron 142 MW, restando por ingresar hasta julio 2023 cerca de 308 MW. Con el ingreso en operación de todos los proyectos citados en el Mediano Plazo, el sobrecosto se incrementa de 7 MMBs/mes a más de 28 MMBs/mes, monto que tendrá que ser asumido por los agentes que participan en la demanda del SIN.
- Los proyectos de generación con fuentes de Energías Alternativas que ingresarán en el Largo Plazo (2026-2036), asciende a 501.3 MW y de acuerdo a las condiciones de remuneración establecidas en el Decreto Supremo N° 2048, el sobrecosto llegará a 60 MMBs/mes aproximadamente.
- Si se mantienen los Factores de EEAA aprobados para el periodo Mayo – Octubre 2020 por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear; en el Mediano Plazo, el Saldo Acumulado del Fondo de Energías Alternativas aproximadamente llegará a menos 470 millones de bolivianos; mientras que para el Largo Plazo, aproximadamente llegará a menos 660 millones de bolivianos. Para evitar esta situación, corresponde que el Ente Regulador analice la variación de los Factores de EEAA con una visión tanto a Mediano y Largo Plazo.
- Si asignamos una fracción del 50% del pago de los Consumidores No Regulados al FEM, para pagar los proyectos de generación con Energías Alternativas (a través de una modificación del Decreto Supremo N° 3187), se aliviaría la situación de las cuentas individuales del FOEA de las Distribuidoras; asimismo, si adicionalmente se hace un ajuste paulatino a los Factores de Energías Alternativas en el mediano plazo 2025, el FOEA llegaría a un saldo negativo de 78 millones de bolivianos aproximadamente.
- Con el ingreso de proyectos de generación con fuentes de Energías Alternativas en el Mediano y Largo Plazo, la participación de la energía con relación a la evolución de la demanda del Sistema, no es muy considerable; sin embargo, el sobrecosto es muy elevado para los consumos. En este sentido, el Decreto Supremo N° 2048 solo debería aplicarse para los proyectos que ingresaran en el Mediano Plazo y mantener el mismo

mecanismo de remuneración; mientras que, para los proyectos de generación que ingresarían al SIN en el Largo Plazo, se observa que el citado Decreto Supremo funciona cuando el tamaño de la capacidad instalada es relativamente pequeña, sin embargo, a medida que aumenta la capacidad instalada con proyectos de energías alternativas, surge la necesidad de introducir mecanismos de mercado que permitan lograr la remuneración a través de las tarifas en función al consumo de cada categoría. En ese sentido, es oportuno analizar la modificación de la metodología aplicada bajo el citado Decreto Supremo, hacia un esquema de Licitaciones o Subastas, para proyectos de generación con fuentes de Energías Alternativas previstos en el Largo Plazo, tal como se realizan en la mayoría de los países de América del Sur.

ANEXO 1

En este anexo se presentan las proyecciones realizadas para el cálculo del saldo acumulado del Fondo de Energías Alternativas en el mediano y largo plazo.

Las variables incluidas en la proyección son: Energía Total Facturada, Tarifa Promedio, Tasa de Crecimiento de Energía Proyectada por el CNDC, Tasa de Crecimiento de Energía Aprobada en la Revisión Ordinaria de Tarifas, Índice de Precios al Consumidor.

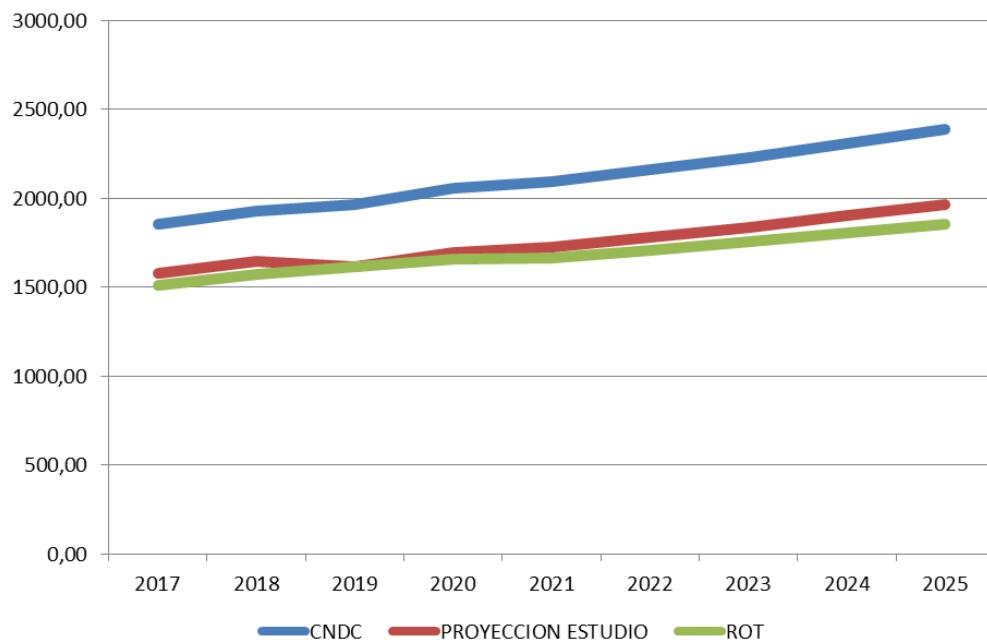
Se ha utilizado una metodología estándar para todas las empresas de distribución. Los supuestos utilizados para la proyección son:

- Para la proyección de la demanda de energía en el mediano plazo, se aplican las tasas de crecimiento interanuales proyectadas por el CNDC, publicadas en el Documento de Planificación de Mediano Plazo.
- Para la proyección de largo plazo de la demanda de energía, se aplica la metodología *promedio móvil* que permite lograr una tendencia de crecimiento suavizada en el tiempo.
- Se define el año 2016 como año base al igual que el Índice de Precios al Consumidor. Este criterio se aplica a la estructura mensual de consumo de energía.
- La proyección mensual incluye el comportamiento estacional de la demanda de energía.
- Para la proyección de la tarifa promedio, se utiliza la proyección anual del Índice de Precios al Consumidor realizada por el Fondo Monetario Internacional. Además se aplica la estructura mensual del año base.

DEMANDA ANUAL DE ELECTRICIDAD DELAPAZ (SIN): PROYECCION 2020-2025						
GWh	Datos CNDC	Datos AETN	Proyección CNDC	Tasa de Crecimiento	Proyección Ajustada	Tasa de Crecimiento
2014		1.516,52			1.516,52	-
2015		1.572,37			1.572,37	3,68%
2016		1.563,14			1.563,14	-0,59%
2017	1.850,70	1.578,53	1.850,70		1.578,53	0,98%
2018	1.927,50	1.644,85	1.927,50	4,15%	1.644,85	4,20%
2019	1.962,40	1.617,27	1.962,40	1,81%	1.617,27	-1,68%
2020			2.056,50	4,80%	1.694,82	4,80%
2021			2.092,00	1,73%	1.724,08	1,73%
2022			2.158,00	3,15%	1.778,47	3,15%
2023			2.230,30	3,35%	1.838,05	3,35%
2024			2.307,90	3,48%	1.902,01	3,48%
2025			2.384,71	3,33%	1.965,31	3,33%

DEMANDA ANUAL DE ELECTRICIDAD DELAPAZ (SIN): PROYECCION 2020-2036						
GWh	Datos CNDC	Datos AETN	Proyección CNDC	Tasa de Crecimiento	Proyección Ajustada	Tasa de Crecimiento
2026	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.030,27	3,31%
2027	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.092,35	3,06%
2028	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.160,96	3,28%
2029	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.232,28	3,30%
2030	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.305,76	3,29%
2031	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.380,93	3,26%
2032	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.458,29	3,25%
2033	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.537,93	3,24%
2034	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.620,92	3,27%
2035	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.706,59	3,27%
2036	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.794,91	3,26%

DELAPAZ: Proyección del Consumo de Energía (MW)- Benchmark



Elaboración: Propia

DEMANDA MENSUAL DE ELECTRICIDAD DELAPAZ (SIN): PROYECCION 2020-2025										
GWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Total Anual	1.563,14	1.578,53	1.644,85	1.617,27	1.694,82	1.724,08	1.778,47	1.838,05	1.902,01	1.965,31
Enero	122,07	117,11	132,45	139,98	132,35	134,63	138,88	143,53	148,53	153,47
Febrero	124,01	120,28	129,40	134,97	134,46	136,78	141,09	145,82	150,90	155,92
Marzo	129,30	133,66	127,47	136,27	140,20	142,62	147,12	152,05	157,34	162,57
Abril	130,47	121,71	132,56	139,84	141,46	143,90	148,44	153,42	158,75	164,04
Mayo	132,15	130,99	134,68	136,19	143,28	145,76	150,35	155,39	160,80	166,15
Junio	130,02	134,88	144,95	136,67	140,98	143,41	147,94	152,89	158,21	163,48
Julio	134,64	137,53	135,35	133,15	145,98	148,50	153,18	158,31	163,82	169,27
Agosto	136,13	140,88	144,29	145,43	147,59	150,14	154,88	160,07	165,64	171,15
Septiembre	136,20	136,72	148,50	137,38	147,67	150,22	154,96	160,15	165,73	171,24
Octubre	131,65	133,47	135,97	135,27	142,74	145,20	149,79	154,80	160,19	165,52
Noviembre	129,78	141,53	144,17	131,59	140,71	143,14	147,66	152,61	157,92	163,17
Diciembre	126,72	129,78	135,05	110,53	137,40	139,77	144,18	149,01	154,19	159,32

DEMANDA MENSUAL DE ELECTRICIDAD DELAPAZ (SIN): PROYECCION 2020-2025										
GWh	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Total Anual	2.030,27	2.092,35	2.160,96	2.232,28	2.305,76	2.380,93	2.458,29	2.537,93	2.620,92	2.706,59
Enero	158,54	163,39	168,75	174,32	180,06	185,93	191,97	198,19	204,67	211,36
Febrero	161,07	166,00	171,44	177,10	182,93	188,89	195,03	201,35	207,93	214,73
Marzo	167,95	173,08	178,76	184,66	190,73	196,95	203,35	209,94	216,81	223,89
Abril	169,46	174,64	180,37	186,32	192,45	198,73	205,18	211,83	218,76	225,91
Mayo	171,64	176,89	182,69	188,72	194,93	201,29	207,83	214,56	221,58	228,82
Junio	168,88	174,05	179,75	185,68	191,80	198,05	204,49	211,11	218,01	225,14
Julio	174,87	180,22	186,13	192,27	198,60	205,07	211,74	218,59	225,74	233,12
Agosto	176,81	182,21	188,19	194,40	200,80	207,34	214,08	221,02	228,24	235,70
Septiembre	176,90	182,31	188,29	194,50	200,91	207,46	214,20	221,14	228,37	235,83
Octubre	170,99	176,22	182,00	188,01	194,19	200,53	207,04	213,75	220,74	227,95
Noviembre	168,56	173,72	179,42	185,34	191,44	197,68	204,10	210,71	217,60	224,72
Diciembre	164,59	169,62	175,19	180,97	186,92	193,02	199,29	205,75	212,47	219,42

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2016	Enero	122,07	76,67	93.586.369,91	26,96%	25.229.004,76
	Febrero	124,01	76,26	94.576.747,87	27,34%	25.855.714,04
	Marzo	129,30	75,65	97.820.156,58	28,56%	27.935.877,31
	Abril	130,47	76,27	99.514.668,56	27,86%	27.724.400,67
	Mayo	132,15	78,07	103.168.397,49	27,13%	27.989.546,01
	Junio	130,02	78,41	101.952.681,12	27,72%	28.264.145,72
	Julio	134,64	78,60	105.829.661,32	27,29%	28.878.939,60
	Agosto	136,13	78,34	106.641.404,04	28,15%	30.022.111,88
	Septiembre	136,20	78,27	106.605.840,27	27,69%	29.518.301,59
	Octubre	131,65	78,45	103.283.457,54	28,43%	29.359.044,58
	Noviembre	129,78	79,41	103.056.451,65	27,87%	28.721.009,46
	Diciembre	126,72	80,09	101.495.344,26	29,09%	29.526.866,68
2017	Enero	117,11	82,02	96.049.965,03	27,16%	26.084.437,94
	Febrero	120,28	81,51	98.040.081,85	27,74%	27.192.830,23
	Marzo	133,66	80,17	107.147.781,91	28,24%	30.254.333,01
	Abril	121,71	82,43	100.321.919,73	27,22%	27.307.046,91
	Mayo	130,99	81,03	106.140.783,56	28,00%	29.715.606,53
	Junio	134,88	83,62	112.781.787,68	27,68%	31.214.311,23
	Julio	137,53	83,52	114.867.342,96	27,69%	31.808.524,94
	Agosto	140,88	82,96	116.875.535,71	28,10%	32.839.408,37
	Septiembre	136,72	83,72	114.452.805,26	28,47%	32.581.672,04
	Octubre	133,47	84,55	112.848.433,44	28,94%	32.659.567,84
	Noviembre	141,53	84,16	119.104.958,63	28,47%	33.905.270,63
	Diciembre	129,78	85,35	110.765.773,93	29,50%	32.679.802,70
2018	Enero	132,45	85,37	113.067.657,28	29,11%	32.914.781,38
	Febrero	129,40	86,49	111.915.980,26	29,62%	33.151.449,63
	Marzo	127,47	86,98	110.878.568,20	30,11%	33.389.819,61
	Abril	132,56	87,24	115.640.090,71	29,08%	33.629.903,55
	Mayo	134,68	88,85	119.661.280,25	28,31%	33.871.713,77
	Junio	144,95	87,47	126.794.636,75	26,91%	34.115.262,69
	Julio	135,35	88,70	120.058.607,07	28,62%	34.360.562,80
	Agosto	144,29	87,69	126.527.280,24	27,35%	34.607.626,71
	Septiembre	148,50	87,04	129.254.894,80	26,97%	34.856.467,08
	Octubre	135,97	88,24	119.976.365,52	29,26%	35.107.096,70
	Noviembre	144,17	86,58	124.819.160,89	28,33%	35.359.528,44
	Diciembre	135,05	87,84	118.631.859,21	30,02%	35.613.775,24
2019	Enero	139,98	88,06	123.271.657,50	29,10%	35.869.850,16
	Febrero	134,97	88,81	119.868.748,64	30,14%	36.127.766,34
	Marzo	136,27	89,09	121.400.273,56	29,97%	36.387.537,03
	Abril	139,84	88,62	123.920.306,70	29,57%	36.649.175,55
	Mayo	136,19	87,44	119.088.899,37	31,00%	36.912.695,35
	Junio	136,67	87,58	119.691.439,62	31,06%	37.178.109,94
	Julio	133,15	89,02	118.537.722,76	31,59%	37.445.432,94
	Agosto	145,43	87,24	126.876.806,19	29,73%	37.714.678,09
	Septiembre	137,38	87,68	120.460.194,35	31,53%	37.985.859,21
	Octubre	135,27	87,84	118.812.313,07	32,20%	38.258.990,20
	Noviembre	131,59	89,21	117.391.938,32	32,83%	38.534.085,10
	Diciembre	110,53	104,88	115.924.637,98	33,48%	38.811.158,02

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2020	Enero	132,35	104,85	138.762.215,37	29,10%	40.377.325,77
	Febrero	134,46	104,78	140.886.967,69	30,14%	42.462.539,29
	Marzo	140,20	104,90	147.069.711,26	29,97%	44.081.486,86
	Abril	141,46	105,34	149.013.104,91	29,57%	44.070.318,96
	Mayo	143,28	105,31	150.895.437,45	31,00%	46.771.423,21
	Junio	140,98	105,69	149.005.812,21	31,06%	46.283.631,35
	Julio	145,98	106,33	155.224.209,12	31,59%	49.034.497,87
	Agosto	147,59	106,55	157.258.917,10	29,73%	46.745.891,65
	Septiembre	147,67	107,05	158.083.399,18	31,53%	49.849.942,35
	Octubre	142,74	107,40	153.309.852,44	32,20%	49.367.611,75
	Noviembre	140,71	107,46	151.212.600,54	32,83%	49.635.769,72
	Diciembre	137,40	107,64	147.892.723,31	33,48%	49.513.959,71
2021	Enero	134,63	107,96	145.354.104,14	29,10%	42.295.447,64
	Febrero	136,78	108,50	148.402.584,01	30,14%	44.727.703,76
	Marzo	142,62	108,82	155.189.267,90	29,97%	46.515.177,16
	Abril	143,90	108,98	156.832.059,51	29,57%	46.382.758,68
	Mayo	145,76	109,52	159.631.267,88	31,00%	49.479.173,88
	Junio	143,41	109,75	157.400.305,10	31,06%	48.891.097,52
	Julio	148,50	110,17	163.605.520,66	31,59%	51.682.109,38
	Agosto	150,14	110,56	166.003.814,59	29,73%	49.345.350,17
	Septiembre	150,22	110,98	166.713.035,90	31,53%	52.571.207,80
	Octubre	145,20	111,40	161.758.284,07	32,20%	52.088.108,09
	Noviembre	143,14	111,93	160.217.856,99	32,83%	52.591.759,06
	Diciembre	139,77	112,53	157.276.101,07	33,48%	52.655.481,33
2022	Enero	138,88	112,99	156.920.130,57	29,10%	45.660.954,71
	Febrero	141,09	113,65	160.351.112,32	30,14%	48.328.922,96
	Marzo	147,12	113,80	167.418.287,00	29,97%	50.180.604,53
	Abril	148,44	114,24	169.583.537,23	29,57%	50.153.981,96
	Mayo	150,35	115,64	173.867.734,00	31,00%	53.891.896,97
	Junio	147,94	115,08	170.252.106,23	31,06%	52.883.076,20
	Julio	153,18	115,12	176.347.457,09	31,59%	55.707.218,98
	Agosto	154,88	115,27	178.527.040,90	29,73%	53.067.933,22
	Septiembre	154,96	115,79	179.426.061,55	31,53%	56.580.127,14
	Octubre	149,79	116,21	174.067.863,06	32,20%	56.051.940,20
	Noviembre	147,66	116,69	172.308.824,10	32,83%	56.560.637,69
	Diciembre	144,18	117,03	168.732.254,00	33,48%	56.490.960,74
2023	Enero	143,53	117,51	168.669.329,47	29,10%	49.079.761,70
	Febrero	145,82	118,20	172.357.201,70	30,14%	51.947.490,74
	Marzo	152,05	118,35	179.953.522,25	29,97%	53.937.814,66
	Abril	153,42	118,82	182.280.892,90	29,57%	53.909.198,76
	Mayo	155,39	120,27	186.885.863,55	31,00%	57.926.985,49
	Junio	152,89	119,69	182.999.520,17	31,06%	56.842.630,52
	Julio	158,31	119,73	189.551.252,81	31,59%	59.878.227,47
	Agosto	160,07	119,88	191.894.030,24	29,73%	57.041.328,48
	Septiembre	160,15	120,42	192.860.363,94	31,53%	60.816.493,54
	Octubre	154,80	120,86	187.100.977,03	32,20%	60.248.759,25
	Noviembre	152,61	121,37	185.210.232,22	32,83%	60.795.544,84
	Diciembre	149,01	121,72	181.365.870,89	33,48%	60.720.650,91

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2024	Enero	148,53	122,22	181.524.577,58	29,10%	52.820.409,25
	Febrero	150,90	122,93	185.493.523,50	30,14%	55.906.704,21
	Marzo	157,34	123,09	193.668.802,81	29,97%	58.048.722,02
	Abril	158,75	123,57	196.173.555,60	29,57%	58.017.925,15
	Mayo	160,80	125,08	201.129.497,23	31,00%	62.341.930,24
	Junio	158,21	124,48	196.946.953,54	31,06%	61.174.930,42
	Julio	163,82	124,52	203.998.030,96	31,59%	64.441.887,45
	Agosto	165,64	124,68	206.519.364,76	29,73%	61.388.772,27
	Septiembre	165,73	125,24	207.559.348,25	31,53%	65.451.664,11
	Octubre	160,19	125,70	201.361.005,73	32,20%	64.840.659,57
	Noviembre	157,92	126,22	199.326.156,52	32,83%	65.429.118,79
	Diciembre	154,19	126,59	195.188.794,57	33,48%	65.348.516,77
2025	Enero	153,47	127,11	195.074.205,13	29,10%	56.763.108,81
	Febrero	155,92	127,85	199.339.407,02	30,14%	60.079.775,60
	Marzo	162,57	128,02	208.124.917,69	29,97%	62.381.681,09
	Abril	164,04	128,52	210.816.633,96	29,57%	62.348.585,42
	Mayo	166,15	130,09	216.142.504,36	31,00%	66.995.349,33
	Junio	163,48	129,47	211.647.761,02	31,06%	65.741.240,57
	Julio	169,27	129,51	219.225.155,45	31,59%	69.252.054,68
	Agosto	171,15	129,67	221.934.690,40	29,73%	65.971.044,34
	Septiembre	171,24	130,26	223.052.301,88	31,53%	70.337.204,59
	Octubre	165,52	130,73	216.391.293,46	32,20%	69.680.592,54
	Noviembre	163,17	131,28	214.204.556,01	32,83%	70.312.976,41
	Diciembre	159,32	131,66	209.758.366,93	33,48%	70.226.357,97
2026	Enero	158,54	132,20	209.589.580,30	29,10%	60.986.823,67
	Febrero	161,07	132,97	214.172.153,76	30,14%	64.550.282,00
	Marzo	167,95	133,14	223.611.389,94	29,97%	67.023.471,14
	Abril	169,46	133,66	226.503.395,48	29,57%	66.987.912,84
	Mayo	171,64	135,30	232.225.561,27	31,00%	71.980.440,16
	Junio	168,88	134,65	227.396.366,29	31,06%	70.633.013,79
	Julio	174,87	134,69	235.537.590,90	31,59%	74.405.065,83
	Agosto	176,81	134,86	238.448.741,01	29,73%	70.879.917,13
	Septiembre	176,90	135,47	239.649.513,41	31,53%	75.570.961,21
	Octubre	170,99	135,97	232.492.862,64	32,20%	74.865.490,99
	Noviembre	168,56	136,53	230.143.411,14	32,83%	75.544.930,23
	Diciembre	164,59	136,93	225.366.383,33	33,48%	75.451.866,56
2027	Enero	163,39	137,49	224.643.917,43	29,10%	65.367.366,84
	Febrero	166,00	138,29	229.555.646,58	30,14%	69.186.780,18
	Marzo	173,08	138,47	239.672.881,37	29,97%	71.837.612,80
	Abril	174,64	139,01	242.772.613,02	29,57%	71.799.500,43
	Mayo	176,89	140,71	248.905.788,80	31,00%	77.150.629,49
	Junio	174,05	140,04	243.729.723,87	31,06%	75.706.420,59
	Julio	180,22	140,08	252.455.713,90	31,59%	79.749.410,45
	Agosto	182,21	140,26	255.575.965,22	29,73%	75.971.058,43
	Septiembre	182,31	140,89	256.862.986,34	31,53%	80.999.049,41
	Octubre	176,22	141,41	249.192.289,82	32,20%	80.242.906,88
	Noviembre	173,72	142,00	246.674.082,62	32,83%	80.971.148,68
	Diciembre	169,62	142,41	241.553.931,90	33,48%	80.871.400,46

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2024	Enero	148,53	122,22	181.524.577,58	29,10%	52.820.409,25
	Febrero	150,90	122,93	185.493.523,50	30,14%	55.906.704,21
	Marzo	157,34	123,09	193.668.802,81	29,97%	58.048.722,02
	Abril	158,75	123,57	196.173.555,60	29,57%	58.017.925,15
	Mayo	160,80	125,08	201.129.497,23	31,00%	62.341.930,24
	Junio	158,21	124,48	196.946.953,54	31,06%	61.174.930,42
	Julio	163,82	124,52	203.998.030,96	31,59%	64.441.887,45
	Agosto	165,64	124,68	206.519.364,76	29,73%	61.388.772,27
	Septiembre	165,73	125,24	207.559.348,25	31,53%	65.451.664,11
	Octubre	160,19	125,70	201.361.005,73	32,20%	64.840.659,57
	Noviembre	157,92	126,22	199.326.156,52	32,83%	65.429.118,79
	Diciembre	154,19	126,59	195.188.794,57	33,48%	65.348.516,77
2025	Enero	153,47	127,11	195.074.205,13	29,10%	56.763.108,81
	Febrero	155,92	127,85	199.339.407,02	30,14%	60.079.775,60
	Marzo	162,57	128,02	208.124.917,69	29,97%	62.381.681,09
	Abril	164,04	128,52	210.816.633,96	29,57%	62.348.585,42
	Mayo	166,15	130,09	216.142.504,36	31,00%	66.995.349,33
	Junio	163,48	129,47	211.647.761,02	31,06%	65.741.240,57
	Julio	169,27	129,51	219.225.155,45	31,59%	69.252.054,68
	Agosto	171,15	129,67	221.934.690,40	29,73%	65.971.044,34
	Septiembre	171,24	130,26	223.052.301,88	31,53%	70.337.204,59
	Octubre	165,52	130,73	216.391.293,46	32,20%	69.680.592,54
	Noviembre	163,17	131,28	214.204.556,01	32,83%	70.312.976,41
	Diciembre	159,32	131,66	209.758.366,93	33,48%	70.226.357,97
2026	Enero	158,54	132,20	209.589.580,30	29,10%	60.986.823,67
	Febrero	161,07	132,97	214.172.153,76	30,14%	64.550.282,00
	Marzo	167,95	133,14	223.611.389,94	29,97%	67.023.471,14
	Abril	169,46	133,66	226.503.395,48	29,57%	66.987.912,84
	Mayo	171,64	135,30	232.225.561,27	31,00%	71.980.440,16
	Junio	168,88	134,65	227.396.366,29	31,06%	70.633.013,79
	Julio	174,87	134,69	235.537.590,90	31,59%	74.405.065,83
	Agosto	176,81	134,86	238.448.741,01	29,73%	70.879.917,13
	Septiembre	176,90	135,47	239.649.513,41	31,53%	75.570.961,21
	Octubre	170,99	135,97	232.492.862,64	32,20%	74.865.490,99
	Noviembre	168,56	136,53	230.143.411,14	32,83%	75.544.930,23
	Diciembre	164,59	136,93	225.366.383,33	33,48%	75.451.866,56
2027	Enero	163,39	137,49	224.643.917,43	29,10%	65.367.366,84
	Febrero	166,00	138,29	229.555.646,58	30,14%	69.186.780,18
	Marzo	173,08	138,47	239.672.881,37	29,97%	71.837.612,80
	Abril	174,64	139,01	242.772.613,02	29,57%	71.799.500,43
	Mayo	176,89	140,71	248.905.788,80	31,00%	77.150.629,49
	Junio	174,05	140,04	243.729.723,87	31,06%	75.706.420,59
	Julio	180,22	140,08	252.455.713,90	31,59%	79.749.410,45
	Agosto	182,21	140,26	255.575.965,22	29,73%	75.971.058,43
	Septiembre	182,31	140,89	256.862.986,34	31,53%	80.999.049,41
	Octubre	176,22	141,41	249.192.289,82	32,20%	80.242.906,88
	Noviembre	173,72	142,00	246.674.082,62	32,83%	80.971.148,68
	Diciembre	169,62	142,41	241.553.931,90	33,48%	80.871.400,46

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2028	Enero	168,75	142,99	241.297.937,46	29,10%	70.213.389,16
	Febrero	171,44	143,82	246.573.798,60	30,14%	74.315.955,43
	Marzo	178,76	144,02	257.441.076,54	29,97%	77.163.308,04
	Abril	180,37	144,58	260.770.607,39	29,57%	77.122.370,21
	Mayo	182,69	146,34	267.358.467,34	31,00%	82.870.206,25
	Junio	179,75	145,64	261.798.673,84	31,06%	81.318.930,64
	Julio	186,13	145,69	271.171.566,82	31,59%	85.661.648,34
	Agosto	188,19	145,88	274.523.138,57	29,73%	81.603.187,46
	Septiembre	188,29	146,53	275.905.573,24	31,53%	87.003.929,52
	Octubre	182,00	147,07	267.666.208,16	32,20%	86.191.730,22
	Noviembre	179,42	147,68	264.961.313,19	32,83%	86.973.960,36
	Diciembre	175,19	148,11	259.461.579,11	33,48%	86.866.817,29
2029	Enero	174,32	148,72	259.238.653,00	29,10%	75.433.816,88
	Febrero	177,10	149,58	264.906.779,09	30,14%	79.841.412,59
	Marzo	184,66	149,78	276.582.048,77	29,97%	82.900.468,39
	Abril	186,32	150,36	280.159.133,20	29,57%	82.856.486,79
	Mayo	188,72	152,20	287.236.806,37	31,00%	89.031.679,54
	Junio	185,68	151,47	281.263.637,29	31,06%	87.365.065,22
	Julio	192,27	151,52	291.333.413,17	31,59%	92.030.667,82
	Agosto	194,40	151,72	294.934.177,26	29,73%	87.670.456,78
	Septiembre	194,50	152,40	296.419.397,17	31,53%	93.472.748,80
	Octubre	188,01	152,96	287.567.428,00	32,20%	92.600.161,76
	Noviembre	185,34	153,59	284.661.421,68	32,83%	93.440.551,41
	Diciembre	180,97	154,04	278.752.777,50	33,48%	93.325.442,15
2030	Enero	180,06	154,67	278.490.685,48	29,10%	81.035.814,40
	Febrero	182,93	155,57	284.579.747,83	30,14%	85.770.734,67
	Marzo	190,73	155,78	297.122.066,73	29,97%	89.056.967,40
	Abril	192,45	156,38	300.964.798,83	29,57%	89.009.719,57
	Mayo	194,93	158,30	308.568.086,50	31,00%	95.643.505,24
	Junio	191,80	157,54	302.151.327,53	31,06%	93.853.121,89
	Julio	198,60	157,59	312.968.922,65	31,59%	98.865.209,60
	Agosto	200,80	157,79	316.837.092,95	29,73%	94.181.192,98
	Septiembre	200,91	158,50	318.432.610,86	31,53%	100.414.384,92
	Octubre	194,19	159,08	308.923.261,33	32,20%	99.476.996,30
	Noviembre	191,44	159,74	305.801.444,11	32,83%	100.379.796,42
	Diciembre	186,92	160,20	299.454.001,90	33,48%	100.256.138,73
2031	Enero	185,93	160,86	299.081.846,40	29,10%	87.027.474,38
	Febrero	188,89	161,80	305.621.124,39	30,14%	92.112.487,17
	Marzo	196,95	162,01	319.090.802,52	29,97%	95.641.698,75
	Abril	198,73	162,64	323.217.660,15	29,57%	95.590.957,48
	Mayo	201,29	164,63	331.383.122,88	31,00%	102.715.234,78
	Junio	198,05	163,84	324.491.918,91	31,06%	100.792.473,32
	Julio	205,07	163,90	336.109.349,91	31,59%	106.175.146,87
	Agosto	207,34	164,11	340.263.526,60	29,73%	101.144.801,47
	Septiembre	207,46	164,84	341.977.014,58	31,53%	107.838.865,76
	Octubre	200,53	165,45	331.764.558,78	32,20%	106.832.168,11
	Noviembre	197,68	166,13	328.411.919,33	32,83%	107.801.719,84
	Diciembre	193,02	166,61	321.595.157,28	33,48%	107.668.919,09

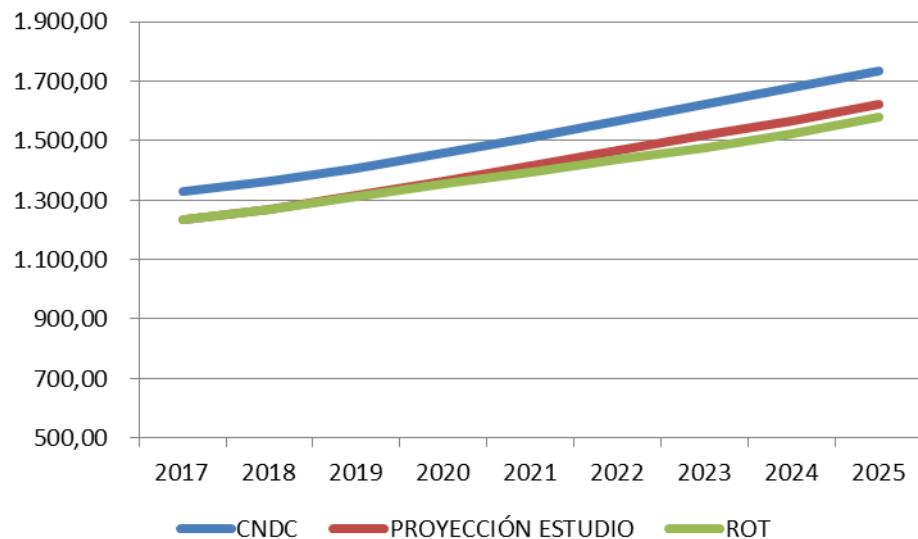
	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2032	Enero	191,97	167,30	321.160.339,65	29,10%	93.451.921,50
	Febrero	195,03	168,27	328.182.353,07	30,14%	98.912.314,54
	Marzo	203,35	168,50	342.646.375,06	29,97%	102.702.055,72
	Abril	205,18	169,15	347.077.881,07	29,57%	102.647.568,69
	Mayo	207,83	171,22	355.846.125,67	31,00%	110.297.766,60
	Junio	204,49	170,40	348.446.206,76	31,06%	108.233.065,15
	Julio	211,74	170,46	360.921.247,06	31,59%	114.013.092,54
	Agosto	214,08	170,67	365.382.088,84	29,73%	108.611.402,48
	Septiembre	214,20	171,44	367.222.068,06	31,53%	115.799.628,66
	Octubre	207,04	172,07	356.255.719,51	32,20%	114.718.615,68
	Noviembre	204,10	172,78	352.655.585,17	32,83%	115.759.740,61
	Diciembre	199,29	173,28	345.335.603,56	33,48%	115.617.136,38
2033	Enero	198,19	174,00	344.837.181,55	29,10%	100.341.459,52
	Febrero	201,35	175,01	352.376.877,52	30,14%	106.204.408,07
	Marzo	209,94	175,24	367.907.227,82	29,97%	110.273.539,61
	Abril	211,83	175,92	372.665.436,89	29,57%	110.215.035,64
	Mayo	214,56	178,08	382.080.101,10	31,00%	118.429.227,62
	Junio	211,11	177,22	374.134.639,40	31,06%	116.212.310,58
	Julio	218,59	177,28	387.529.374,69	31,59%	122.418.457,82
	Agosto	221,02	177,51	392.319.082,25	29,73%	116.618.540,00
	Septiembre	221,14	178,30	394.294.709,90	31,53%	124.336.702,40
	Octubre	213,75	178,96	382.519.891,35	32,20%	123.175.994,11
	Noviembre	210,71	179,70	378.654.345,00	32,83%	124.293.873,68
	Diciembre	205,75	180,22	370.794.713,80	33,48%	124.140.756,28
2034	Enero	204,67	180,96	370.368.464,08	29,10%	107.770.606,63
	Febrero	207,93	182,02	378.466.389,02	30,14%	114.067.640,03
	Marzo	216,81	182,26	395.146.585,63	29,97%	118.438.044,62
	Abril	218,76	182,97	400.257.086,12	29,57%	118.375.209,09
	Mayo	221,58	185,20	410.368.799,44	31,00%	127.197.568,82
	Junio	218,01	184,32	401.835.066,41	31,06%	124.816.514,22
	Julio	225,74	184,38	416.221.529,94	31,59%	131.482.156,28
	Agosto	228,24	184,61	421.365.861,03	29,73%	125.252.820,32
	Septiembre	228,37	185,44	423.487.761,50	31,53%	133.542.425,12
	Octubre	220,74	186,12	410.841.151,17	32,20%	132.295.779,54
	Noviembre	217,60	186,89	406.689.404,96	32,83%	133.496.425,42
	Diciembre	212,47	187,43	398.247.857,20	33,48%	133.331.971,41
2035	Enero	211,36	188,21	397.784.089,70	29,10%	115.748.063,93
	Febrero	214,73	189,30	406.481.443,87	30,14%	122.511.219,92
	Marzo	223,89	189,55	424.396.351,50	29,97%	127.205.133,09
	Abril	225,91	190,29	429.885.144,37	29,57%	127.137.646,31
	Mayo	228,82	192,62	440.745.352,71	31,00%	136.613.059,79
	Junio	225,14	191,70	431.579.930,82	31,06%	134.055.753,40
	Julio	233,12	191,76	447.031.317,36	31,59%	141.214.803,42
	Agosto	235,70	192,00	452.556.445,06	29,73%	134.524.356,00
	Septiembre	235,83	192,86	454.835.414,05	31,53%	143.427.578,66
	Octubre	227,95	193,57	441.252.669,12	32,20%	142.088.653,17
	Noviembre	224,72	194,38	436.793.599,98	32,83%	143.378.173,94
	Diciembre	219,42	194,94	427.727.187,16	33,48%	143.201.546,62

ELFEC

DEMANDA ANUAL DE ELECTRICIDAD ELFEC: PROYECCION 2020-2025						
GWh	Datos CNDC	Datos AETN	Proyección CNDC	Tasa de Crecimiento	Proyección Ajustada	Tasa de Crecimiento
2014		1.077,02			1.077,02	-
2015		1.145,40			1.145,40	6,35%
2016		1.203,34			1.203,34	5,06%
2017	1.329,50	1.232,88	1.329,50		1.232,88	2,45%
2018	1.362,70	1.266,68	1.362,70	2,50%	1.266,68	2,74%
2019	1.404,70	1.314,09	1.404,70	3,08%	1.314,09	3,74%
2020		1.457,20	3,74%		1.363,20	3,74%
2021		1.512,20	3,77%		1.414,65	3,77%
2022		1.567,00	3,62%		1.465,92	3,62%
2023		1.621,60	3,48%		1.517,00	3,48%
2024		1.676,30	3,37%		1.568,17	3,37%
2025		1.732,85	3,37%		1.621,06	3,37%

DEMANDA ANUAL DE ELECTRICIDAD ELFEC: PROYECCION 2020-2035						
GWh	Datos CNDC	Datos AETN	Proyección CNDC	Tasa de Crecimiento	Proyección Ajustada	Tasa de Crecimiento
2026	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.678,79	3,56%
2027	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.738,08	3,53%
2028	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.798,76	3,49%
2029	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.861,16	3,47%
2030	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.925,68	3,47%
2031	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	1.992,74	3,48%
2032	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.062,49	3,50%
2033	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.134,47	3,49%
2034	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.208,82	3,48%
2035	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.285,73	3,48%
2035	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.365,37	3,48%

ELFEC: Proyección del Consumo de Energía (MW)- Benchmark



Elaboración: Propia

DEMANDA MENSUAL DE ELECTRICIDAD ELFEC: PROYECCION 2020-2025										
GWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Total Anual	1.203,34	1.232,88	1.266,68	1.314,09	1.363,20	1.414,65	1.465,92	1.517,00	1.568,17	1.621,06
Enero	97,39	100,82	103,59	108,75	110,32	114,49	118,64	122,77	126,91	131,19
Febrero	92,09	92,71	92,33	98,77	104,32	108,26	112,18	116,09	120,01	124,06
Marzo	101,60	102,68	105,50	109,88	115,09	119,44	123,77	128,08	132,40	136,86
Abril	99,61	99,39	103,47	108,02	112,84	117,10	121,34	125,57	129,81	134,19
Mayo	99,21	102,95	106,67	111,48	112,39	116,64	120,86	125,07	129,29	133,65
Junio	96,52	98,56	102,78	107,50	109,34	113,46	117,58	121,67	125,78	130,02
Julio	100,62	103,60	106,90	111,87	113,99	118,29	122,58	126,85	131,13	135,55
Agosto	102,72	106,31	107,66	112,68	116,36	120,76	125,13	129,49	133,86	138,38
Septiembre	101,42	103,05	107,10	112,17	114,89	119,23	123,55	127,85	132,16	136,62
Octubre	105,42	109,71	112,98	116,64	119,43	123,93	128,42	132,90	137,38	142,02
Noviembre	102,04	107,14	108,06	101,59	115,60	119,96	124,31	128,64	132,98	137,47
Diciembre	104,71	105,97	109,62	114,72	118,62	123,10	127,56	132,00	136,46	141,06

DEMANDA MENSUAL DE ELECTRICIDAD ELFEC: PROYECCION 2026-2036											
GWh	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Total Anual	1.678,79	1.738,08	1.798,76	1.861,16	1.925,68	1.992,74	2.062,49	2.134,47	2.208,82	2.285,73	2.365,37
Enero	135,86	140,66	145,57	150,62	155,85	161,27	166,92	172,74	178,76	184,98	191,43
Febrero	128,47	133,01	137,66	142,43	147,37	152,50	157,84	163,35	169,04	174,92	181,02
Marzo	141,74	146,74	151,87	157,14	162,58	168,24	174,13	180,21	186,49	192,98	199,70
Abril	138,96	143,87	148,90	154,06	159,40	164,95	170,73	176,68	182,84	189,21	195,80
Mayo	138,41	143,30	148,30	153,45	158,77	164,30	170,05	175,98	182,11	188,45	195,02
Junio	134,65	139,41	144,27	149,28	154,45	159,83	165,42	171,20	177,16	183,33	189,72
Julio	140,38	145,34	150,41	155,63	161,02	166,63	172,46	178,48	184,70	191,13	197,79
Agosto	143,30	148,36	153,54	158,87	164,38	170,10	176,06	182,20	188,55	195,11	201,91
Septiembre	141,49	146,48	151,60	156,86	162,29	167,95	173,82	179,89	186,16	192,64	199,35
Octubre	147,07	152,27	157,58	163,05	168,70	174,58	180,69	186,99	193,51	200,25	207,22
Noviembre	142,36	147,39	152,54	157,83	163,30	168,99	174,90	181,01	187,31	193,83	200,59
Diciembre	146,08	151,24	156,52	161,95	167,56	173,40	179,47	185,73	192,20	198,90	205,82

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2016	Enero	97,39	78,63	76.579.807,25	18,61%	14.247.828,74
	Febrero	92,09	79,27	73.000.069,77	19,82%	14.471.571,56
	Marzo	101,60	78,59	79.840.286,87	20,10%	16.051.242,60
	Abril	99,61	78,55	78.243.968,30	19,17%	14.997.847,31
	Mayo	99,21	80,98	80.339.486,37	19,16%	15.389.563,52
	Junio	96,52	81,14	78.312.302,93	20,93%	16.389.863,23
	Julio	100,62	80,91	81.411.831,59	19,38%	15.777.991,39
	Agosto	102,72	80,69	82.882.185,15	20,46%	16.958.573,38
	Septiembre	101,42	80,00	81.129.688,07	21,10%	17.118.283,98
	Octubre	105,42	79,68	84.002.428,34	19,89%	16.706.915,61
	Noviembre	102,04	82,18	83.858.583,17	20,36%	17.076.273,37
	Diciembre	104,71	82,35	86.226.957,48	19,46%	16.782.086,01
2017	Enero	100,82	83,25	83.937.043,18	19,47%	16.338.768,79
	Febrero	92,71	85,30	79.079.905,14	19,25%	15.220.153,08
	Marzo	102,68	82,48	84.695.591,95	21,48%	18.190.531,54
	Abril	99,39	84,62	84.105.220,86	19,40%	16.316.703,00
	Mayo	102,95	84,35	86.834.379,40	20,28%	17.608.025,84
	Junio	98,56	88,74	87.457.851,59	19,63%	17.169.785,30
	Julio	103,60	85,84	88.923.674,03	19,43%	17.278.641,47
	Agosto	106,31	86,06	91.492.861,30	20,49%	18.743.207,25
	Septiembre	103,05	86,34	88.968.344,09	19,84%	17.655.481,16
	Octubre	109,71	86,44	94.829.220,74	19,59%	18.575.152,92
	Noviembre	107,14	80,23	85.962.380,75	21,90%	18.826.985,66
	Diciembre	105,97	86,89	92.075.211,26	19,23%	17.703.707,62
2018	Enero	103,59	88,67	91.853.833,31	19,46%	17.870.435,66
	Febrero	92,33	90,38	83.440.598,01	21,62%	18.038.733,90
	Marzo	105,50	87,87	92.708.045,70	19,64%	18.208.617,11
	Abril	103,47	89,39	92.496.447,93	19,87%	18.380.100,23
	Mayo	106,67	90,54	96.583.023,62	19,21%	18.553.198,33
	Junio	102,78	90,41	92.925.326,37	20,15%	18.727.926,61
	Julio	106,90	89,82	96.024.363,83	19,69%	18.904.300,43
	Agosto	107,66	90,20	97.114.197,63	19,65%	19.082.335,29
	Septiembre	107,10	89,63	96.002.799,59	20,06%	19.262.046,82
	Octubre	112,98	89,18	100.755.831,38	19,30%	19.443.450,82
	Noviembre	108,06	89,37	96.565.520,71	20,32%	19.626.563,22
	Diciembre	109,62	89,92	98.575.144,40	20,10%	19.811.400,12
2019	Enero	108,75	90,62	98.550.439,61	20,29%	19.997.977,76
	Febrero	98,77	91,93	90.806.658,33	22,23%	20.186.312,53
	Marzo	109,88	91,13	100.139.621,05	20,35%	20.376.420,97
	Abril	108,02	91,05	98.353.047,89	20,91%	20.568.319,80
	Mayo	111,48	91,82	102.362.781,85	20,28%	20.762.025,87
	Junio	107,50	91,57	98.436.344,51	21,29%	20.957.556,21
	Julio	111,87	90,99	101.793.369,91	20,78%	21.154.927,99
	Agosto	112,68	91,05	102.601.682,47	20,81%	21.354.158,56
	Septiembre	112,17	90,43	101.439.088,25	21,25%	21.555.265,42
	Octubre	116,64	91,19	106.360.975,30	20,46%	21.758.266,24
	Noviembre	101,59	93,19	94.675.264,24	23,20%	21.963.178,86
	Diciembre	114,72	87,59	100.483.511,10	22,06%	22.170.021,28

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2020	Enero	110,32	87,56	96.604.737,76	20,29%	19.603.153,52
	Febrero	104,32	87,51	91.293.199,63	22,23%	20.294.470,61
	Marzo	115,09	87,61	100.834.105,83	20,35%	20.517.734,81
	Abril	112,84	87,98	99.273.086,09	20,91%	20.760.725,02
	Mayo	112,39	87,95	98.854.574,92	20,28%	20.050.463,71
	Junio	109,34	88,27	96.514.991,46	21,29%	20.548.491,20
	Julio	113,99	88,81	101.231.828,11	20,78%	21.038.227,11
	Agosto	116,36	88,99	103.548.035,66	20,81%	21.551.120,01
	Septiembre	114,89	89,40	102.714.993,82	21,25%	21.826.388,55
	Octubre	119,43	89,70	107.125.917,64	20,46%	21.914.750,51
	Noviembre	115,60	89,75	103.750.230,44	23,20%	24.068.428,92
	Diciembre	118,62	89,90	106.636.599,20	22,06%	23.527.598,19
2021	Enero	114,49	90,17	103.231.349,49	20,29%	20.947.833,81
	Febrero	108,26	90,61	98.099.360,07	22,23%	21.807.479,51
	Marzo	119,44	90,88	108.543.294,92	20,35%	22.086.401,45
	Abril	117,10	91,02	106.585.716,60	20,91%	22.289.996,62
	Mayo	116,64	91,47	106.683.125,91	20,28%	21.638.312,09
	Junio	113,46	91,66	104.005.005,70	21,29%	22.143.150,11
	Julio	118,29	92,01	108.846.052,46	20,78%	22.620.632,41
	Agosto	120,76	92,34	111.506.903,66	20,81%	23.207.573,64
	Septiembre	119,23	92,68	110.503.044,52	21,25%	23.481.307,80
	Octubre	123,93	93,04	115.304.996,13	20,46%	23.587.944,71
	Noviembre	119,96	93,48	112.142.210,09	23,20%	26.015.236,80
	Diciembre	123,10	93,98	115.685.604,24	22,06%	25.524.111,17
2022	Enero	118,64	94,37	111.952.286,85	20,29%	22.717.497,27
	Febrero	112,18	94,92	106.479.668,60	22,23%	23.670.421,39
	Marzo	123,77	95,04	117.628.948,01	20,35%	23.935.151,12
	Abril	121,34	95,41	115.775.817,45	20,91%	24.211.898,76
	Mayo	120,86	96,58	116.725.774,96	20,28%	23.675.241,29
	Junio	117,58	96,12	113.008.515,05	21,29%	24.060.039,19
	Julio	122,58	96,15	117.856.606,72	20,78%	24.493.226,14
	Agosto	125,13	96,27	120.464.115,96	20,81%	25.071.809,46
	Septiembre	123,55	96,70	119.470.370,46	21,25%	25.386.816,75
	Octubre	128,42	97,06	124.643.660,46	20,46%	25.498.355,40
	Noviembre	124,31	97,46	121.153.429,89	23,20%	28.105.698,69
	Diciembre	127,56	97,74	124.676.526,88	22,06%	27.507.809,23
2023	Enero	122,77	98,14	120.490.643,03	20,29%	24.450.111,12
	Febrero	116,09	98,71	114.600.640,15	22,23%	25.475.712,69
	Marzo	128,08	98,85	126.600.250,73	20,35%	25.760.632,78
	Abril	125,57	99,23	124.605.785,95	20,91%	26.058.487,35
	Mayo	125,07	100,44	125.628.194,65	20,28%	25.480.900,19
	Junio	121,67	99,96	121.627.427,45	21,29%	25.895.045,78
	Julio	126,85	100,00	126.845.272,47	20,78%	26.361.270,95
	Agosto	129,49	100,12	129.651.650,74	20,81%	26.983.981,55
	Septiembre	127,85	100,57	128.582.114,44	21,25%	27.323.013,77
	Octubre	132,90	100,94	134.149.959,97	20,46%	27.443.059,23
	Noviembre	128,64	101,36	130.393.537,14	23,20%	30.249.258,89
	Diciembre	132,00	101,65	134.185.333,04	22,06%	29.605.769,71

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2024	Enero	126,91	102,07	129.540.910,43	20,29%	26.286.602,64
	Febrero	120,01	102,67	123.208.498,92	22,23%	27.389.238,97
	Marzo	132,40	102,80	136.109.421,68	20,35%	27.695.559,91
	Abril	129,81	103,20	133.965.149,09	20,91%	28.015.786,88
	Mayo	129,29	104,46	135.064.352,73	20,28%	27.394.816,12
	Junio	125,78	103,96	130.763.080,76	21,29%	27.840.068,92
	Julio	131,13	104,00	136.372.847,44	20,78%	28.341.313,10
	Agosto	133,86	104,13	139.390.017,79	20,81%	29.010.796,60
	Septiembre	132,16	104,60	138.240.146,72	21,25%	29.375.294,13
	Octubre	137,38	104,98	144.226.203,06	20,46%	29.504.356,42
	Noviembre	132,98	105,42	140.187.628,61	23,20%	32.521.334,75
	Diciembre	136,46	105,72	144.264.233,07	22,06%	31.829.511,95
2025	Enero	131,19	106,16	139.270.959,59	20,29%	28.261.036,31
	Febrero	124,06	106,78	132.462.909,33	22,23%	29.446.493,63
	Marzo	136,86	106,92	146.332.843,45	20,35%	29.775.822,89
	Abril	134,19	107,33	144.027.510,71	20,91%	30.120.102,67
	Mayo	133,65	108,65	145.209.277,49	20,28%	29.452.489,68
	Junio	130,02	108,13	140.584.929,31	21,29%	29.931.186,22
	Julio	135,55	108,16	146.616.055,58	20,78%	30.470.079,74
	Agosto	138,38	108,30	149.859.850,99	20,81%	31.189.849,35
	Septiembre	136,62	108,79	148.623.611,04	21,25%	31.581.724,94
	Octubre	142,02	109,18	155.059.290,77	20,46%	31.720.481,33
	Noviembre	137,47	109,64	150.717.371,78	23,20%	34.964.070,29
	Diciembre	141,06	109,95	155.100.177,28	22,06%	34.220.283,44
2026	Enero	135,86	110,41	150.003.965,41	20,29%	30.438.991,20
	Febrero	128,47	111,05	142.671.248,40	22,23%	31.715.806,54
	Marzo	141,74	111,20	157.610.077,88	20,35%	32.070.515,77
	Abril	138,96	111,63	155.127.083,20	20,91%	32.441.327,70
	Mayo	138,41	113,00	156.399.923,60	20,28%	31.722.264,69
	Junio	134,65	112,45	151.419.197,06	21,29%	32.237.852,29
	Julio	140,38	112,49	157.915.115,94	20,78%	32.818.275,98
	Agosto	143,30	112,63	161.408.896,52	20,81%	33.593.515,10
	Septiembre	141,49	113,14	160.077.384,95	21,25%	34.015.590,83
	Octubre	147,07	113,55	167.009.034,47	20,46%	34.165.040,57
	Noviembre	142,36	114,03	162.332.502,70	23,20%	37.658.598,79
	Diciembre	146,08	114,36	167.053.071,92	22,06%	36.857.491,53
2027	Enero	140,66	114,83	161.518.257,00	20,29%	32.775.485,57
	Febrero	133,01	115,50	153.622.681,25	22,23%	34.150.309,15
	Marzo	146,74	115,65	169.708.214,01	20,35%	34.532.245,83
	Abril	143,87	116,10	167.034.624,87	20,91%	34.931.521,25
	Mayo	143,30	117,52	168.405.168,39	20,28%	34.157.263,02
	Junio	139,41	116,96	163.042.121,70	21,29%	34.712.427,08
	Julio	145,34	116,99	170.036.666,77	20,78%	35.337.404,04
	Agosto	148,36	117,14	173.798.629,65	20,81%	36.172.150,45
	Septiembre	146,48	117,67	172.364.911,36	21,25%	36.626.624,68
	Octubre	152,27	118,10	179.828.633,70	20,46%	36.787.546,17
	Noviembre	147,39	118,59	174.793.131,76	23,20%	40.549.269,62
	Diciembre	151,24	118,93	179.876.051,47	22,06%	39.686.669,44

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2028	Enero	145,57	119,42	173.848.440,60	20,29%	35.277.541,76
	Febrero	137,66	120,12	165.350.122,48	22,23%	36.757.318,35
	Marzo	151,87	120,28	182.663.612,84	20,35%	37.168.411,79
	Abril	148,90	120,75	179.785.923,89	20,91%	37.598.167,60
	Mayo	148,30	122,22	181.261.093,69	20,28%	36.764.803,08
	Junio	144,27	121,64	175.488.636,01	21,29%	37.362.347,94
	Julio	150,41	121,68	183.017.139,44	20,78%	38.035.035,19
	Agosto	153,54	121,83	187.066.287,77	20,81%	38.933.505,51
	Septiembre	151,60	122,38	185.523.120,49	21,25%	39.422.673,96
	Octubre	157,58	122,83	193.556.617,85	20,46%	39.595.880,08
	Noviembre	152,54	123,34	188.136.709,43	23,20%	43.644.770,70
	Diciembre	156,52	123,69	193.607.655,45	22,06%	42.716.320,27
2029	Enero	150,62	124,20	187.079.935,27	20,29%	37.962.493,11
	Febrero	142,43	124,93	177.934.815,53	22,23%	39.554.894,56
	Marzo	157,14	125,09	196.566.024,68	20,35%	39.997.276,06
	Abril	154,06	125,58	193.469.316,65	20,91%	40.459.740,31
	Mayo	153,45	127,12	195.056.760,68	20,28%	39.562.948,94
	Junio	149,28	126,51	188.844.964,90	21,29%	40.205.972,57
	Julio	155,63	126,55	196.946.457,96	20,78%	40.929.857,61
	Agosto	158,87	126,71	201.303.784,40	20,81%	41.896.709,95
	Septiembre	156,86	127,28	199.643.167,65	21,25%	42.423.108,70
	Octubre	163,05	127,74	208.288.089,39	20,46%	42.609.497,43
	Noviembre	157,83	128,28	202.455.675,18	23,20%	46.966.546,55
	Diciembre	161,95	128,65	208.343.011,43	22,06%	45.967.432,34
2030	Enero	155,85	129,18	201.313.530,21	20,29%	40.850.791,89
	Febrero	147,37	129,93	191.472.622,71	22,23%	42.564.347,96
	Marzo	162,58	130,10	211.521.349,37	20,35%	43.040.387,16
	Abril	159,40	130,61	208.189.034,63	20,91%	43.538.037,06
	Mayo	158,77	132,20	209.897.256,10	20,28%	42.573.015,15
	Junio	154,45	131,57	203.212.848,52	21,29%	43.264.961,91
	Julio	161,02	131,61	211.930.727,14	20,78%	44.043.922,27
	Agosto	164,38	131,78	216.619.571,87	20,81%	45.084.335,59
	Septiembre	162,29	132,37	214.832.610,48	21,25%	45.650.784,32
	Octubre	168,70	132,86	224.135.263,45	20,46%	45.851.354,05
	Noviembre	163,30	133,41	217.859.101,90	23,20%	50.539.900,36
	Diciembre	167,56	133,80	224.194.364,12	22,06%	49.464.770,58
2031	Enero	161,27	134,35	216.662.644,19	20,29%	43.965.453,19
	Febrero	152,50	135,13	206.071.418,47	22,23%	45.809.659,03
	Marzo	168,24	135,31	227.648.756,69	20,35%	46.321.993,75
	Abril	164,95	135,83	224.062.370,21	20,91%	46.857.586,88
	Mayo	164,30	137,50	225.900.834,73	20,28%	45.818.987,05
	Junio	159,83	136,84	218.706.775,69	21,29%	46.563.691,17
	Julio	166,63	136,88	228.089.347,40	20,78%	47.402.043,22
	Agosto	170,10	137,06	233.135.692,25	20,81%	48.521.782,67
	Septiembre	167,95	137,67	231.212.484,31	21,25%	49.131.420,18
	Octubre	174,58	138,18	241.224.416,38	20,46%	49.347.282,31
	Noviembre	168,99	138,75	234.469.730,03	23,20%	54.393.305,99
	Diciembre	173,40	139,15	241.288.023,18	22,06%	53.236.203,14

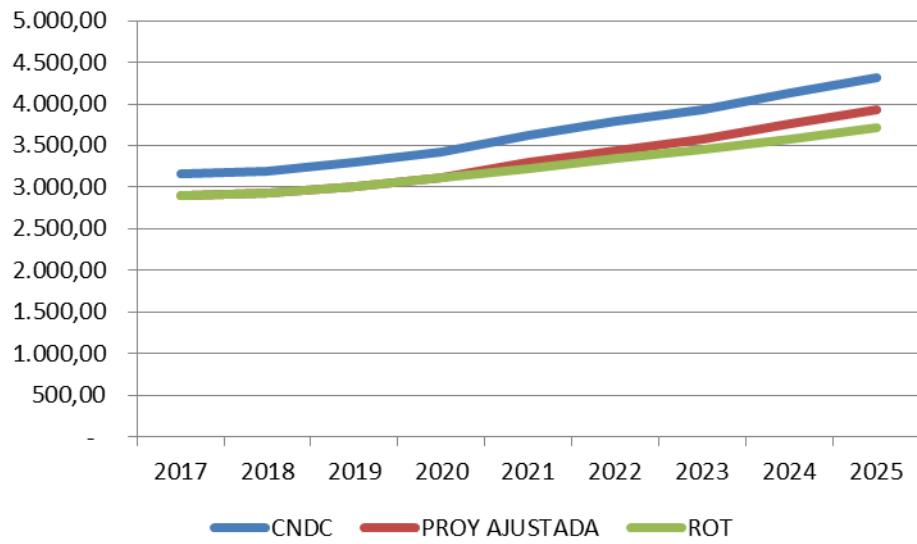
	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2032	Enero	166,92	139,72	233.222.962,99	20,29%	47.325.893,67
	Febrero	157,84	140,54	221.822.211,12	22,23%	49.311.058,91
	Marzo	174,13	140,73	245.048.784,27	20,35%	49.862.553,25
	Abril	170,73	141,27	241.188.277,15	20,91%	50.439.083,72
	Mayo	170,05	143,00	243.167.262,23	20,28%	49.321.099,91
	Junio	165,42	142,31	235.423.334,94	21,29%	50.122.724,49
	Julio	172,46	142,36	245.523.050,94	20,78%	51.025.154,86
	Agosto	176,06	142,54	250.955.106,40	20,81%	52.230.480,09
	Septiembre	173,82	143,18	248.884.900,63	21,25%	52.886.714,42
	Octubre	180,69	143,71	259.662.081,31	20,46%	53.119.075,69
	Noviembre	174,90	144,30	252.391.109,57	23,20%	58.550.785,43
	Diciembre	179,47	144,72	259.730.549,81	22,06%	57.305.240,97
2033	Enero	172,74	145,32	251.024.482,11	20,29%	50.938.200,07
	Febrero	163,35	146,16	238.753.529,90	22,23%	53.074.889,66
	Marzo	180,21	146,36	263.752.948,58	20,35%	53.668.478,64
	Abril	176,68	146,93	259.597.775,40	20,91%	54.289.014,72
	Mayo	175,98	148,72	261.727.813,10	20,28%	53.085.697,06
	Junio	171,20	148,01	253.392.804,78	21,29%	53.948.508,31
	Julio	178,48	148,06	264.263.415,23	20,78%	54.919.819,68
	Agosto	182,20	148,25	270.110.090,40	20,81%	56.217.145,37
	Septiembre	179,89	148,91	267.881.869,29	21,25%	56.923.468,98
	Octubre	186,99	149,46	279.481.654,17	20,46%	57.173.565,99
	Noviembre	181,01	150,08	271.655.701,29	23,20%	63.019.869,06
	Diciembre	185,73	150,51	279.555.348,75	22,06%	61.679.254,27
2034	Enero	178,76	151,13	270.166.705,04	20,29%	54.822.563,75
	Febrero	169,04	152,01	256.960.014,20	22,23%	57.122.189,59
	Marzo	186,49	152,22	283.865.798,51	20,35%	57.761.043,53
	Abril	182,84	152,81	279.393.766,79	20,91%	58.428.899,45
	Mayo	182,11	154,68	281.686.233,50	20,28%	57.133.821,13
	Junio	177,16	153,94	272.715.627,45	21,29%	58.062.427,25
	Julio	184,70	153,99	284.415.191,51	20,78%	59.107.807,33
	Agosto	188,55	154,18	290.707.713,07	20,81%	60.504.062,41
	Septiembre	186,16	154,87	288.309.575,85	21,25%	61.264.247,71
	Octubre	193,51	155,44	300.793.918,54	20,46%	61.533.416,22
	Noviembre	187,31	156,09	292.371.186,69	23,20%	67.825.537,30
	Diciembre	192,20	156,54	300.873.232,80	22,06%	66.382.692,06
2035	Enero	184,98	157,18	290.764.914,03	20,29%	59.002.377,94
	Febrero	174,92	158,10	276.551.310,90	22,23%	61.477.333,20
	Marzo	192,98	158,31	305.508.461,86	20,35%	62.164.895,02
	Abril	189,21	158,93	300.695.470,86	20,91%	62.883.670,01
	Mayo	188,45	160,87	303.162.721,17	20,28%	61.489.851,56
	Junio	183,33	160,10	293.508.172,90	21,29%	62.489.257,02
	Julio	191,13	160,15	306.099.742,00	20,78%	63.614.339,58
	Agosto	195,11	160,35	312.872.021,70	20,81%	65.117.048,76
	Septiembre	192,64	161,07	310.291.044,28	21,25%	65.935.192,55
	Octubre	200,25	161,67	323.727.225,58	20,46%	66.224.883,17
	Noviembre	193,83	162,34	314.662.322,85	23,20%	72.996.731,85
	Diciembre	198,90	162,81	323.812.586,97	22,06%	71.443.880,35

CRE

DEMANDA ANUAL DE ELECTRICIDAD CRE-AI: PROYECCIÓN 2020-2025						
GWh	Datos CNDC	Datos AETN	Proyección CNDC	Tasa de Crecimiento	Proyección Ajustada	Tasa de Crecimiento
2014		2.511,32			2.511,32	-
2015		2.681,09			2.681,09	6,76%
2016		2.844,03			2.844,03	6,08%
2017	3.163,50	2.891,92	3.163,50		2.891,92	1,68%
2018	3.193,00	2.935,92	3.193,00	0,93%	2.935,92	1,52%
2019	3.306,88	3.005,43	3.306,88	3,57%	3.005,43	2,37%
2020		3.428,19	3,7%		3.115,68	3,67%
2021		3.626,34	5,78%		3.295,76	5,78%
2022		3.791,27	4,55%		3.445,66	4,55%
2023		3.937,17	3,85%		3.578,26	3,85%
2024		4.131,22	4,93%		3.754,62	4,93%
2025		4.319,19	4,55%		3.925,45	4,55%

DEMANDA ANUAL DE ELECTRICIDAD CRE-AI: PROYECCIÓN 2020-2036						
GWh	Datos CNDC	Datos AETN	Proyección CNDC	Tasa de Crecimiento	Proyección Ajustada	Tasa de Crecimiento
2026	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	4.104,22	4,55%
2027	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	4.297,18	4,70%
2028	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	4.491,48	4,52%
2029	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	4.694,38	4,52%
2030	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	4.911,68	4,63%
2031	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	5.136,58	4,58%
2032	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	5.372,02	4,58%
2033	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	5.618,53	4,59%
2034	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	5.875,29	4,57%
2035	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	6.144,25	4,58%
2036	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	6.426,15	4,59%

CRE: Proyección del Consumo de Energía (MW)- Benchmark



Elaboración: Propia

DEMANDA MENSUAL DE ELECTRICIDAD CRE-AI: PROYECCION 2020-2025										
GWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Total Anual	2.844,03	2.891,92	2.935,92	3.005,43	3.115,68	3.295,76	3.445,66	3.578,26	3.754,62	3.925,45
Enero	255,51	245,65	261,54	250,94	279,92	296,09	309,56	321,47	337,32	352,67
Febrero	253,08	253,68	250,12	265,49	277,25	293,28	306,61	318,41	334,11	349,31
Marzo	239,23	242,49	247,38	262,56	262,08	277,23	289,84	300,99	315,83	330,20
Abril	247,28	252,02	257,69	259,98	270,90	286,56	299,59	311,12	326,45	341,31
Mayo	237,71	222,29	262,56	248,32	260,41	275,46	287,99	299,07	313,82	328,09
Junio	209,71	218,60	222,74	228,71	229,74	243,02	254,07	263,85	276,86	289,45
Julio	208,55	211,06	216,82	221,01	228,47	241,68	252,67	262,39	275,32	287,85
Agosto	222,41	227,95	215,73	231,03	243,65	257,74	269,46	279,83	293,62	306,98
Septiembre	219,64	239,51	227,08	255,44	240,62	254,52	266,10	276,34	289,96	303,15
Octubre	256,03	250,70	261,27	257,94	280,49	296,70	310,20	322,13	338,01	353,39
Noviembre	246,52	259,51	257,34	262,61	270,07	285,68	298,67	310,16	325,45	340,26
Diciembre	248,36	268,45	255,66	261,39	272,08	287,81	300,90	312,48	327,88	342,80

DEMANDA MENSUAL DE ELECTRICIDAD CRE-AI: PROYECCION 2026-2036											
GWh	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Total Anual	4.104,22	4.297,18	4.491,48	4.694,38	4.911,68	5.136,58	5.372,02	5.618,53	5.875,29	6.144,25	6.426,15
Enero	368,73	386,06	403,52	421,75	441,27	461,47	482,63	504,77	527,84	552,01	577,33
Febrero	365,22	382,39	399,68	417,73	437,07	457,08	478,03	499,97	522,82	546,75	571,83
Marzo	345,23	361,46	377,81	394,88	413,15	432,07	451,88	472,61	494,21	516,83	540,55
Abril	356,85	373,63	390,52	408,16	427,05	446,61	467,08	488,51	510,84	534,22	558,73
Mayo	343,03	359,16	375,40	392,36	410,52	429,32	449,00	469,60	491,06	513,54	537,10
Junio	302,64	316,86	331,19	346,15	362,18	378,76	396,12	414,30	433,23	453,06	473,85
Julio	300,96	315,11	329,36	344,23	360,17	376,66	393,93	412,00	430,83	450,55	471,22
Agosto	320,96	336,05	351,24	367,11	384,10	401,69	420,10	439,38	459,46	480,49	502,54
Septiembre	316,96	331,86	346,87	362,54	379,32	396,69	414,87	433,91	453,74	474,51	496,28
Octubre	369,48	386,85	404,35	422,61	442,17	462,42	483,62	505,81	528,92	553,14	578,51
Noviembre	355,76	372,48	389,32	406,91	425,75	445,24	465,65	487,02	509,27	532,59	557,02
Diciembre	358,41	375,26	392,23	409,95	428,92	448,56	469,12	490,65	513,07	536,56	561,18

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2016	Enero	255,51	73,60	188.065.877,47	24,97%	46.959.545,54
	Febrero	253,08	74,08	187.489.133,10	25,75%	48.274.422,89
	Marzo	239,23	74,42	178.035.927,47	26,83%	47.758.601,02
	Abril	247,28	73,29	181.226.845,06	27,90%	50.553.535,08
	Mayo	237,71	73,84	175.513.971,15	29,88%	52.435.992,51
	Junio	209,71	75,33	157.978.800,11	29,67%	46.870.353,66
	Julio	208,55	75,25	156.935.482,76	30,37%	47.660.370,77
	Agosto	222,41	74,85	166.473.863,56	29,67%	49.395.178,65
	Septiembre	219,64	75,57	165.982.776,55	30,05%	49.876.167,21
	Octubre	256,03	75,71	193.836.265,17	27,82%	53.924.931,07
	Noviembre	246,52	75,03	184.970.480,80	27,58%	51.020.112,97
	Diciembre	248,36	76,87	190.907.431,84	26,32%	50.249.526,49
2017	Enero	245,65	76,93	188.988.385,40	26,86%	50.770.881,00
	Febrero	253,68	77,03	195.421.112,53	26,91%	52.584.943,00
	Marzo	242,49	78,37	190.032.050,80	27,14%	51.579.123,00
	Abril	252,02	76,99	194.033.539,43	28,43%	55.156.212,00
	Mayo	222,29	76,44	169.921.188,85	30,97%	52.623.742,00
	Junio	218,60	79,50	173.778.368,28	30,45%	52.920.703,00
	Julio	211,06	80,37	169.624.324,60	29,98%	50.846.807,00
	Agosto	227,95	79,94	182.222.461,26	29,39%	53.553.418,00
	Septiembre	239,51	80,13	191.908.388,62	29,12%	55.890.195,00
	Octubre	250,70	80,91	202.835.722,87	28,54%	57.890.235,00
	Noviembre	259,51	81,23	210.802.390,46	25,74%	54.253.769,00
	Diciembre	268,45	81,99	220.091.726,90	25,66%	56.469.415,00
2018	Enero	261,54	82,96	216.981.038,51	25,58%	55.494.559,00
	Febrero	250,12	82,59	206.566.905,86	26,61%	54.971.680,00
	Marzo	247,38	83,60	206.800.698,62	27,00%	55.838.160,00
	Abril	257,69	81,26	209.408.030,34	28,83%	60.372.300,00
	Mayo	262,56	84,02	220.609.815,06	27,84%	61.414.554,00
	Junio	222,74	83,25	185.438.647,70	30,05%	55.729.997,00
	Julio	216,82	83,01	179.990.032,76	30,24%	54.429.577,00
	Agosto	215,73	83,18	179.448.444,94	30,41%	54.577.018,00
	Septiembre	227,08	82,78	187.976.509,54	30,36%	57.060.291,00
	Octubre	261,27	85,15	222.457.249,54	27,32%	60.766.687,00
	Noviembre	257,34	82,21	211.552.514,94	26,21%	55.447.029,00
	Diciembre	255,66	83,31	212.995.892,64	26,48%	56.405.563,00
2019	Enero	250,94	83,76	210.199.052,64	26,82%	56.375.152,00
	Febrero	265,49	84,27	223.722.631,72	26,70%	59.729.773,00
	Marzo	262,56	85,33	224.032.775,17	26,81%	60.066.834,04
	Abril	259,98	82,90	215.514.987,93	28,03%	60.405.797,15
	Mayo	248,32	83,40	207.110.611,84	29,33%	60.746.673,06
	Junio	228,71	83,73	191.499.625,06	31,90%	61.089.472,56
	Julio	221,01	84,53	186.806.517,82	32,89%	61.434.206,52
	Agosto	231,03	82,89	191.494.443,22	32,26%	61.780.885,85
	Septiembre	255,44	83,23	212.590.323,91	29,22%	62.129.521,52
	Octubre	257,94	85,29	219.996.355,63	28,40%	62.480.124,57
	Noviembre	262,61	85,40	224.286.114,94	28,01%	62.832.706,12
	Diciembre	261,39	71,83	187.764.902,76	33,65%	63.187.277,32

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2020	Enero	279,92	71,81	201.012.738,14	26,82%	53.911.392,67
	Febrero	277,25	71,77	198.974.422,44	26,70%	53.122.462,37
	Marzo	262,08	71,85	188.304.680,49	26,81%	50.487.550,24
	Abril	270,90	72,15	195.451.078,75	28,03%	54.782.167,72
	Mayo	260,41	72,13	187.839.228,60	29,33%	55.094.271,15
	Junio	229,74	72,39	166.316.867,04	31,90%	53.056.029,13
	Julio	228,47	72,83	166.397.885,22	32,89%	54.722.512,71
	Agosto	243,65	72,98	177.811.375,03	32,26%	57.366.386,61
	Septiembre	240,62	73,32	176.420.985,86	29,22%	51.559.032,58
	Octubre	280,49	73,56	206.339.020,97	28,40%	58.601.369,55
	Noviembre	270,07	73,60	198.778.332,55	28,01%	55.686.820,18
	Diciembre	272,08	73,73	200.594.268,86	33,65%	67.504.658,80
2021	Enero	296,09	73,95	218.952.709,43	26,82%	58.722.873,01
	Febrero	293,28	74,31	217.940.811,78	26,70%	58.186.134,84
	Marzo	277,23	74,53	206.618.987,90	26,81%	55.397.914,19
	Abril	286,56	74,65	213.904.107,29	28,03%	59.954.290,13
	Mayo	275,46	75,01	206.632.590,82	29,33%	60.606.466,88
	Junio	243,02	75,17	182.687.707,74	31,90%	58.278.420,68
	Julio	241,68	75,46	182.371.500,50	32,89%	59.975.682,63
	Agosto	257,74	75,73	195.178.959,20	32,26%	62.969.602,64
	Septiembre	254,52	76,01	193.465.802,63	29,22%	56.540.380,23
	Octubre	296,70	76,30	226.385.445,13	28,40%	64.294.659,67
	Noviembre	285,68	76,66	219.009.346,67	28,01%	61.354.444,17
	Diciembre	287,81	77,07	221.822.256,68	33,65%	74.648.372,74
2022	Enero	309,56	77,39	239.567.620,65	26,82%	64.251.769,26
	Febrero	306,61	77,84	238.668.724,33	26,70%	63.720.101,16
	Marzo	289,84	77,94	225.911.257,62	26,81%	60.570.485,76
	Abril	299,59	78,25	234.419.859,65	28,03%	65.704.564,80
	Mayo	287,99	79,20	228.100.525,47	29,33%	66.903.129,31
	Junio	254,07	78,82	200.273.129,32	31,90%	63.888.270,46
	Julio	252,67	78,85	199.229.962,12	32,89%	65.519.847,92
	Agosto	269,46	78,95	212.738.146,13	32,26%	68.634.634,51
	Septiembre	266,10	79,31	211.031.170,29	29,22%	61.673.858,88
	Octubre	310,20	79,60	246.903.360,96	28,40%	70.121.855,91
	Noviembre	298,67	79,93	238.718.283,80	28,01%	66.875.810,73
	Diciembre	300,90	80,16	241.194.236,98	33,65%	81.167.496,78
2023	Enero	321,47	80,49	258.745.726,75	26,82%	69.395.315,97
	Febrero	318,41	80,96	257.774.871,07	26,70%	68.821.086,25
	Marzo	300,99	81,06	243.996.130,92	26,81%	65.419.334,70
	Abril	311,12	81,38	253.185.872,04	28,03%	70.964.412,14
	Mayo	299,07	82,37	246.360.656,22	29,33%	72.258.925,34
	Junio	263,85	81,98	216.305.593,60	31,90%	69.002.718,00
	Julio	262,39	82,01	215.178.917,74	32,89%	70.764.908,13
	Agosto	279,83	82,11	229.768.472,37	32,26%	74.129.042,72
	Septiembre	276,34	82,48	227.924.847,99	29,22%	66.611.036,13
	Octubre	322,13	82,78	266.668.715,05	28,40%	75.735.320,66
	Noviembre	310,16	83,13	257.828.397,93	28,01%	72.229.419,82
	Diciembre	312,48	83,37	260.502.558,58	33,65%	87.665.198,18

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2024	Enero	337,32	83,71	282.366.360,06	26,82%	75.730.343,54
	Febrero	334,11	84,20	281.306.875,96	26,70%	75.103.692,97
	Marzo	315,83	84,31	266.270.288,68	26,81%	71.391.398,99
	Abril	326,45	84,64	276.298.951,89	28,03%	77.442.680,90
	Mayo	313,82	85,67	268.850.669,09	29,33%	78.855.368,88
	Junio	276,86	85,26	236.051.910,48	31,90%	75.301.905,70
	Julio	275,32	85,29	234.822.381,53	32,89%	77.224.964,37
	Agosto	293,62	85,40	250.743.801,71	32,26%	80.896.207,37
	Septiembre	289,96	85,78	248.731.874,74	29,22%	72.691.889,64
	Octubre	338,01	86,10	291.012.629,88	28,40%	82.649.120,78
	Noviembre	325,45	86,45	281.365.289,23	28,01%	78.823.169,84
	Diciembre	327,88	86,70	284.283.571,28	33,65%	95.668.064,65
2025	Enero	352,67	87,06	307.031.231,73	26,82%	82.345.434,67
	Febrero	349,31	87,57	305.879.201,06	26,70%	81.664.045,80
	Marzo	330,20	87,68	289.529.158,82	26,81%	77.627.480,71
	Abril	341,31	88,02	300.433.831,81	28,03%	84.207.345,74
	Mayo	328,09	89,10	292.334.937,01	29,33%	85.743.432,86
	Junio	289,45	88,67	256.671.187,07	31,90%	81.879.572,53
	Julio	287,85	88,70	255.334.258,03	32,89%	83.970.611,53
	Agosto	306,98	88,82	272.646.423,86	32,26%	87.962.539,83
	Septiembre	303,15	89,21	270.458.753,86	29,22%	79.041.569,99
	Octubre	353,39	89,54	316.432.758,43	28,40%	89.868.571,28
	Noviembre	340,26	89,91	305.942.716,77	28,01%	85.708.421,21
	Diciembre	342,80	90,17	309.115.912,51	33,65%	104.024.727,73
2026	Enero	368,73	90,54	333.863.147,26	26,82%	89.541.724,56
	Febrero	365,22	91,07	332.610.438,92	26,70%	88.800.788,10
	Marzo	345,23	91,19	314.831.542,20	26,81%	84.411.461,58
	Abril	356,85	91,55	326.689.190,76	28,03%	91.566.350,80
	Mayo	343,03	92,67	317.882.521,51	29,33%	93.236.678,86
	Junio	302,64	92,22	279.102.063,48	31,90%	89.035.150,03
	Julio	300,96	92,25	277.648.298,22	32,89%	91.308.928,04
	Agosto	320,96	92,37	296.473.399,94	32,26%	95.649.716,88
	Septiembre	316,96	92,79	294.094.546,20	29,22%	85.949.130,24
	Octubre	369,48	93,13	344.086.287,35	28,40%	97.722.319,25
	Noviembre	355,76	93,51	332.679.505,35	28,01%	93.198.607,49
	Diciembre	358,41	93,78	336.130.011,39	33,65%	113.115.603,25
2027	Enero	386,06	94,17	363.552.397,19	26,82%	97.504.348,35
	Febrero	382,39	94,72	362.188.289,99	26,70%	96.697.523,08
	Marzo	361,46	94,84	342.828.379,88	26,81%	91.917.869,53
	Abril	373,63	95,21	355.740.486,51	28,03%	99.709.017,32
	Mayo	359,16	96,38	346.150.671,82	29,33%	101.527.881,66
	Junio	316,86	95,92	303.921.607,01	31,90%	96.952.725,97
	Julio	315,11	95,95	302.338.563,63	32,89%	99.428.702,89
	Agosto	336,05	96,07	322.837.714,00	32,26%	104.155.502,48
	Septiembre	331,86	96,50	320.247.317,35	29,22%	93.592.277,52
	Octubre	386,85	96,85	374.684.644,39	28,40%	106.412.413,93
	Noviembre	372,48	97,26	362.263.498,26	28,01%	101.486.424,74
	Diciembre	375,26	97,54	366.020.845,40	33,65%	123.174.567,36

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2028	Enero	403,52	97,94	395.202.151,88	26,82%	105.992.777,34
	Febrero	399,68	98,51	393.719.289,71	26,70%	105.115.712,34
	Marzo	377,81	98,64	372.673.965,30	26,81%	99.919.956,83
	Abril	390,52	99,02	386.710.160,27	28,03%	108.389.378,02
	Mayo	375,40	100,24	376.285.485,77	29,33%	110.366.587,09
	Junio	331,19	99,75	330.380.088,33	31,90%	105.393.132,41
	Julio	329,36	99,79	328.659.230,06	32,89%	108.084.660,27
	Agosto	351,24	99,91	350.942.973,47	32,26%	113.222.960,51
	Septiembre	346,87	100,36	348.127.064,85	29,22%	101.740.133,65
	Octubre	404,35	100,73	407.303.538,32	28,40%	115.676.351,73
	Noviembre	389,32	101,15	393.801.045,38	28,01%	110.321.521,06
	Diciembre	392,23	101,44	397.885.495,61	33,65%	133.897.766,74
2029	Enero	421,75	101,86	429.589.178,47	26,82%	115.215.339,60
	Febrero	417,73	102,45	427.977.290,62	26,70%	114.261.960,09
	Marzo	394,88	102,59	405.100.786,59	26,81%	108.614.115,49
	Abril	408,16	102,99	420.358.288,19	28,03%	117.820.471,46
	Mayo	392,36	104,25	409.026.549,91	29,33%	119.969.719,94
	Junio	346,15	103,75	359.126.867,23	31,90%	114.563.518,83
	Julio	344,23	103,78	357.256.274,95	32,89%	117.489.239,84
	Agosto	367,11	103,91	381.478.954,36	32,26%	123.074.629,92
	Septiembre	362,54	104,38	378.418.030,06	29,22%	110.592.668,14
	Octubre	422,61	104,76	442.743.521,46	28,40%	125.741.493,74
	Noviembre	406,91	105,20	428.066.159,96	28,01%	119.920.732,66
	Diciembre	409,95	105,50	432.506.003,24	33,65%	145.548.376,54
2030	Enero	441,27	105,94	467.466.459,77	26,82%	125.373.984,29
	Febrero	437,07	106,55	465.712.450,27	26,70%	124.336.544,42
	Marzo	413,15	106,70	440.818.903,38	26,81%	118.190.724,06
	Abril	427,05	107,11	457.421.673,23	28,03%	128.208.813,08
	Mayo	410,52	108,42	445.090.804,94	29,33%	130.547.562,81
	Junio	362,18	107,90	390.791.420,38	31,90%	124.664.691,88
	Julio	360,17	107,94	388.755.896,23	32,89%	127.848.376,46
	Agosto	384,10	108,07	415.114.312,02	32,26%	133.926.235,63
	Septiembre	379,32	108,56	411.783.503,16	29,22%	120.343.727,55
	Octubre	442,17	108,96	481.780.633,55	28,40%	136.828.239,34
	Noviembre	425,75	109,41	465.809.155,29	28,01%	130.494.256,28
	Diciembre	428,92	109,73	470.640.463,73	33,65%	158.381.513,59
2031	Enero	461,47	110,18	508.440.486,67	26,82%	136.363.172,71
	Febrero	457,08	110,82	506.532.736,01	26,70%	135.234.799,92
	Marzo	432,07	110,97	479.457.238,24	26,81%	128.550.290,62
	Abril	446,61	111,40	497.515.261,87	28,03%	139.446.477,83
	Mayo	429,32	112,76	484.103.577,37	29,33%	141.990.221,93
	Junio	378,76	112,22	425.044.783,02	31,90%	135.591.709,92
	Julio	376,66	112,26	422.830.842,60	32,89%	139.054.448,48
	Agosto	401,69	112,40	451.499.606,91	32,26%	145.665.039,70
	Septiembre	396,69	112,90	447.876.848,43	29,22%	130.892.007,59
	Octubre	462,42	113,32	524.009.315,89	28,40%	148.821.407,71
	Noviembre	445,24	113,79	506.637.917,35	28,01%	141.932.243,01
	Diciembre	448,56	114,12	511.892.696,09	33,65%	172.263.853,73

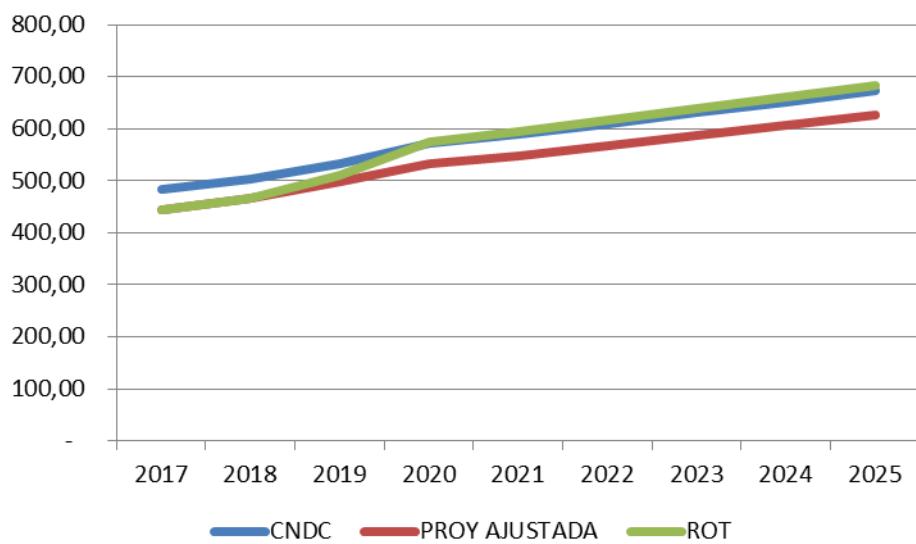
	MES	GW/H	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2032	Enero	482,63	114,59	553.031.417,12	26,82%	148.322.410,63
	Febrero	478,03	115,25	550.956.354,10	26,70%	147.095.078,00
	Marzo	451,88	115,41	521.506.297,91	26,81%	139.824.328,04
	Abril	467,08	115,86	541.148.035,07	28,03%	151.676.125,85
	Mayo	449,00	117,27	526.560.127,38	29,33%	154.442.959,82
	Junio	396,12	116,71	462.321.795,48	31,90%	147.483.289,49
	Julio	393,93	116,75	459.913.689,44	32,89%	151.249.714,99
	Agosto	420,10	116,90	491.096.743,83	32,26%	158.440.064,16
	Septiembre	414,87	117,42	487.156.264,45	29,22%	142.371.416,81
	Octubre	483,62	117,85	569.965.654,10	28,40%	161.873.249,99
	Noviembre	465,65	118,34	551.070.759,99	28,01%	154.379.896,07
	Diciembre	469,12	118,69	556.786.390,06	33,65%	187.371.630,79
2033	Enero	504,77	119,17	601.561.596,74	26,82%	161.338.150,80
	Febrero	499,97	119,87	599.304.440,67	26,70%	160.003.116,01
	Marzo	472,61	120,03	567.270.052,96	26,81%	152.094.335,75
	Abril	488,51	120,50	588.635.411,97	28,03%	164.986.164,67
	Mayo	469,60	121,97	572.767.371,26	29,33%	167.995.796,69
	Junio	414,30	121,38	502.891.931,43	31,90%	160.425.394,24
	Julio	412,00	121,42	500.272.506,80	32,89%	164.522.334,97
	Agosto	439,38	121,58	534.191.968,54	32,26%	172.343.659,03
	Septiembre	433,91	122,12	529.905.700,16	29,22%	154.864.939,27
	Octubre	505,81	122,57	619.981.864,23	28,40%	176.078.117,29
	Noviembre	487,02	123,08	599.428.886,02	28,01%	167.927.198,90
	Diciembre	490,65	123,44	605.646.079,91	33,65%	203.814.058,14
2034	Enero	527,84	123,94	654.232.802,85	26,82%	175.464.509,66
	Febrero	522,82	124,67	651.778.015,92	26,70%	174.012.582,62
	Marzo	494,21	124,83	616.938.778,56	26,81%	165.411.329,64
	Abril	510,84	125,32	640.174.834,16	28,03%	179.431.934,37
	Mayo	491,06	126,85	622.917.428,09	29,33%	182.705.082,12
	Junio	433,23	126,24	546.923.872,15	31,90%	174.471.834,46
	Julio	430,83	126,29	544.075.097,36	32,89%	178.927.492,92
	Agosto	459,46	126,45	580.964.461,04	32,26%	187.433.632,25
	Septiembre	453,74	127,01	576.302.897,89	29,22%	168.424.520,16
	Octubre	528,92	127,48	674.265.902,19	28,40%	191.495.070,20
	Noviembre	509,27	128,01	651.913.357,39	28,01%	182.630.478,09
	Diciembre	513,07	128,38	658.674.912,99	33,65%	221.659.499,61
2035	Enero	552,01	128,91	711.570.343,61	26,82%	190.842.374,29
	Febrero	546,75	129,66	708.900.416,99	26,70%	189.263.199,08
	Marzo	516,83	129,83	671.007.838,09	26,81%	179.908.124,68
	Abril	534,22	130,34	696.280.322,13	28,03%	195.157.507,60
	Mayo	513,54	131,93	677.510.461,75	29,33%	198.717.516,91
	Junio	453,06	131,30	594.856.763,44	31,90%	189.762.700,15
	Julio	450,55	131,34	591.758.319,50	32,89%	194.608.856,45
	Agosto	480,49	131,51	631.880.699,61	32,26%	203.860.481,35
	Septiembre	474,51	132,10	626.810.592,95	29,22%	183.185.393,89
	Octubre	553,14	132,58	733.359.161,48	28,40%	208.277.867,31
	Noviembre	532,59	133,13	709.047.619,91	28,01%	198.636.374,52
	Diciembre	536,56	133,52	716.401.764,22	33,65%	241.085.933,96

ENDE ORURO

DEMANDA ANUAL DE ELECTRICIDAD ENDE ORURO: PROYECCION 2020-2025						
GWh	Datos CNDC	Datos AETN	Proyección CNDC	Tasa de Crecimiento	Proyección Ajustada	Tasa de Crecimiento
2014		424,96			424,96	-
2015		434,21			434,21	2,18%
2016		436,25			436,25	0,47%
2017	484,00	443,08	484,00		443,08	1,57%
2018	504,20	466,44	504,20	4,17%	466,44	5,27%
2019	534,00	497,34	534,00	5,91%	497,34	6,63%
2020			571,80	7,08%	532,55	7,08%
2021			588,90	2,99%	548,47	2,99%
2022			608,80	3,38%	567,01	3,38%
2023			630,40	3,55%	587,12	3,55%
2024			651,70	3,38%	606,96	3,38%
2025			673,72	3,38%	627,47	3,38%

DEMANDA ANUAL DE ELECTRICIDAD ENDE ORURO: PROYECCION 2020-2036						
GWh	Datos CNDC	Datos AETN	Proyección CNDC	Tasa de Crecimiento	Proyección Ajustada	Tasa de Crecimiento
2026	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	652,31	3,96%
2027	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	674,74	3,44%
2028	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	698,45	3,51%
2029	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	723,15	3,54%
2030	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	748,71	3,53%
2031	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	775,36	3,56%
2032	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	803,20	3,59%
2033	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	831,55	3,53%
2034	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	861,02	3,54%
2035	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	891,58	3,55%
2036	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	923,24	3,55%

ENDE ORURO: Proyección del Consumo de Energía (MW)- Benchmark



Elaboración: Propia

DEMANDA MENSUAL DE ELECTRICIDAD ENDE ORURO: PROYECCION 2020-2025										
GWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Total Anual	436,25	443,08	466,44	497,34	532,55	548,47	567,01	587,12	606,96	627,47
Enero	35,14	34,53	38,18	38,63	42,89	44,18	45,67	47,29	48,89	50,54
Febrero	34,93	32,60	34,60	37,41	42,65	43,92	45,40	47,02	48,60	50,25
Marzo	35,99	34,28	38,34	37,66	43,93	45,24	46,77	48,43	50,07	51,76
Abril	36,95	37,28	37,81	40,96	45,11	46,45	48,02	49,73	51,41	53,15
Mayo	36,35	36,25	38,98	45,30	44,38	45,70	47,25	48,93	50,58	52,29
Junio	37,77	38,05	40,39	44,41	46,11	47,49	49,10	50,84	52,56	54,33
Julio	37,92	37,34	40,64	41,95	46,30	47,68	49,29	51,04	52,77	54,55
Agosto	36,05	38,54	39,92	45,44	44,00	45,32	46,85	48,51	50,15	51,85
Septiembre	37,93	38,94	40,28	42,28	46,30	47,69	49,30	51,05	52,77	54,56
Octubre	36,34	39,02	40,36	43,98	44,36	45,68	47,23	48,90	50,55	52,26
Noviembre	35,49	38,06	38,20	39,66	43,33	44,62	46,13	47,77	49,38	51,05
Diciembre	35,39	38,20	38,73	39,66	43,20	44,49	45,99	47,62	49,23	50,90

DEMANDA MENSUAL DE ELECTRICIDAD ENDE ORURO: PROYECCION 2026-2036											
GWh	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Total Anual	652,31	674,74	698,45	723,15	748,71	775,36	803,20	831,55	861,02	891,58	923,24
Enero	52,54	54,35	56,26	58,24	60,30	62,45	64,69	66,97	69,35	71,81	74,36
Febrero	52,24	54,03	55,93	57,91	59,96	62,09	64,32	66,59	68,95	71,40	73,93
Marzo	53,81	55,66	57,61	59,65	61,76	63,96	66,26	68,59	71,02	73,54	76,16
Abril	55,25	57,15	59,16	61,25	63,41	65,67	68,03	70,43	72,93	75,52	78,20
Mayo	54,36	56,23	58,20	60,26	62,39	64,61	66,93	69,29	71,75	74,30	76,93
Junio	56,48	58,42	60,48	62,62	64,83	67,14	69,55	72,00	74,55	77,20	79,94
Julio	56,71	58,66	60,72	62,87	65,09	67,41	69,83	72,29	74,85	77,51	80,26
Agosto	53,90	55,75	57,71	59,75	61,87	64,07	66,37	68,71	71,15	73,67	76,29
Septiembre	56,72	58,67	60,73	62,88	65,10	67,42	69,84	72,30	74,86	77,52	80,27
Octubre	54,33	56,20	58,17	60,23	62,36	64,58	66,90	69,26	71,72	74,26	76,90
Noviembre	53,07	54,90	56,83	58,84	60,92	63,08	65,35	67,66	70,05	72,54	75,12
Diciembre	52,91	54,73	56,65	58,66	60,73	62,89	65,15	67,45	69,84	72,32	74,89

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2016	Enero	35,14	64,47	22.650.989,50	38,55%	8.732.118,50
	Febrero	34,93	64,85	22.654.438,10	37,66%	8.530.689,60
	Marzo	35,99	63,77	22.949.753,50	39,17%	8.989.498,10
	Abril	36,95	64,08	23.675.752,00	38,35%	9.079.724,70
	Mayo	36,35	66,65	24.229.336,70	38,89%	9.421.969,20
	Junio	37,77	64,92	24.523.447,00	38,80%	9.515.392,50
	Julio	37,92	65,58	24.870.683,46	38,71%	9.628.374,29
	Agosto	36,05	67,33	24.268.973,20	38,48%	9.339.292,30
	Septiembre	37,93	65,92	25.004.076,00	38,66%	9.666.844,20
	Octubre	36,34	66,73	24.247.856,00	39,64%	9.612.689,30
	Noviembre	35,49	66,69	23.672.082,10	38,92%	9.213.351,40
	Diciembre	35,39	67,26	23.800.592,20	39,02%	9.286.359,00
2017	Enero	34,53	68,73	23.733.122,90	39,08%	9.275.452,60
	Febrero	32,60	70,32	22.920.201,50	40,05%	9.178.427,90
	Marzo	34,28	68,78	23.574.197,40	39,70%	9.358.319,60
	Abril	37,28	66,68	24.856.671,80	39,58%	9.839.498,40
	Mayo	36,25	68,29	24.757.603,50	40,38%	9.997.144,90
	Junio	38,05	69,48	26.434.725,80	39,27%	10.381.875,00
	Julio	37,34	69,85	26.083.619,30	39,46%	10.292.925,80
	Agosto	38,54	72,33	27.876.000,80	37,06%	10.331.493,80
	Septiembre	38,94	70,56	27.473.556,40	38,39%	10.546.351,10
	Octubre	39,02	70,59	27.545.123,80	39,76%	10.951.550,00
	Noviembre	38,06	71,07	27.053.132,80	38,77%	10.489.655,00
	Diciembre	38,20	71,13	27.169.821,70	38,94%	10.579.617,20
2018	Enero	38,18	71,70	27.378.233,80	38,60%	10.567.191,93
	Febrero	34,60	75,63	26.165.921,20	39,96%	10.456.655,15
	Marzo	38,34	71,86	27.551.041,60	38,70%	10.661.599,34
	Abril	37,81	72,82	27.531.592,30	40,72%	11.209.789,17
	Mayo	38,98	74,13	28.898.617,00	39,41%	11.389.390,19
	Junio	40,39	72,92	29.451.873,80	39,05%	11.502.321,41
	Julio	40,64	73,28	29.782.697,70	39,00%	11.616.372,39
	Agosto	39,92	75,14	29.992.637,80	39,11%	11.731.554,24
	Septiembre	40,28	74,05	29.831.618,90	39,72%	11.847.878,17
	Octubre	40,36	73,90	29.824.084,70	40,12%	11.965.355,51
	Noviembre	38,20	73,30	28.001.280,60	43,16%	12.083.997,69
	Diciembre	38,73	74,50	28.853.799,70	42,30%	12.203.816,27
2019	Enero	38,63	75,31	29.090.756,30	42,37%	12.324.822,91
	Febrero	37,41	77,11	28.848.666,10	43,15%	12.447.029,38
	Marzo	37,66	78,16	29.438.724,80	42,70%	12.570.447,59
	Abril	40,96	75,97	31.113.289,60	40,80%	12.695.089,55
	Mayo	45,30	73,61	33.344.492,30	38,45%	12.820.967,39
	Junio	44,41	75,24	33.412.990,67	38,75%	12.948.093,37
	Julio	41,95	79,05	33.159.204,40	39,44%	13.076.479,87
	Agosto	45,44	74,87	34.020.400,00	38,82%	13.206.139,38
	Septiembre	42,28	77,49	32.759.502,60	40,71%	13.337.084,52
	Octubre	43,98	76,45	33.624.715,30	40,06%	13.469.328,05
	Noviembre	39,66	78,18	31.004.732,90	43,87%	13.602.882,83
	Diciembre	39,66	74,04	29.362.521,10	46,79%	13.737.761,88

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2020	Enero	42,89	74,01	31.746.213,37	42,37%	13.449.855,12
	Febrero	42,65	73,97	31.543.522,41	43,15%	13.609.750,58
	Marzo	43,93	74,05	32.530.454,07	42,70%	13.890.627,76
	Abril	45,11	74,36	33.541.217,27	40,80%	13.685.751,72
	Mayo	44,38	74,34	32.991.283,05	38,45%	12.685.158,33
	Junio	46,11	74,61	34.404.885,01	38,75%	13.332.469,04
	Julio	46,30	75,06	34.751.825,37	39,44%	13.704.537,04
	Agosto	44,00	75,21	33.097.376,94	38,82%	12.847.837,56
	Septiembre	46,30	75,57	34.990.348,93	40,71%	14.245.309,12
	Octubre	44,36	75,82	33.630.574,21	40,06%	13.471.675,00
	Noviembre	43,33	75,86	32.868.504,02	43,87%	14.420.585,74
	Diciembre	43,20	75,99	32.822.601,52	46,79%	15.356.620,18
2021	Enero	44,18	76,21	33.667.621,94	42,37%	14.263.894,47
	Febrero	43,92	76,59	33.639.169,62	43,15%	14.513.937,36
	Marzo	45,24	76,81	34.753.056,54	42,70%	14.839.687,48
	Abril	46,45	76,93	35.739.925,14	40,80%	14.582.885,83
	Mayo	45,70	77,31	35.335.032,69	38,45%	13.586.330,77
	Junio	47,49	77,48	36.794.839,12	38,75%	14.258.616,27
	Julio	47,68	77,77	37.083.486,33	39,44%	14.624.037,91
	Agosto	45,32	78,05	35.372.096,41	38,82%	13.730.844,88
	Septiembre	47,69	78,34	37.359.065,55	40,71%	15.209.663,62
	Octubre	45,68	78,64	35.924.868,34	40,06%	14.390.719,22
	Noviembre	44,62	79,01	35.258.782,44	43,87%	15.469.286,19
	Diciembre	44,49	79,44	35.338.927,53	46,79%	16.533.926,70
2022	Enero	45,67	79,76	36.425.635,14	42,37%	15.432.376,44
	Febrero	45,40	80,23	36.426.639,68	43,15%	15.716.617,63
	Marzo	46,77	80,33	37.573.144,76	42,70%	16.043.875,89
	Abril	48,02	80,65	38.729.849,72	40,80%	15.802.858,41
	Mayo	47,25	81,63	38.570.019,43	38,45%	14.830.184,16
	Junio	49,10	81,24	39.885.694,75	38,75%	15.456.374,59
	Julio	49,29	81,27	40.058.541,53	39,44%	15.797.264,18
	Agosto	46,85	81,37	38.123.263,27	38,82%	14.798.800,96
	Septiembre	49,30	81,74	40.295.383,95	40,71%	16.405.100,77
	Octubre	47,23	82,04	38.742.762,20	40,06%	15.519.506,08
	Noviembre	46,13	82,38	38.002.068,86	43,87%	16.672.863,84
	Diciembre	45,99	82,61	37.995.491,64	46,79%	17.776.846,03
2023	Enero	47,29	82,95	39.227.832,06	42,37%	16.619.577,65
	Febrero	47,02	83,44	39.228.913,89	43,15%	16.925.685,30
	Marzo	48,43	83,55	40.463.618,75	42,70%	17.278.119,29
	Abril	49,73	83,87	41.709.308,16	40,80%	17.018.560,52
	Mayo	48,93	84,90	41.537.182,24	38,45%	15.971.059,15
	Junio	50,84	84,49	42.954.071,48	38,75%	16.645.421,95
	Julio	51,04	84,52	43.140.215,23	39,44%	17.012.535,92
	Agosto	48,51	84,63	41.056.057,46	38,82%	15.937.261,67
	Septiembre	51,05	85,01	43.395.277,76	40,71%	17.667.132,93
	Octubre	48,90	85,32	41.723.213,99	40,06%	16.713.410,10
	Noviembre	47,77	85,67	40.925.539,66	43,87%	17.955.494,82
	Diciembre	47,62	85,92	40.918.456,46	46,79%	19.144.405,53

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2024	Enero	48,89	86,28	42.176.587,43	42,37%	17.868.870,98
	Febrero	48,60	86,78	42.177.750,58	43,15%	18.197.988,73
	Marzo	50,07	86,89	43.505.268,18	42,70%	18.576.915,18
	Abril	51,41	87,23	44.844.596,04	40,80%	18.297.845,38
	Mayo	50,58	88,30	44.659.531,42	38,45%	17.171.603,36
	Junio	52,56	87,88	46.182.928,20	38,75%	17.896.657,99
	Julio	52,77	87,90	46.383.064,37	39,44%	18.291.367,91
	Agosto	50,15	88,02	44.142.240,50	38,82%	17.135.265,32
	Septiembre	52,77	88,41	46.657.299,94	40,71%	18.995.170,97
	Octubre	50,55	88,74	44.859.547,17	40,06%	17.969.756,82
	Noviembre	49,38	89,10	44.001.911,68	43,87%	19.305.209,01
	Diciembre	49,23	89,36	43.994.296,03	46,79%	20.583.490,12
2025	Enero	50,54	89,73	45.347.000,69	42,37%	19.212.073,66
	Febrero	50,25	90,25	45.348.251,27	43,15%	19.565.931,19
	Marzo	51,76	90,37	46.775.558,34	42,70%	19.973.341,53
	Abril	53,15	90,72	48.215.563,45	40,80%	19.673.294,06
	Mayo	52,29	91,83	48.016.587,53	38,45%	18.462.392,45
	Junio	54,33	91,39	49.654.498,01	38,75%	19.241.949,42
	Julio	54,55	91,42	49.869.678,42	39,44%	19.666.329,68
	Agosto	51,85	91,54	47.460.411,85	38,82%	18.423.322,88
	Septiembre	54,56	91,95	50.164.528,27	40,71%	20.423.037,61
	Octubre	52,26	92,29	48.231.638,46	40,06%	19.320.543,09
	Noviembre	51,05	92,67	47.309.534,52	43,87%	20.756.381,20
	Diciembre	50,90	92,94	47.301.346,41	46,79%	22.130.750,67
2026	Enero	52,54	93,32	49.029.363,05	42,37%	20.772.172,80
	Febrero	52,24	93,86	49.030.715,18	43,15%	21.154.765,02
	Marzo	53,81	93,99	50.573.925,44	42,70%	21.595.258,74
	Abril	55,25	94,35	52.130.864,87	40,80%	21.270.846,19
	Mayo	54,36	95,51	51.915.731,29	38,45%	19.961.614,41
	Junio	56,48	95,05	53.686.646,81	38,75%	20.804.474,60
	Julio	56,71	95,08	53.919.300,75	39,44%	21.263.316,28
	Agosto	53,90	95,20	51.314.391,86	38,82%	19.919.372,23
	Septiembre	56,72	95,63	54.238.093,62	40,71%	22.081.471,98
	Octubre	54,33	95,98	52.148.245,23	40,06%	20.889.450,39
	Noviembre	53,07	96,38	51.151.262,67	43,87%	22.441.884,44
	Diciembre	52,91	96,66	51.142.409,65	46,79%	23.927.858,35
2027	Enero	54,35	97,06	52.745.619,17	42,37%	22.346.631,65
	Febrero	54,03	97,62	52.747.073,79	43,15%	22.758.223,03
	Marzo	55,66	97,75	54.407.254,05	42,70%	23.232.104,65
	Abril	57,15	98,13	56.082.204,10	40,80%	22.883.102,76
	Mayo	56,23	99,33	55.850.764,13	38,45%	21.474.635,73
	Junio	58,42	98,86	57.755.908,93	38,75%	22.381.381,81
	Julio	58,66	98,89	58.006.197,23	39,44%	22.875.002,10
	Agosto	55,75	99,01	55.203.845,26	38,82%	21.429.191,74
	Septiembre	58,67	99,46	58.349.153,50	40,71%	23.755.171,18
	Octubre	56,20	99,82	56.100.901,83	40,06%	22.472.798,47
	Noviembre	54,90	100,24	55.028.351,44	43,87%	24.142.901,66
	Diciembre	54,73	100,53	55.018.827,39	46,79%	25.741.507,24

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2028	Enero	56,26	100,94	56.784.559,84	42,37%	24.057.801,61
	Febrero	55,93	101,53	56.786.125,84	43,15%	24.500.910,17
	Marzo	57,61	101,66	58.573.432,67	42,70%	25.011.078,79
	Abril	59,16	102,06	60.376.640,27	40,80%	24.635.352,44
	Mayo	58,20	103,31	60.127.478,03	38,45%	23.119.033,52
	Junio	60,48	102,81	62.178.507,30	38,75%	24.095.212,73
	Julio	60,72	102,85	62.447.961,17	39,44%	24.626.631,48
	Agosto	57,71	102,98	59.431.022,03	38,82%	23.070.109,70
	Septiembre	60,73	103,44	62.817.178,95	40,71%	25.574.198,59
	Octubre	58,17	103,82	60.396.769,76	40,06%	24.193.629,53
	Noviembre	56,83	104,25	59.242.089,95	43,87%	25.991.619,12
	Diciembre	56,65	104,55	59.231.836,60	46,79%	27.712.636,26
2029	Enero	58,24	104,98	61.146.028,66	42,37%	25.905.616,44
	Febrero	57,91	105,59	61.147.714,94	43,15%	26.382.758,97
	Marzo	59,65	105,73	63.072.299,98	42,70%	26.932.112,26
	Abril	61,25	106,15	65.014.007,09	40,80%	26.527.527,38
	Mayo	60,26	107,44	64.745.707,38	38,45%	24.894.744,10
	Junio	62,62	106,93	66.954.270,67	38,75%	25.945.901,01
	Julio	62,87	106,96	67.244.420,56	39,44%	26.518.136,59
	Agosto	59,75	107,10	63.995.758,46	38,82%	24.842.062,58
	Septiembre	62,88	107,58	67.641.996,97	40,71%	27.538.483,77
	Octubre	60,23	107,98	65.035.682,67	40,06%	26.051.876,93
	Noviembre	58,84	108,42	63.792.315,02	43,87%	27.987.965,25
	Diciembre	58,66	108,74	63.781.274,15	46,79%	29.841.169,07
2030	Enero	60,30	109,18	65.841.247,31	42,37%	27.894.830,39
	Febrero	59,96	109,82	65.843.063,08	43,15%	28.408.611,26
	Marzo	61,76	109,97	67.915.431,19	42,70%	29.000.147,73
	Abril	63,41	110,39	70.006.236,12	40,80%	28.564.496,00
	Mayo	62,39	111,74	69.717.334,48	38,45%	26.806.336,23
	Junio	64,83	111,21	72.095.486,67	38,75%	27.938.208,29
	Julio	65,09	111,25	72.407.916,29	39,44%	28.554.384,12
	Agosto	61,87	111,39	68.909.799,26	38,82%	26.749.609,45
	Septiembre	65,10	111,89	72.836.021,39	40,71%	29.653.080,67
	Octubre	62,36	112,30	70.029.576,10	40,06%	28.052.321,79
	Noviembre	60,92	112,76	68.690.734,01	43,87%	30.137.076,48
	Diciembre	60,73	113,09	68.678.845,34	46,79%	32.132.582,22
2031	Enero	62,45	113,55	70.914.741,78	42,37%	30.044.307,71
	Febrero	62,09	114,22	70.916.697,47	43,15%	30.597.678,72
	Marzo	63,96	114,37	73.148.754,96	42,70%	31.234.796,91
	Abril	65,67	114,81	75.400.669,95	40,80%	30.765.575,39
	Mayo	64,61	116,22	75.089.506,57	38,45%	28.871.938,02
	Junio	67,14	115,66	77.650.910,78	38,75%	30.091.028,16
	Julio	67,41	115,70	77.987.415,13	39,44%	30.754.684,33
	Agosto	64,07	115,85	74.219.745,53	38,82%	28.810.840,08
	Septiembre	67,42	116,37	78.448.508,50	40,71%	31.938.042,56
	Octubre	64,58	116,79	75.425.808,43	40,06%	30.213.934,84
	Noviembre	63,08	117,28	73.983.799,88	43,87%	32.459.333,38
	Diciembre	62,89	117,62	73.970.995,11	46,79%	34.608.605,76

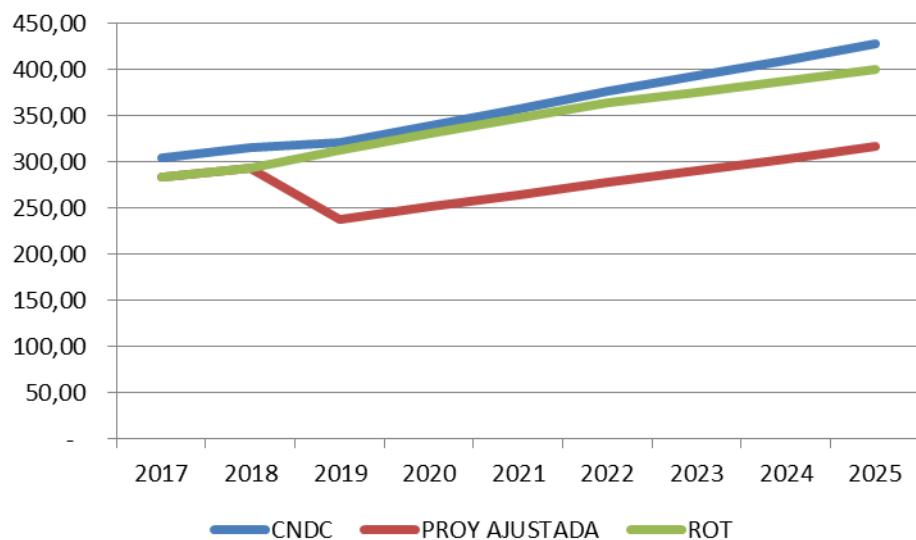
	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2032	Enero	64,69	118,10	76.401.478,58	42,37%	32.368.862,59
	Febrero	64,32	118,79	76.403.585,58	43,15%	32.965.048,40
	Marzo	66,26	118,95	78.808.339,35	42,70%	33.651.460,99
	Abril	68,03	119,41	81.234.487,00	40,80%	33.145.935,39
	Mayo	66,93	120,87	80.899.248,63	38,45%	31.105.785,60
	Junio	69,55	120,29	83.658.830,97	38,75%	32.419.197,84
	Julio	69,83	120,33	84.021.370,97	39,44%	33.134.201,67
	Agosto	66,37	120,48	79.962.193,41	38,82%	31.039.960,46
	Septiembre	69,84	121,02	84.518.139,54	40,71%	34.409.117,39
	Octubre	66,90	121,47	81.261.570,47	40,06%	32.551.613,92
	Noviembre	65,35	121,97	79.707.992,44	43,87%	34.970.740,94
	Diciembre	65,15	122,32	79.694.196,95	46,79%	37.286.304,44
2033	Enero	66,97	122,83	82.263.918,63	42,37%	34.852.590,91
	Febrero	66,59	123,54	82.266.187,30	43,15%	35.494.523,27
	Marzo	68,59	123,71	84.855.462,70	42,70%	36.233.605,69
	Abril	70,43	124,19	87.467.773,57	40,80%	35.689.290,08
	Mayo	69,29	125,71	87.106.811,68	38,45%	33.492.595,48
	Junio	72,00	125,11	90.078.142,36	38,75%	34.906.788,49
	Julio	72,29	125,15	90.468.500,78	39,44%	35.676.656,01
	Agosto	68,71	125,31	86.097.854,31	38,82%	33.421.719,44
	Septiembre	72,30	125,87	91.003.387,41	40,71%	37.049.398,60
	Octubre	69,26	126,33	87.496.935,21	40,06%	35.049.365,12
	Noviembre	67,66	126,86	85.824.147,99	43,87%	37.654.116,65
	Diciembre	67,45	127,22	85.809.293,95	46,79%	40.147.358,03
2034	Enero	69,35	127,74	88.589.021,65	42,37%	37.532.334,74
	Febrero	68,95	128,49	88.591.464,75	43,15%	38.223.623,95
	Marzo	71,02	128,66	91.379.824,19	42,70%	39.019.532,89
	Abril	72,93	129,16	94.192.990,26	40,80%	38.433.365,98
	Mayo	71,75	130,74	93.804.274,76	38,45%	36.067.772,06
	Junio	74,55	130,11	97.004.064,92	38,75%	37.590.699,45
	Julio	74,85	130,16	97.424.437,20	39,44%	38.419.760,50
	Agosto	71,15	130,32	92.717.740,73	38,82%	35.991.446,51
	Septiembre	74,86	130,91	98.000.450,16	40,71%	39.898.050,43
	Octubre	71,72	131,39	94.224.394,07	40,06%	37.744.238,51
	Noviembre	70,05	131,93	92.422.989,69	43,87%	40.549.264,01
	Diciembre	69,84	132,31	92.406.993,56	46,79%	43.234.205,58
2035	Enero	71,81	132,86	95.405.084,68	42,37%	40.420.082,62
	Febrero	71,40	133,63	95.407.715,76	43,15%	41.164.559,81
	Marzo	73,54	133,81	98.410.612,32	42,70%	42.021.706,19
	Abril	75,52	134,33	101.440.224,14	40,80%	41.390.439,44
	Mayo	74,30	135,97	101.021.600,76	38,45%	38.842.836,09
	Junio	77,20	135,32	104.467.583,64	38,75%	40.482.937,93
	Julio	77,51	135,37	104.920.299,47	39,44%	41.375.787,16
	Agosto	73,67	135,54	99.851.468,52	38,82%	38.760.638,04
	Septiembre	77,52	136,15	105.540.631,02	40,71%	42.967.817,11
	Octubre	74,26	136,65	101.474.044,17	40,06%	40.648.290,32
	Noviembre	72,54	137,21	99.534.039,26	43,87%	43.669.135,24
	Diciembre	72,32	137,61	99.516.812,38	46,79%	46.560.656,93

CESSA

DEMANDA ANUAL DE ELECTRICIDAD CESSA: PROYECCION 2020-2025						
GWh	Datos CNDC	Datos AETN	Proyección CNDC	Tasa de Crecimiento	Proyección Ajustada	Tasa de Crecimiento
2014		248,37			248,37	-
2015		255,98			255,98	3,06%
2016		274,68			274,68	7,30%
2017	303,70	283,30	303,70		283,30	3,14%
2018	315,10	292,59	315,10	3,75%	292,59	3,28%
2019	320,40	236,98	320,40	1,68%	236,98	-19,01%
2020		339,00	5,8%		250,74	5,81%
2021		356,10	5,04%		263,39	5,04%
2022		375,90	5,56%		278,03	5,56%
2023		392,60	4,44%		290,39	4,44%
2024		409,80	4,38%		303,11	4,38%
2025		427,75	4,38%		316,39	4,38%

DEMANDA ANUAL DE ELECTRICIDAD CESSA: PROYECCION 2020-2036						
Año	Datos CNDC	Datos AETN	Proyección CNDC	Tasa de Crecimiento	Proyección Ajustada	Tasa de Crecimiento
2026	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	332,00	4,94%
2027	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	347,91	4,79%
2028	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	364,43	4,75%
2029	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	381,24	4,61%
2030	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	398,94	4,64%
2031	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	417,63	4,69%
2032	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	437,41	4,74%
2033	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	457,98	4,70%
2034	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	479,45	4,69%
2035	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	501,88	4,68%
2036	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	525,41	4,69%

CESSA: Proyección del Consumo de Energía (MW) - Benchmark



Elaboración: Propia

DEMANDA MENSUAL DE ELECTRICIDAD CESSA: PROYECCION 2020-2025										
GWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Total Anual	274,68	283,30	292,59	236,98	250,74	263,39	278,03	290,39	303,11	316,39
Enero	22,97	22,82	24,73	19,14	20,97	22,03	23,25	24,29	25,35	26,46
Febrero	21,40	23,87	22,70	18,11	19,53	20,52	21,66	22,62	23,61	24,65
Marzo	23,22	23,25	23,85	18,74	21,20	22,27	23,51	24,55	25,63	26,75
Abril	23,64	24,27	24,90	21,33	21,58	22,67	23,93	25,00	26,09	27,23
Mayo	20,66	24,10	23,79	19,74	18,86	19,82	20,92	21,85	22,80	23,80
Junio	21,39	23,33	22,25	18,61	19,52	20,51	21,65	22,61	23,60	24,64
Julio	25,14	23,88	25,31	20,30	22,95	24,11	25,45	26,58	27,74	28,96
Agosto	23,23	24,19	25,12	19,94	21,21	22,28	23,51	24,56	25,63	26,76
Septiembre	23,85	23,94	23,78	19,76	21,77	22,87	24,14	25,22	26,32	27,47
Octubre	24,96	23,03	26,61	21,27	22,79	23,94	25,27	26,39	27,55	28,76
Noviembre	23,24	23,58	25,55	20,58	21,21	22,28	23,52	24,57	25,64	26,77
Diciembre	20,97	23,03	23,98	19,45	19,14	20,10	21,22	22,16	23,14	24,15

DEMANDA MENSUAL DE ELECTRICIDAD CESSA: PROYECCION 2026-2036										
GWh	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Total Anual	332,00	347,91	364,43	381,24	398,94	417,63	437,41	457,98	479,45	501,88
Enero	27,77	29,10	30,48	31,88	33,36	34,93	36,58	38,30	40,10	41,97
Febrero	25,86	27,10	28,39	29,70	31,08	32,53	34,08	35,68	37,35	39,10
Marzo	28,07	29,41	30,81	32,23	33,73	35,31	36,98	38,72	40,54	42,43
Abril	28,58	29,95	31,37	32,82	34,34	35,95	37,65	39,42	41,27	43,20
Mayo	24,98	26,17	27,42	28,68	30,01	31,42	32,91	34,46	36,07	37,76
Junio	25,85	27,09	28,38	29,69	31,06	32,52	34,06	35,66	37,33	39,08
Julio	30,39	31,84	33,35	34,89	36,51	38,22	40,03	41,92	43,88	45,93
Agosto	28,08	29,42	30,82	32,24	33,74	35,32	36,99	38,73	40,55	42,44
Septiembre	28,83	30,21	31,64	33,10	34,64	36,26	37,98	39,77	41,63	43,58
Octubre	30,17	31,62	33,12	34,65	36,26	37,96	39,75	41,62	43,58	45,61
Noviembre	28,09	29,43	30,83	32,25	33,75	35,33	37,00	38,74	40,56	42,46
Diciembre	25,34	26,55	27,82	29,10	30,45	31,88	33,39	34,96	36,59	38,31
										40,10

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2016	Enero	22,97	70,27	22.971.377,00	21,52%	4.942.465,60
	Febrero	21,40	70,57	21.398.149,00	21,84%	4.673.809,60
	Marzo	23,22	69,75	23.222.802,00	22,65%	5.260.807,60
	Abril	23,64	70,69	23.643.390,00	22,10%	5.224.204,60
	Mayo	20,66	75,06	20.664.919,00	20,86%	4.311.599,80
	Junio	21,39	74,50	21.388.223,00	21,44%	4.586.376,50
	Julio	25,14	72,47	25.139.534,00	22,60%	5.682.256,70
	Agosto	23,23	73,37	23.229.781,00	21,87%	5.079.494,50
	Septiembre	23,85	73,40	23.851.164,00	21,92%	5.227.711,30
	Octubre	24,96	72,11	24.964.449,00	22,61%	5.643.849,40
	Noviembre	23,24	74,85	23.237.403,00	20,84%	4.841.560,20
	Diciembre	20,97	77,55	20.965.152,50	19,61%	4.110.225,50
2017	Enero	22,82	75,19	17.159.636,70	27,90%	4.787.010,10
	Febrero	23,87	73,58	17.565.908,51	30,47%	5.352.863,00
	Marzo	23,25	74,70	17.368.353,20	29,87%	5.188.239,40
	Abril	24,27	74,90	18.173.982,70	29,23%	5.313.119,00
	Mayo	24,10	80,85	19.486.865,40	28,61%	5.574.607,40
	Junio	23,33	85,37	19.916.670,22	25,26%	5.030.145,30
	Julio	23,88	85,93	20.514.437,85	24,74%	5.074.636,70
	Agosto	24,19	97,88	23.674.551,07	23,43%	5.546.436,70
	Septiembre	23,94	97,89	23.436.975,02	22,18%	5.197.728,70
	Octubre	23,03	92,35	21.272.437,91	22,37%	4.757.779,40
	Noviembre	23,58	93,18	21.972.060,83	21,92%	4.816.063,30
	Diciembre	23,03	80,67	18.576.728,38	27,42%	5.094.520,20
2018	Enero	24,73	77,40	19.143.665,90	26,95%	5.159.437,01
	Febrero	22,70	79,79	18.111.916,67	28,85%	5.225.181,01
	Marzo	23,85	78,59	18.744.028,30	28,23%	5.291.762,76
	Abril	24,90	85,65	21.326.834,10	25,13%	5.359.192,93
	Mayo	23,79	82,97	19.740.067,50	27,49%	5.427.482,32
	Junio	22,25	83,63	18.608.803,69	29,54%	5.496.641,89
	Julio	25,31	80,21	20.304.006,14	27,42%	5.566.682,73
	Agosto	25,12	79,37	19.940.648,90	28,27%	5.637.616,05
	Septiembre	23,78	83,12	19.763.771,60	28,89%	5.709.453,25
	Octubre	26,61	79,90	21.266.621,50	27,19%	5.782.205,82
	Noviembre	25,55	80,57	20.584.786,20	28,45%	5.855.885,45
	Diciembre	23,98	81,09	19.448.448,00	30,49%	5.930.503,93
2019	Enero	19,14	81,38	19.407.603,00	30,95%	6.006.073,24
	Febrero	18,11	81,47	20.166.188,20	30,16%	6.082.605,50
	Marzo	18,74	82,17	19.821.688,20	31,08%	6.160.112,96
	Abril	21,33	82,93	18.922.462,40	32,97%	6.238.608,05
	Mayo	19,74	81,79	20.702.037,50	30,52%	6.318.103,37
	Junio	18,61	81,02	20.786.189,90	30,78%	6.398.611,66
	Julio	20,30	84,48	20.306.855,80	31,91%	6.480.145,82
	Agosto	19,94	83,55	20.349.524,00	32,25%	6.562.718,93
	Septiembre	19,76	81,87	21.032.864,10	31,60%	6.646.344,23
	Octubre	21,27	84,35	20.485.936,60	32,86%	6.731.035,12
	Noviembre	20,58	81,78	21.006.166,70	32,45%	6.816.805,18
	Diciembre	19,45	79,35	20.113.736,10	34,32%	6.903.668,16

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2020	Enero	20,97	79,33	16.635.481,24	30,95%	5.148.184,39
	Febrero	19,53	79,28	15.486.480,43	30,16%	4.671.093,52
	Marzo	21,20	79,37	16.826.470,28	31,08%	5.229.269,90
	Abril	21,58	79,70	17.202.570,70	32,97%	5.671.571,38
	Mayo	18,86	79,68	15.031.797,70	30,52%	4.587.589,59
	Junio	19,52	79,97	15.614.224,74	30,78%	4.806.525,92
	Julio	22,95	80,46	18.464.079,58	31,91%	5.892.095,23
	Agosto	21,21	80,62	17.095.675,49	32,25%	5.513.353,20
	Septiembre	21,77	81,00	17.635.404,04	31,60%	5.572.753,44
	Octubre	22,79	81,27	18.519.924,42	32,86%	6.085.065,29
	Noviembre	21,21	81,31	17.247.838,57	32,45%	5.597.173,30
	Diciembre	19,14	81,44	15.587.102,23	34,32%	5.349.984,79
2021	Enero	22,03	81,69	17.994.125,78	30,95%	5.568.644,28
	Febrero	20,52	82,09	16.844.676,64	30,16%	5.080.758,03
	Marzo	22,27	82,33	18.334.572,00	31,08%	5.697.952,33
	Abril	22,67	82,46	18.695.756,47	32,97%	6.163.864,64
	Mayo	19,82	82,87	16.420.715,86	30,52%	5.011.476,78
	Junio	20,51	83,04	17.031.860,67	30,78%	5.242.916,71
	Julio	24,11	83,36	20.095.807,92	31,91%	6.412.798,07
	Agosto	22,28	83,66	18.634.955,57	32,25%	6.009.770,83
	Septiembre	22,87	83,97	19.204.721,68	31,60%	6.068.654,77
	Octubre	23,94	84,29	20.177.854,44	32,86%	6.629.809,00
	Noviembre	22,28	84,69	18.871.087,31	32,45%	6.123.941,01
	Diciembre	20,10	85,14	17.116.722,95	34,32%	5.874.998,79
2022	Enero	23,25	85,49	19.878.916,34	30,95%	6.151.930,64
	Febrero	21,66	85,99	18.625.321,76	30,16%	5.617.843,26
	Marzo	23,51	86,11	20.240.562,51	31,08%	6.290.289,21
	Abril	23,93	86,44	20.687.236,45	32,97%	6.820.442,14
	Mayo	20,92	87,50	18.302.217,37	30,52%	5.585.696,64
	Junio	21,65	87,08	18.852.094,63	30,78%	5.803.239,23
	Julio	25,45	87,11	22.165.999,04	31,91%	7.073.419,32
	Agosto	23,51	87,22	20.508.074,78	32,25%	6.613.851,54
	Septiembre	24,14	87,61	21.151.178,66	31,60%	6.683.731,40
	Octubre	25,27	87,93	22.219.671,97	32,86%	7.300.686,09
	Noviembre	23,52	88,30	20.768.451,47	32,45%	6.739.663,15
	Diciembre	21,22	88,55	18.791.722,34	34,32%	6.449.911,37
2023	Enero	24,29	88,91	21.593.164,29	30,95%	6.682.439,16
	Febrero	22,62	89,43	20.231.466,64	30,16%	6.102.295,04
	Marzo	24,55	89,55	21.985.996,83	31,08%	6.832.729,01
	Abril	25,00	89,90	22.471.189,46	32,97%	7.408.599,40
	Mayo	21,85	91,00	19.880.499,51	30,52%	6.067.376,27
	Junio	22,61	90,56	20.477.795,15	30,78%	6.303.678,52
	Julio	26,58	90,59	24.077.472,38	31,91%	7.683.391,93
	Agosto	24,56	90,71	22.276.577,88	32,25%	7.184.193,57
	Septiembre	25,22	91,12	22.975.139,49	31,60%	7.260.099,48
	Octubre	26,39	91,45	24.135.773,76	32,86%	7.930.256,93
	Noviembre	24,57	91,83	22.559.408,02	32,45%	7.320.854,47
	Diciembre	22,16	92,10	20.412.216,69	34,32%	7.006.116,11

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2024	Enero	25,35	92,47	23.441.400,85	30,95%	7.254.413,15
	Febrero	23,61	93,01	21.963.150,60	30,16%	6.624.612,41
	Marzo	25,63	93,14	23.867.857,34	31,08%	7.417.566,85
	Abril	26,09	93,50	24.394.579,35	32,97%	8.042.728,06
	Mayo	22,80	94,64	21.582.142,94	30,52%	6.586.704,82
	Junio	23,60	94,19	22.230.563,26	30,78%	6.843.233,03
	Julio	27,74	94,22	26.138.349,80	31,91%	8.341.041,07
	Agosto	25,63	94,34	24.183.310,27	32,25%	7.799.114,52
	Septiembre	26,32	94,76	24.941.664,28	31,60%	7.881.517,50
	Octubre	27,55	95,11	26.201.641,41	32,86%	8.609.036,14
	Noviembre	25,64	95,51	24.490.348,86	32,45%	7.947.472,73
	Diciembre	23,14	95,78	22.159.371,70	34,32%	7.605.794,77
2025	Enero	26,46	96,18	25.447.834,62	30,95%	7.875.344,45
	Febrero	24,65	96,74	23.843.055,62	30,16%	7.191.636,80
	Marzo	26,75	96,87	25.910.793,06	31,08%	8.052.463,06
	Abril	27,23	97,24	26.482.599,10	32,97%	8.731.134,06
	Mayo	23,80	98,43	23.429.436,14	30,52%	7.150.484,56
	Junio	24,64	97,96	24.133.357,09	30,78%	7.428.969,95
	Julio	28,96	97,99	28.375.625,13	31,91%	9.054.980,77
	Agosto	26,76	98,12	26.253.246,73	32,25%	8.466.668,77
	Septiembre	27,47	98,56	27.076.510,99	31,60%	8.556.124,92
	Octubre	28,76	98,92	28.444.334,09	32,86%	9.345.914,49
	Noviembre	26,77	99,33	26.586.565,87	32,45%	8.627.725,49
	Diciembre	24,15	99,62	24.056.071,99	34,32%	8.256.802,09
2026	Enero	27,77	100,03	27.772.815,95	30,95%	8.594.856,71
	Febrero	25,86	100,61	26.021.420,10	30,16%	7.848.683,71
	Marzo	28,07	100,74	28.278.071,49	31,08%	8.788.157,33
	Abril	28,58	101,13	28.902.119,24	32,97%	9.528.833,51
	Mayo	24,98	102,37	25.570.011,26	30,52%	7.803.771,70
	Junio	25,85	101,88	26.338.244,28	30,78%	8.107.700,25
	Julio	30,39	101,91	30.968.097,12	31,91%	9.882.267,70
	Agosto	28,08	102,04	28.651.812,63	32,25%	9.240.205,98
	Septiembre	28,83	102,50	29.550.292,49	31,60%	9.337.835,07
	Octubre	30,17	102,88	31.043.083,52	32,86%	10.199.781,90
	Noviembre	28,09	103,31	29.015.584,68	32,45%	9.415.977,26
	Diciembre	25,34	103,60	26.253.898,20	34,32%	9.011.165,32
2027	Enero	29,10	104,03	30.268.355,47	30,95%	9.367.151,62
	Febrero	27,10	104,64	28.359.587,12	30,16%	8.553.930,90
	Marzo	29,41	104,78	30.819.010,99	31,08%	9.577.821,37
	Abril	29,95	105,18	31.499.132,84	32,97%	10.385.051,36
	Mayo	26,17	106,47	27.867.616,72	30,52%	8.504.983,30
	Junio	27,09	105,96	28.704.879,69	30,78%	8.836.221,49
	Julio	31,84	105,99	33.750.750,14	31,91%	10.770.243,55
	Agosto	29,42	106,13	31.226.334,82	32,25%	10.070.489,06
	Septiembre	30,21	106,60	32.205.548,01	31,60%	10.176.890,66
	Octubre	31,62	107,00	33.832.474,48	32,86%	11.116.288,13
	Noviembre	29,43	107,44	31.622.793,78	32,45%	10.262.054,35
	Diciembre	26,55	107,75	28.612.954,65	34,32%	9.820.867,84

	MES	GW/H	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2028	Enero	30,48	108,19	32.974.837,10	30,95%	10.204.726,82
	Febrero	28,39	108,82	30.895.393,92	30,16%	9.318.790,99
	Marzo	30,81	108,97	33.574.730,15	31,08%	10.434.233,86
	Abril	31,37	109,39	34.315.665,92	32,97%	11.313.643,29
	Mayo	27,42	110,73	30.359.433,39	30,52%	9.265.466,68
	Junio	28,38	110,20	31.271.561,24	30,78%	9.626.322,93
	Julio	33,35	110,24	36.768.614,31	31,91%	11.733.277,91
	Agosto	30,82	110,38	34.018.475,34	32,25%	10.970.954,02
	Septiembre	31,64	110,87	35.085.246,05	31,60%	11.086.869,65
	Octubre	33,12	111,28	36.857.646,13	32,86%	12.110.264,49
	Noviembre	30,83	111,74	34.450.384,15	32,45%	11.179.648,36
	Diciembre	27,82	112,06	31.171.416,62	34,32%	10.699.012,63
2029	Enero	31,88	112,52	35.876.930,48	30,95%	11.102.838,01
	Febrero	29,70	113,18	33.614.476,89	30,16%	10.138.931,55
	Marzo	32,23	113,33	36.529.619,71	31,08%	11.352.543,81
	Abril	32,82	113,77	37.335.764,74	32,97%	12.309.349,48
	Mayo	28,68	115,16	33.031.346,83	30,52%	10.080.914,20
	Junio	29,69	114,61	34.023.750,44	30,78%	10.473.529,18
	Julio	34,89	114,65	40.004.595,48	31,91%	12.765.915,85
	Agosto	32,24	114,79	37.012.418,61	32,25%	11.936.500,35
	Septiembre	33,10	115,31	38.173.075,11	31,60%	12.062.617,64
	Octubre	34,65	115,73	40.101.462,92	32,86%	13.176.080,77
	Noviembre	32,25	116,21	37.482.339,43	32,45%	12.163.561,74
	Diciembre	29,10	116,55	33.914.792,16	34,32%	11.640.625,58
2030	Enero	33,36	117,03	39.045.047,87	30,95%	12.083.275,68
	Febrero	31,08	117,71	36.582.808,00	30,16%	11.034.251,33
	Marzo	33,73	117,87	39.755.372,91	31,08%	12.355.031,79
	Abril	34,34	118,33	40.632.704,70	32,97%	13.396.328,31
	Mayo	30,01	119,77	35.948.184,56	30,52%	10.971.110,75
	Junio	31,06	119,20	37.028.222,51	30,78%	11.398.395,64
	Julio	36,51	119,24	43.537.206,91	31,91%	13.893.211,85
	Agosto	33,74	119,39	40.280.805,44	32,25%	12.990.554,70
	Septiembre	34,64	119,93	41.543.953,87	31,60%	13.127.808,78
	Octubre	36,26	120,37	43.642.628,25	32,86%	14.339.596,43
	Noviembre	33,75	120,87	40.792.222,69	32,45%	13.237.666,77
	Diciembre	30,45	121,22	36.909.642,65	34,32%	12.668.552,66
2031	Enero	34,93	121,71	42.510.571,72	30,95%	13.155.751,76
	Febrero	32,53	122,42	39.829.790,67	30,16%	12.013.619,09
	Marzo	35,31	122,59	43.283.943,13	31,08%	13.451.628,14
	Abril	35,95	123,06	44.239.144,31	32,97%	14.585.347,10
	Mayo	31,42	124,57	39.138.839,91	30,52%	11.944.874,34
	Junio	32,52	123,97	40.314.738,86	30,78%	12.410.083,78
	Julio	38,22	124,01	47.401.441,61	31,91%	15.126.332,55
	Agosto	35,32	124,17	43.856.011,51	32,25%	14.143.558,20
	Septiembre	36,26	124,73	45.231.273,29	31,60%	14.292.994,56
	Octubre	37,96	125,18	47.516.219,84	32,86%	15.612.336,93
	Noviembre	35,33	125,70	44.412.820,65	32,45%	14.412.603,22
	Diciembre	31,88	126,07	40.185.634,20	34,32%	13.792.976,21

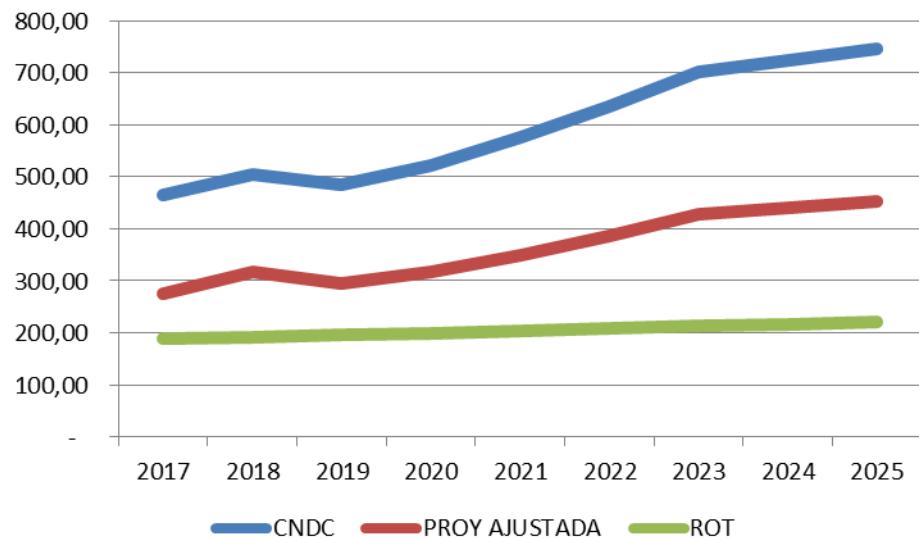
	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2032	Enero	36,58	126,59	46.306.098,78	30,95%	14.330.353,98
	Febrero	34,08	127,32	43.385.966,04	30,16%	13.086.246,78
	Marzo	36,98	127,49	47.148.520,12	31,08%	14.652.647,48
	Abril	37,65	127,99	48.189.005,78	32,97%	15.887.589,75
	Mayo	32,91	129,55	42.633.324,23	30,52%	13.011.364,20
	Junio	34,06	128,93	43.914.212,50	30,78%	13.518.109,55
	Julio	40,03	128,98	51.633.646,61	31,91%	16.476.876,72
	Agosto	36,99	129,14	47.771.665,23	32,25%	15.406.356,04
	Septiembre	37,98	129,72	49.269.716,31	31,60%	15.569.134,72
	Octubre	39,75	130,20	51.758.672,74	32,86%	17.006.273,65
	Noviembre	37,00	130,74	48.378.188,69	32,45%	15.699.422,55
	Diciembre	33,39	131,11	43.773.580,82	34,32%	15.024.472,57
2033	Enero	38,30	131,65	50.424.466,97	30,95%	15.604.865,88
	Febrero	35,68	132,42	47.244.623,69	30,16%	14.250.110,38
	Marzo	38,72	132,60	51.341.811,51	31,08%	15.955.823,50
	Abril	39,42	133,11	52.474.835,81	32,97%	17.300.598,96
	Mayo	34,46	134,74	46.425.043,48	30,52%	14.168.567,89
	Junio	35,66	134,09	47.819.851,30	30,78%	14.720.382,12
	Julio	41,92	134,14	56.225.835,84	31,91%	17.942.295,89
	Agosto	38,73	134,31	52.020.377,86	32,25%	16.776.565,33
	Septiembre	39,77	134,91	53.651.662,48	31,60%	16.953.821,20
	Octubre	41,62	135,41	56.361.981,52	32,86%	18.518.776,29
	Noviembre	38,74	135,97	52.680.844,25	32,45%	17.095.696,57
	Diciembre	34,96	136,36	47.666.712,12	34,32%	16.360.717,93
2034	Enero	40,10	136,92	54.901.403,09	30,95%	16.990.343,85
	Febrero	37,35	137,72	51.439.237,44	30,16%	15.515.306,37
	Marzo	40,54	137,90	55.900.194,07	31,08%	17.372.461,23
	Abril	41,27	138,44	57.133.813,92	32,97%	18.836.632,58
	Mayo	36,07	140,13	50.546.890,80	30,52%	15.426.524,15
	Junio	37,33	139,46	52.065.536,63	30,78%	16.027.331,20
	Julio	43,88	139,51	61.217.846,47	31,91%	19.535.302,57
	Agosto	40,55	139,69	56.639.006,92	32,25%	18.266.072,62
	Septiembre	41,63	140,31	58.415.125,15	31,60%	18.459.066,16
	Octubre	43,58	140,83	61.366.079,86	32,86%	20.162.965,78
	Noviembre	40,56	141,41	57.358.112,82	32,45%	18.613.537,93
	Diciembre	36,59	141,82	51.898.800,99	34,32%	17.813.304,22
2035	Enero	41,97	142,40	59.770.048,22	30,95%	18.497.044,04
	Febrero	39,10	143,23	56.000.858,44	30,16%	16.891.200,55
	Marzo	42,43	143,42	60.857.411,78	31,08%	18.913.047,52
	Abril	43,20	143,98	62.200.428,78	32,97%	20.507.061,28
	Mayo	37,76	145,74	55.029.378,68	30,52%	16.794.545,13
	Junio	39,08	145,04	56.682.697,70	30,78%	17.448.631,63
	Julio	45,93	145,09	66.646.632,50	31,91%	21.267.689,18
	Agosto	42,44	145,28	61.661.742,40	32,25%	19.885.904,18
	Septiembre	43,58	145,93	63.595.366,43	31,60%	20.096.012,35
	Octubre	45,61	146,46	66.808.011,19	32,86%	21.951.013,43
	Noviembre	42,46	147,07	62.444.618,46	32,45%	20.264.182,64
	Diciembre	38,31	147,50	56.501.175,99	34,32%	19.392.984,37

SEPSA

DEMANDA ANUAL DE ELECTRICIDAD SEPSA: PROYECCIÓN 2020-2025						
GWh	Datos CNDC	Datos AETN	Proyección CNDC	Tasa de Crecimiento	Proyección Ajustada	Tasa de Crecimiento
2014		347,33			347,33	-
2015		328,42			328,42	-5,44%
2016		248,12			248,12	-24,45%
2017	464,90	275,87	464,90		275,87	11,18%
2018	503,40	317,77	503,40	8,28%	317,77	15,19%
2019	485,00	295,10	485,00	-3,66%	295,10	-7,13%
2020			522,40	7,71%	317,86	7,71%
2021			575,60	10,18%	350,23	10,18%
2022			635,40	10,39%	386,62	10,39%
2023			702,60	10,58%	427,50	10,58%
2024			723,70	3,00%	440,34	3,00%
2025			745,43	3,00%	453,57	3,00%

DEMANDA ANUAL DE ELECTRICIDAD SEPSA: PROYECCIÓN 2026-2036						
GWh	Datos CNDC	Datos AETN	Proyección CNDC	Tasa de Crecimiento	Proyección Ajustada	Tasa de Crecimiento
2026	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	487,48	7,48%
2027	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	523,75	7,44%
2028	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	560,31	6,98%
2029	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	596,25	6,41%
2030	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	630,35	5,72%
2031	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	669,26	6,17%
2032	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	714,10	6,70%
2033	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	761,02	6,57%
2034	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	809,93	6,43%
2035	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	861,23	6,33%
2036	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	915,67	6,32%

SEPSA: Proyección del Consumo de Energía (MW)- Benchmark



Elaboración: Propia

DEMANDA MENSUAL DE ELECTRICIDAD SEPSA: PROYECCION 2020-2025										
GWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Total Anual	248,12	275,87	317,77	295,10	317,86	350,23	386,62	427,50	440,34	453,57
Enero	18,60	21,32	24,18	24,45	23,82	26,25	28,97	32,04	33,00	33,99
Febrero	20,22	22,06	23,64	23,09	25,90	28,54	31,51	34,84	35,89	36,96
Marzo	20,37	20,82	23,77	21,90	26,09	28,75	31,73	35,09	36,14	37,23
Abril	19,38	22,90	23,79	25,26	24,83	27,36	30,20	33,40	34,40	35,43
Mayo	21,46	23,00	24,97	25,15	27,49	30,29	33,44	36,97	38,08	39,23
Junio	22,43	23,91	29,08	25,35	28,74	31,66	34,95	38,65	39,81	41,01
Julio	21,12	24,18	28,17	27,36	27,05	29,81	32,91	36,39	37,48	38,60
Agosto	21,40	24,49	30,28	26,43	27,41	30,21	33,34	36,87	37,98	39,12
Septiembre	20,67	23,45	30,19	26,16	26,48	29,18	32,21	35,61	36,68	37,78
Octubre	21,16	22,94	27,75	24,41	27,11	29,87	32,97	36,46	37,55	38,68
Noviembre	21,07	24,00	26,86	20,58	27,00	29,75	32,84	36,31	37,40	38,52
Diciembre	20,24	22,80	25,11	24,97	25,93	28,57	31,54	34,88	35,93	37,00

DEMANDA MENSUAL DE ELECTRICIDAD SEPSA: PROYECCION 2026-2036											
GWh	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Total Anual	487,48	523,75	560,31	596,25	630,35	669,26	714,10	761,02	809,93	861,23	915,67
Enero	36,53	39,25	41,99	44,69	47,24	50,16	53,52	57,03	60,70	64,54	68,62
Febrero	39,73	42,68	45,66	48,59	51,37	54,54	58,20	62,02	66,01	70,19	74,62
Marzo	40,01	42,99	45,99	48,94	51,74	54,93	58,61	62,46	66,48	70,69	75,16
Abril	38,08	40,92	43,77	46,58	49,25	52,28	55,79	59,45	63,27	67,28	71,53
Mayo	42,16	45,30	48,46	51,57	54,52	57,88	61,76	65,82	70,05	74,48	79,19
Junio	44,07	47,35	50,66	53,91	56,99	60,51	64,56	68,80	73,23	77,86	82,79
Julio	41,49	44,58	47,69	50,75	53,65	56,96	60,78	64,77	68,94	73,30	77,94
Agosto	42,04	45,17	48,32	51,42	54,36	57,72	61,59	65,63	69,85	74,28	78,97
Septiembre	40,61	43,63	46,68	49,67	52,51	55,75	59,49	63,40	67,47	71,74	76,28
Octubre	41,57	44,67	47,79	50,85	53,76	57,08	60,90	64,90	69,07	73,45	78,09
Noviembre	41,40	44,48	47,59	50,64	53,54	56,84	60,65	64,64	68,79	73,15	77,77
Diciembre	39,77	42,73	45,71	48,64	51,43	54,60	58,26	62,09	66,08	70,26	74,70

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2016	Enero	18,60	76,03	14.137.956,37	43,80%	6.192.925,72
	Febrero	20,22	74,26	15.015.971,87	41,99%	6.305.303,93
	Marzo	20,37	75,55	15.386.554,64	39,81%	6.125.171,77
	Abril	19,38	54,64	10.591.631,47	34,52%	3.656.671,84
	Mayo	21,46	76,33	16.379.718,82	43,48%	7.121.154,64
	Junio	22,43	73,60	16.510.294,27	49,40%	8.155.826,18
	Julio	21,12	76,44	16.142.115,74	48,34%	7.803.358,85
	Agosto	21,40	77,52	16.588.529,50	45,57%	7.559.168,70
	Septiembre	20,67	77,60	16.039.581,69	47,98%	7.696.339,06
	Octubre	21,16	77,38	16.374.109,30	47,86%	7.835.998,54
	Noviembre	21,07	80,41	16.946.449,93	47,08%	7.978.192,31
	Diciembre	20,24	75,79	15.341.968,79	52,95%	8.122.966,36
2017	Enero	21,32	83,25	17.748.452,19	54,32%	9.641.564,52
	Febrero	22,06	85,30	18.817.802,10	54,22%	10.203.803,24
	Marzo	20,82	82,48	17.169.120,06	48,80%	8.378.984,66
	Abril	22,90	84,62	19.379.573,26	49,09%	9.513.840,11
	Mayo	23,00	84,35	19.397.225,84	49,67%	9.635.371,53
	Junio	23,91	88,74	21.217.266,89	48,60%	10.311.851,56
	Julio	24,18	85,84	20.758.586,57	49,73%	10.323.611,53
	Agosto	24,49	86,06	21.075.537,19	49,42%	10.415.317,09
	Septiembre	23,45	86,34	20.248.909,93	52,99%	10.729.509,93
	Octubre	22,94	86,44	19.829.969,73	54,68%	10.843.881,18
	Noviembre	24,00	80,23	19.255.223,90	51,15%	9.848.668,28
	Diciembre	22,80	86,89	19.808.440,31	47,90%	9.487.357,07
2018	Enero	24,18	88,67	21.436.702,28	45,06%	9.659.516,76
	Febrero	23,64	90,38	21.360.608,76	46,04%	9.834.800,50
	Marzo	23,77	87,87	20.883.243,40	47,95%	10.013.264,97
	Abril	23,79	89,39	21.262.758,41	47,95%	10.194.967,91
	Mayo	24,97	90,54	22.606.244,86	45,92%	10.379.968,06
	Junio	29,08	90,41	26.294.995,77	40,19%	10.568.325,27
	Julio	28,17	89,82	25.299.846,07	42,53%	10.760.100,45
	Agosto	30,28	90,20	27.313.489,27	40,11%	10.955.355,62
	Septiembre	30,19	89,63	27.059.744,24	41,22%	11.154.153,94
	Octubre	27,75	89,18	24.747.170,17	45,89%	11.356.559,70
	Noviembre	26,86	89,37	24.005.029,71	48,17%	11.562.638,35
	Diciembre	25,11	89,92	22.576.998,48	52,14%	11.772.456,56
2019	Enero	24,45	90,62	22.158.376,80	54,09%	11.986.082,17
	Febrero	23,09	91,93	21.227.461,49	57,49%	12.203.584,29
	Marzo	21,90	91,13	19.954.342,95	62,27%	12.425.033,24
	Abril	25,26	91,05	23.002.359,18	55,00%	12.650.500,66
	Mayo	25,15	91,82	23.093.398,61	55,77%	12.880.059,45
	Junio	25,35	91,57	23.213.761,59	56,49%	13.113.783,87
	Julio	27,36	90,99	24.892.219,55	53,64%	13.351.749,51
	Agosto	26,43	91,05	24.067.528,60	56,48%	13.594.033,33
	Septiembre	26,16	90,43	23.655.441,08	58,51%	13.840.713,68
	Octubre	24,41	91,19	22.258.396,70	63,31%	14.091.870,34
	Noviembre	20,58	93,19	19.176.729,94	74,82%	14.347.584,56
	Diciembre	24,97	87,59	21.868.317,47	66,80%	14.607.939,02

	MES	GW/H	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2020	Enero	23,82	87,56	20.859.594,66	54,09%	11.283.534,80
	Febrero	25,90	87,51	22.668.498,98	57,49%	13.032.031,09
	Marzo	26,09	87,61	22.857.241,77	62,27%	14.232.590,34
	Abril	24,83	87,98	21.846.461,21	55,00%	12.014.796,81
	Mayo	27,49	87,95	24.178.889,18	55,77%	13.485.478,49
	Junio	28,74	88,27	25.367.627,24	56,49%	14.330.533,20
	Julio	27,05	88,81	24.026.155,69	53,64%	12.887.208,06
	Agosto	27,41	88,99	24.394.501,41	56,48%	13.778.716,99
	Septiembre	26,48	89,40	23.673.090,65	58,51%	13.851.040,38
	Octubre	27,11	89,70	24.316.356,76	63,31%	15.394.772,19
	Noviembre	27,00	89,75	24.229.336,69	74,82%	18.127.827,73
	Diciembre	25,93	89,90	23.312.848,32	66,80%	15.572.879,21
2021	Enero	26,25	90,17	23.667.184,14	54,09%	12.802.238,02
	Febrero	28,54	90,61	25.862.949,73	57,49%	14.868.508,28
	Marzo	28,75	90,88	26.124.435,64	62,27%	16.266.984,18
	Abril	27,36	91,02	24.904.402,70	55,00%	13.696.558,70
	Mayo	30,29	91,47	27.705.299,55	55,77%	15.452.290,56
	Junio	31,66	91,66	29.024.641,14	56,49%	16.396.432,33
	Julio	29,81	92,01	27.428.839,68	53,64%	14.712.348,01
	Agosto	30,21	92,34	27.891.982,49	56,48%	15.754.195,03
	Septiembre	29,18	92,68	27.041.009,84	58,51%	15.821.597,81
	Octubre	29,87	93,04	27.789.428,97	63,31%	17.593.586,60
	Noviembre	29,75	93,48	27.806.678,24	74,82%	20.804.311,71
	Diciembre	28,57	93,98	26.853.191,98	66,80%	17.937.813,06
2022	Enero	28,97	94,37	27.342.273,10	54,09%	14.790.195,83
	Febrero	31,51	94,92	29.905.098,32	57,49%	17.192.323,64
	Marzo	31,73	95,04	30.159.545,46	62,27%	18.779.538,66
	Abril	30,20	95,41	28.817.854,17	55,00%	15.848.821,43
	Mayo	33,44	96,58	32.292.416,57	55,77%	18.010.698,74
	Junio	34,95	96,12	33.596.222,39	56,49%	18.978.983,56
	Julio	32,91	96,15	31.638.460,90	53,64%	16.970.314,92
	Agosto	33,34	96,27	32.099.774,96	56,48%	18.130.877,41
	Septiembre	32,21	96,70	31.144.082,09	58,51%	18.222.290,66
	Octubre	32,97	97,06	32.001.354,02	63,31%	20.260.171,37
	Noviembre	32,84	97,46	32.002.387,30	74,82%	23.943.443,91
	Diciembre	31,54	97,74	30.829.604,66	66,80%	20.594.039,08
2023	Enero	32,04	98,14	31.444.244,56	54,09%	17.009.066,26
	Febrero	34,84	98,71	34.391.552,66	57,49%	19.771.568,63
	Marzo	35,09	98,85	34.684.172,73	62,27%	21.596.902,50
	Abril	33,40	99,23	33.141.196,82	55,00%	18.226.510,10
	Mayo	36,97	100,44	37.137.023,69	55,77%	20.712.718,87
	Junio	38,65	99,96	38.636.430,46	56,49%	21.826.268,73
	Julio	36,39	100,00	36.384.959,60	53,64%	19.516.253,48
	Agosto	36,87	100,12	36.915.481,40	56,48%	20.850.927,11
	Septiembre	35,61	100,57	35.816.412,57	58,51%	20.956.054,45
	Octubre	36,46	100,94	36.802.295,05	63,31%	23.299.664,26
	Noviembre	36,31	101,36	36.803.483,35	74,82%	27.535.512,62
	Diciembre	34,88	101,65	35.454.756,26	66,80%	23.683.619,83

	MES	GW/H	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2024	Enero	33,00	102,07	33.685.050,76	54,09%	18.221.180,64
	Febrero	35,89	102,67	36.842.392,40	57,49%	21.180.546,78
	Marzo	36,14	102,80	37.155.865,42	62,27%	23.135.959,13
	Abril	34,40	103,20	35.502.932,65	55,00%	19.525.382,99
	Mayo	38,08	104,46	39.783.513,50	55,77%	22.188.766,06
	Junio	39,81	103,96	41.389.772,26	56,49%	23.381.670,65
	Julio	37,48	104,00	38.977.855,19	53,64%	20.907.037,15
	Agosto	37,98	104,13	39.546.183,48	56,48%	22.336.823,41
	Septiembre	36,68	104,60	38.368.791,88	58,51%	22.449.442,43
	Octubre	37,55	104,98	39.424.931,15	63,31%	24.960.064,53
	Noviembre	37,40	105,42	39.426.204,13	74,82%	29.497.771,47
	Diciembre	35,93	105,72	37.981.362,92	66,80%	25.371.381,86
2025	Enero	33,99	106,16	36.085.543,18	54,09%	19.519.673,74
	Febrero	36,96	106,78	39.467.885,95	57,49%	22.689.932,72
	Marzo	37,23	106,92	39.803.697,95	62,27%	24.784.693,30
	Abril	35,43	107,33	38.032.972,50	55,00%	20.916.817,26
	Mayo	39,23	108,65	42.618.599,70	55,77%	23.770.000,56
	Junio	41,01	108,13	44.339.325,01	56,49%	25.047.914,93
	Julio	38,60	108,16	41.755.527,88	53,64%	22.396.932,01
	Agosto	39,12	108,30	42.364.356,87	56,48%	23.928.608,90
	Septiembre	37,78	108,79	41.103.060,99	58,51%	24.049.253,47
	Octubre	38,68	109,18	42.234.463,75	63,31%	26.738.789,64
	Noviembre	38,52	109,64	42.235.827,44	74,82%	31.599.866,47
	Diciembre	37,00	109,95	40.688.022,75	66,80%	27.179.418,61
2026	Enero	36,53	110,41	40.336.429,83	54,09%	21.819.096,54
	Febrero	39,73	111,05	44.117.213,50	57,49%	25.362.812,87
	Marzo	40,01	111,20	44.492.584,23	62,27%	27.704.336,81
	Abril	38,08	111,63	42.513.266,85	55,00%	23.380.823,93
	Mayo	42,16	113,00	47.639.082,16	55,77%	26.570.113,00
	Junio	44,07	112,45	49.562.509,38	56,49%	27.998.566,02
	Julio	41,49	112,49	46.674.340,25	53,64%	25.035.296,60
	Agosto	42,04	112,63	47.354.889,46	56,48%	26.747.405,44
	Septiembre	40,61	113,14	45.945.012,59	58,51%	26.882.261,97
	Octubre	41,57	113,55	47.209.694,90	63,31%	29.888.626,23
	Noviembre	41,40	114,03	47.211.219,23	74,82%	35.322.339,21
	Diciembre	39,77	114,36	45.481.082,73	66,80%	30.381.161,41
2027	Enero	39,25	114,83	45.071.740,32	54,09%	24.380.557,66
	Febrero	42,68	115,50	49.296.370,52	57,49%	28.340.289,91
	Marzo	42,99	115,65	49.715.808,04	62,27%	30.956.697,95
	Abril	40,92	116,10	47.504.127,95	55,00%	26.125.624,64
	Mayo	45,30	117,52	53.231.690,30	55,77%	29.689.321,50
	Junio	47,35	116,96	55.380.918,98	56,49%	31.285.468,30
	Julio	44,58	116,99	52.153.692,14	53,64%	27.974.324,75
	Agosto	45,17	117,14	52.914.134,68	56,48%	29.887.427,26
	Septiembre	43,63	117,67	51.338.744,78	58,51%	30.038.115,32
	Octubre	44,67	118,10	52.751.894,95	63,31%	33.397.412,85
	Noviembre	44,48	118,59	52.753.598,23	74,82%	39.469.018,63
	Diciembre	42,73	118,93	50.820.351,70	66,80%	33.947.769,38

	MES	GW/H	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2028	Enero	41,99	119,42	50.148.501,64	54,09%	27.126.719,03
	Febrero	45,66	120,12	54.848.982,98	57,49%	31.532.465,02
	Marzo	45,99	120,28	55.315.664,84	62,27%	34.443.578,32
	Abril	43,77	120,75	52.854.866,96	55,00%	29.068.345,72
	Mayo	48,46	122,22	59.227.566,75	55,77%	33.033.447,95
	Junio	50,66	121,64	61.618.878,85	56,49%	34.809.380,50
	Julio	47,69	121,68	58.028.145,74	53,64%	31.125.278,52
	Agosto	48,32	121,83	58.874.242,51	56,48%	33.253.867,82
	Septiembre	46,68	122,38	57.121.404,87	58,51%	33.421.528,99
	Octubre	47,79	122,83	58.693.728,53	63,31%	37.159.208,88
	Noviembre	47,59	123,34	58.695.623,66	74,82%	43.914.704,23
	Diciembre	45,71	123,69	56.544.621,36	66,80%	37.771.556,11
2029	Enero	44,69	124,20	55.500.865,74	54,09%	30.021.961,60
	Febrero	48,59	124,93	60.703.030,82	57,49%	34.897.934,15
	Marzo	48,94	125,09	61.219.521,76	62,27%	38.119.751,41
	Abril	46,58	125,58	58.496.082,22	55,00%	32.170.818,68
	Mayo	51,57	127,12	65.548.942,09	55,77%	36.559.117,42
	Junio	53,91	126,51	68.195.479,63	56,49%	38.524.595,75
	Julio	50,75	126,55	64.221.506,54	53,64%	34.447.288,51
	Agosto	51,42	126,71	65.157.907,46	56,48%	36.803.062,76
	Septiembre	49,67	127,28	63.217.988,95	58,51%	36.988.618,45
	Octubre	50,85	127,74	64.958.127,16	63,31%	41.125.222,00
	Noviembre	50,64	128,28	64.960.224,57	74,82%	48.601.733,33
	Diciembre	48,64	128,65	62.579.645,17	66,80%	41.802.925,23
2030	Enero	47,24	129,18	61.024.024,85	54,09%	33.009.591,94
	Febrero	51,37	129,93	66.743.882,48	57,49%	38.370.796,06
	Marzo	51,74	130,10	67.311.771,94	62,27%	41.913.231,91
	Abril	49,25	130,61	64.317.309,77	55,00%	35.372.292,16
	Mayo	54,52	132,20	72.072.033,79	55,77%	40.197.291,69
	Junio	56,99	131,57	74.981.941,05	56,49%	42.358.364,27
	Julio	53,65	131,61	70.612.498,71	53,64%	37.875.304,49
	Agosto	54,36	131,78	71.642.085,41	56,48%	40.465.513,21
	Septiembre	52,51	132,37	69.509.116,24	58,51%	40.669.534,45
	Octubre	53,76	132,86	71.422.424,01	63,31%	45.217.791,39
	Noviembre	53,54	133,41	71.424.730,14	74,82%	53.438.326,46
	Diciembre	51,43	133,80	68.807.247,79	66,80%	45.962.936,14
2031	Enero	50,16	134,35	67.384.161,83	54,09%	36.449.966,90
	Febrero	54,54	135,13	73.700.163,01	57,49%	42.369.934,43
	Marzo	54,93	135,31	74.327.239,89	62,27%	46.281.575,32
	Abril	52,28	135,83	71.020.684,42	55,00%	39.058.915,98
	Mayo	57,88	137,50	79.583.632,85	55,77%	44.386.793,82
	Junio	60,51	136,84	82.796.820,82	56,49%	46.773.100,93
	Julio	56,96	136,88	77.971.979,93	53,64%	41.822.801,00
	Agosto	57,72	137,06	79.108.873,75	56,48%	44.682.970,32
	Septiembre	55,75	137,67	76.753.599,09	58,51%	44.908.255,37
	Octubre	57,08	138,18	78.866.318,48	63,31%	49.930.547,53
	Noviembre	56,84	138,75	78.868.864,96	74,82%	59.007.855,47
	Diciembre	54,60	139,15	75.978.579,46	66,80%	50.753.353,87

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2032	Enero	53,52	139,72	74.777.345,49	54,09%	40.449.145,52
	Febrero	58,20	140,54	81.786.318,96	57,49%	47.018.633,74
	Marzo	58,61	140,73	82.482.196,78	62,27%	51.359.447,88
	Abril	55,79	141,27	78.812.856,18	55,00%	43.344.340,50
	Mayo	61,76	143,00	88.315.305,07	55,77%	49.256.776,76
	Junio	64,56	142,31	91.881.034,17	56,49%	51.904.902,17
	Julio	60,78	142,36	86.526.826,53	53,64%	46.411.470,51
	Agosto	61,59	142,54	87.788.456,85	56,48%	49.585.448,84
	Septiembre	59,49	143,18	85.174.768,68	58,51%	49.835.451,47
	Octubre	60,90	143,71	87.519.289,16	63,31%	55.408.774,13
	Noviembre	60,65	144,30	87.522.115,03	74,82%	65.482.016,47
	Diciembre	58,26	144,72	84.314.716,27	66,80%	56.321.856,26
2033	Enero	57,03	145,32	82.880.944,89	54,09%	44.832.607,78
	Febrero	62,02	146,16	90.649.478,79	57,49%	52.114.029,54
	Marzo	62,46	146,36	91.420.768,70	62,27%	56.925.256,46
	Abril	59,45	146,93	87.353.782,71	55,00%	48.041.554,20
	Mayo	65,82	148,72	97.886.009,25	55,77%	54.594.719,47
	Junio	68,80	148,01	101.838.155,38	56,49%	57.529.821,47
	Julio	64,77	148,06	95.903.713,80	53,64%	51.441.068,21
	Agosto	65,63	148,25	97.302.066,64	56,48%	54.959.009,66
	Septiembre	63,40	148,91	94.405.133,83	58,51%	55.236.104,99
	Octubre	64,90	149,46	97.003.729,32	63,31%	61.413.407,03
	Noviembre	64,64	150,08	97.006.861,44	74,82%	72.578.283,74
	Diciembre	62,09	150,51	93.451.877,79	66,80%	62.425.439,61
2034	Enero	60,70	151,13	91.738.053,05	54,09%	49.623.663,87
	Febrero	66,01	152,01	100.336.774,69	57,49%	57.683.217,93
	Marzo	66,48	152,22	101.190.488,83	62,27%	63.008.598,70
	Abril	63,27	152,81	96.688.882,62	55,00%	53.175.535,75
	Mayo	70,05	154,68	108.346.640,12	55,77%	60.429.007,87
	Junio	73,23	153,94	112.721.134,06	56,49%	63.677.770,82
	Julio	68,94	153,99	106.152.505,81	53,64%	56.938.340,29
	Agosto	69,85	154,18	107.700.294,24	56,48%	60.832.228,08
	Septiembre	67,47	154,87	104.493.779,44	58,51%	61.138.935,33
	Octubre	69,07	155,44	107.370.074,97	63,31%	67.976.377,43
	Noviembre	68,79	156,09	107.373.541,79	74,82%	80.334.393,54
	Diciembre	66,08	156,54	103.438.653,28	66,80%	69.096.561,31
2035	Enero	64,54	157,18	101.453.429,21	54,09%	54.878.980,99
	Febrero	70,19	158,10	110.962.785,13	57,49%	63.792.069,62
	Marzo	70,69	158,31	111.906.910,54	62,27%	69.681.426,58
	Abril	67,28	158,93	106.928.568,71	55,00%	58.807.008,35
	Mayo	74,48	160,87	119.820.922,93	55,77%	66.828.648,19
	Junio	77,86	160,10	124.658.690,87	56,49%	70.421.466,33
	Julio	73,30	160,15	117.394.422,23	53,64%	62.968.306,88
	Agosto	74,28	160,35	119.106.126,79	56,48%	67.274.570,81
	Septiembre	71,74	161,07	115.560.031,02	58,51%	67.613.759,42
	Octubre	73,45	161,67	118.740.936,16	63,31%	75.175.310,21
	Noviembre	73,15	162,34	118.744.770,14	74,82%	88.842.082,84
	Diciembre	70,26	162,81	114.393.163,36	66,80%	76.414.125,42

ENDE CAMARGO

DEMANDA ANUAL DE ELECTRICIDAD ENDE CAMARGO: PROYECCION 2020-2025						
GWh	Datos CNOC	Datos AETN	Proyección CNOC	Tasa de Crecimiento	Proyección Ajustada	Tasa de Crecimiento
2014		5,01			5,01	-
2015		6,88			6,88	37,16%
2016		26,90			26,90	291,15%
2017	56,20	37,99	56,20		37,99	41,20%
2018	65,80	36,66	65,80	17,08%	36,66	-3,49%
2019	83,30	38,91	83,30	26,60%	38,91	6,13%
2020		98,10		17,77%	45,82	17,77%
2021		182,90		86,44%	85,43	86,44%
2022		273,30		49,43%	127,66	49,43%
2023		327,60		19,87%	153,02	19,87%
2024		337,20		2,93%	157,50	2,93%
2025		347,08		2,93%	162,12	2,93%

DEMANDA ANUAL DE ELECTRICIDAD ENDE CAMARGO: PROYECCION 2026-2036						
GWh	Datos CNOC	Datos AETN	Proyección CNOC	Tasa de Crecimiento	Proyección Ajustada	Tasa de Crecimiento
2026	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	166,87	2,93%
2027	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	171,76	2,93%
2028	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	176,79	2,93%
2029	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	181,97	2,93%
2030	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	187,31	2,93%
2031	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	192,80	2,93%
2032	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	198,44	2,93%
2033	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	204,26	2,93%
2034	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	210,25	2,93%
2035	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	216,41	2,93%
2036	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	222,75	2,93%

DEMANDA MENSUAL DE ELECTRICIDAD ENDE CAMARGO: PROYECCION 2020-2025										
GWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Total Anual	26,90	37,99	36,66	38,91	45,82	85,43	127,66	153,02	157,50	162,12
Enero	0,67	2,94	3,29	3,24	3,82	7,12	10,64	12,75	13,13	13,51
Febrero	0,65	3,40	2,90	3,21	3,78	7,05	10,53	12,62	12,99	13,37
Marzo	0,64	3,01	2,68	3,06	3,60	6,71	10,03	12,03	12,38	12,74
Abril	1,13	2,84	3,07	2,83	3,34	6,22	9,30	11,14	11,47	11,81
Mayo	2,70	3,14	2,80	3,09	3,64	6,78	10,13	12,14	12,50	12,86
Junio	3,06	3,31	2,89	3,30	3,88	7,24	10,82	12,96	13,34	13,74
Julio	3,13	3,27	2,96	3,09	3,64	6,78	10,13	12,15	12,50	12,87
Agosto	2,94	3,30	3,07	3,31	3,90	7,27	10,87	13,03	13,41	13,80
Septiembre	3,05	2,76	3,24	3,53	4,16	7,75	11,58	13,89	14,29	14,71
Octubre	3,06	3,48	3,06	3,43	4,04	7,52	11,24	13,48	13,87	14,28
Noviembre	2,87	3,30	3,31	3,35	3,95	7,36	11,00	13,19	13,57	13,97
Diciembre	3,01	3,24	3,38	3,47	4,09	7,62	11,39	13,65	14,05	14,46

DEMANDA MENSUAL DE ELECTRICIDAD ENDE CAMARGO: PROYECCION 2026-2036											
GWh	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Total Anual	166,87	171,76	176,79	181,97	187,31	192,80	198,44	204,26	210,25	216,41	222,75
Enero	13,91	14,31	14,73	15,17	15,61	16,07	16,54	17,02	17,52	18,04	18,56
Febrero	13,76	14,17	14,58	15,01	15,45	15,90	16,37	16,85	17,34	17,85	18,37
Marzo	13,12	13,50	13,90	14,30	14,72	15,15	15,60	16,05	16,52	17,01	17,51
Abril	12,15	12,51	12,88	13,25	13,64	14,04	14,45	14,88	15,31	15,76	16,22
Mayo	13,24	13,63	14,03	14,44	14,86	15,30	15,74	16,21	16,68	17,17	17,67
Junio	14,14	14,55	14,98	15,42	15,87	16,33	16,81	17,31	17,81	18,33	18,87
Julio	13,25	13,64	14,04	14,45	14,87	15,31	15,75	16,22	16,69	17,18	17,68
Agosto	14,20	14,62	15,05	15,49	15,94	16,41	16,89	17,39	17,90	18,42	18,96
Septiembre	15,14	15,59	16,04	16,51	17,00	17,50	18,01	18,54	19,08	19,64	20,21
Octubre	14,70	15,13	15,57	16,03	16,50	16,98	17,48	17,99	18,52	19,06	19,62
Noviembre	14,38	14,80	15,24	15,68	16,14	16,62	17,10	17,60	18,12	18,65	19,20
Diciembre	14,88	15,32	15,77	16,23	16,71	17,20	17,70	18,22	18,75	19,30	19,87

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2018	Enero	3,29	62,99	2.074.802,94	0,00%	-
	Febrero	2,90	67,41	1.956.359,80	0,00%	-
	Marzo	2,68	69,13	1.855.831,18	0,00%	-
	Abril	3,07	65,82	2.019.721,37	0,00%	-
	Mayo	2,80	69,10	1.937.246,12	0,00%	-
	Junio	2,89	68,84	1.990.783,01	0,00%	-
	Julio	2,96	67,54	1.998.482,25	0,00%	-
	Agosto	3,07	66,56	2.042.735,42	0,00%	-
	Septiembre	3,24	65,26	2.116.410,78	0,00%	-
	Octubre	3,06	68,01	2.082.946,32	0,00%	-
	Noviembre	3,31	67,04	2.216.521,92	53,40%	1.183.675,71
	Diciembre	3,38	66,78	2.254.685,54	53,19%	1.199.349,00
2019	Enero	3,24	66,77	2.165.054,80	55,49%	1.201.406,29
	Febrero	3,21	67,71	2.172.821,21	55,39%	1.203.467,10
	Marzo	3,06	68,72	2.101.540,56	57,36%	1.205.531,45
	Abril	2,83	73,63	2.086.484,31	57,88%	1.207.599,34
	Mayo	3,09	67,79	2.092.705,88	57,80%	1.209.670,78
	Junio	3,30	65,80	2.169.211,36	55,86%	1.211.745,77
	Julio	3,09	68,12	2.104.141,49	57,69%	1.213.824,32
	Agosto	3,31	65,83	2.180.284,57	55,77%	1.215.906,44
	Septiembre	3,53	64,46	2.275.766,86	53,52%	1.217.992,13
	Octubre	3,43	65,77	2.253.653,40	54,14%	1.220.081,39
	Noviembre	3,35	67,97	2.279.297,18	53,62%	1.222.174,24
	Diciembre	3,47	65,08	2.258.375,22	54,21%	1.224.270,68
2020	Enero	3,82	65,06	2.484.401,75	55,49%	1.378.614,47
	Febrero	3,78	65,02	2.457.022,86	55,39%	1.360.878,73
	Marzo	3,60	65,09	2.344.183,43	57,36%	1.344.721,54
	Abril	3,34	65,36	2.181.232,86	57,88%	1.262.437,18
	Mayo	3,64	65,35	2.375.503,49	57,80%	1.373.139,53
	Junio	3,88	65,58	2.545.986,60	55,86%	1.422.216,65
	Julio	3,64	65,98	2.400.136,58	57,69%	1.384.576,17
	Agosto	3,90	66,11	2.578.599,16	55,77%	1.438.039,50
	Septiembre	4,16	66,42	2.761.913,07	53,52%	1.478.177,95
	Octubre	4,04	66,64	2.689.264,37	54,14%	1.455.912,17
	Noviembre	3,95	66,68	2.633.339,38	53,62%	1.412.014,02
	Diciembre	4,09	66,79	2.729.670,04	54,21%	1.479.760,75
2021	Enero	7,12	66,99	4.769.684,28	55,49%	2.646.736,09
	Febrero	7,05	67,32	4.743.419,88	55,39%	2.627.252,42
	Marzo	6,71	67,52	4.533.585,05	57,36%	2.600.653,77
	Abril	6,22	67,62	4.207.500,19	57,88%	2.435.184,60
	Mayo	6,78	67,96	4.605.844,38	57,80%	2.662.369,05
	Junio	7,24	68,10	4.929.129,25	55,86%	2.753.466,83
	Julio	6,78	68,36	4.636.456,47	57,69%	2.674.650,76
	Agosto	7,27	68,60	4.988.825,98	55,77%	2.782.180,70
	Septiembre	7,75	68,86	5.338.325,27	53,52%	2.857.075,68
	Octubre	7,52	69,12	5.200.459,22	54,14%	2.815.421,19
	Noviembre	7,36	69,45	5.113.773,65	53,62%	2.742.039,30
	Diciembre	7,62	69,82	5.320.320,71	54,21%	2.884.158,76

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2022	Enero	10,64	70,11	7.458.940,81	55,49%	4.139.026,12
	Febrero	10,53	70,52	7.424.346,79	55,39%	4.112.145,57
	Marzo	10,03	70,61	7.084.662,13	57,36%	4.064.058,14
	Abril	9,30	70,89	6.590.360,24	57,88%	3.814.318,02
	Mayo	10,13	71,75	7.266.854,37	57,80%	4.200.543,17
	Junio	10,82	71,41	7.723.129,13	55,86%	4.314.226,47
	Julio	10,13	71,43	7.239.250,41	57,69%	4.176.134,68
	Agosto	10,87	71,52	7.771.779,32	55,77%	4.334.184,93
	Septiembre	11,58	71,84	8.322.564,36	53,52%	4.454.242,68
	Octubre	11,24	72,11	8.106.435,43	54,14%	4.388.656,68
	Noviembre	11,00	72,41	7.966.623,03	53,62%	4.271.756,03
	Diciembre	11,39	72,62	8.268.169,15	54,21%	4.482.194,54
2023	Enero	12,75	72,92	9.298.802,76	55,49%	5.159.980,29
	Febrero	12,62	73,34	9.255.675,59	55,39%	5.126.469,23
	Marzo	12,03	73,44	8.832.202,51	57,36%	5.066.520,30
	Abril	11,14	73,72	8.215.973,49	57,88%	4.755.177,95
	Mayo	12,14	74,62	9.059.335,26	57,80%	5.236.671,45
	Junio	12,96	74,27	9.628.157,17	55,86%	5.378.396,48
	Julio	12,15	74,29	9.024.922,36	57,69%	5.206.242,23
	Agosto	13,03	74,39	9.688.807,67	55,77%	5.403.278,00
	Septiembre	13,89	74,72	10.375.452,28	53,52%	5.552.949,83
	Octubre	13,48	74,99	10.106.011,84	54,14%	5.471.186,04
	Noviembre	13,19	75,31	9.931.712,58	53,62%	5.325.450,06
	Diciembre	13,65	75,52	10.307.639,65	54,21%	5.587.796,45
2024	Enero	13,13	75,83	9.954.428,29	55,49%	5.523.792,16
	Febrero	12,99	76,28	9.908.260,38	55,39%	5.487.918,36
	Marzo	12,38	76,38	9.454.929,72	57,36%	5.423.742,64
	Abril	11,47	76,67	8.795.252,58	57,88%	5.090.448,65
	Mayo	12,50	77,61	9.698.076,78	57,80%	5.605.890,54
	Junio	13,34	77,24	10.307.004,31	55,86%	5.757.608,10
	Julio	12,50	77,27	9.661.237,56	57,69%	5.573.315,87
	Agosto	13,41	77,36	10.371.931,06	55,77%	5.784.243,93
	Septiembre	14,29	77,71	11.106.988,54	53,52%	5.944.468,59
	Octubre	13,87	78,00	10.818.550,81	54,14%	5.856.939,92
	Noviembre	13,57	78,32	10.631.962,33	53,62%	5.700.928,61
	Diciembre	14,05	78,55	11.034.394,68	54,21%	5.981.772,11
2025	Enero	13,51	78,87	10.656.279,64	55,49%	5.913.255,10
	Febrero	13,37	79,33	10.606.856,60	55,39%	5.874.851,97
	Marzo	12,74	79,43	10.121.563,20	57,36%	5.806.151,45
	Abril	11,81	79,74	9.415.374,57	57,88%	5.449.358,09
	Mayo	12,86	80,72	10.381.853,70	57,80%	6.001.141,96
	Junio	13,74	80,33	11.033.714,55	55,86%	6.163.556,58
	Julio	12,87	80,36	10.342.417,08	57,69%	5.966.270,56
	Agosto	13,80	80,46	11.103.219,05	55,77%	6.192.070,40
	Septiembre	14,71	80,82	11.890.102,82	53,52%	6.363.591,94
	Octubre	14,28	81,12	11.581.328,37	54,14%	6.269.891,93
	Noviembre	13,97	81,46	11.381.584,20	53,62%	6.102.880,83
	Diciembre	14,46	81,69	11.812.390,63	54,21%	6.403.525,60

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2026	Enero	13,91	82,03	11.407.616,04	55,49%	6.330.177,70
	Febrero	13,76	82,50	11.354.708,35	55,39%	6.289.066,90
	Marzo	13,12	82,61	10.835.198,64	57,36%	6.215.522,55
	Abril	12,15	82,94	10.079.219,16	57,88%	5.833.572,95
	Mayo	13,24	83,95	11.113.841,30	57,80%	6.424.261,15
	Junio	14,14	83,55	11.811.662,54	55,86%	6.598.127,05
	Julio	13,25	83,58	11.071.624,14	57,69%	6.386.931,09
	Agosto	14,20	83,68	11.886.067,56	55,77%	6.628.651,28
	Septiembre	15,14	84,06	12.728.431,70	53,52%	6.812.266,18
	Octubre	14,70	84,37	12.397.886,67	54,14%	6.711.959,72
	Noviembre	14,38	84,72	12.184.059,24	53,62%	6.533.173,26
	Diciembre	14,88	84,96	12.645.240,30	54,21%	6.855.015,43
2027	Enero	14,31	85,31	12.211.926,49	55,49%	6.776.496,03
	Febrero	14,17	85,81	12.155.288,48	55,39%	6.732.486,65
	Marzo	13,50	85,92	11.599.149,98	57,36%	6.653.756,96
	Abril	12,51	86,26	10.789.869,08	57,88%	6.244.877,45
	Mayo	13,63	87,31	11.897.438,75	57,80%	6.877.212,96
	Junio	14,55	86,89	12.644.460,88	55,86%	7.063.337,53
	Julio	13,64	86,92	11.852.245,00	57,69%	6.837.250,89
	Agosto	14,62	87,03	12.724.111,93	55,77%	7.096.013,92
	Septiembre	15,59	87,42	13.625.868,18	53,52%	7.292.574,86
	Octubre	15,13	87,74	13.272.017,59	54,14%	7.185.196,14
	Noviembre	14,80	88,11	13.043.113,95	53,62%	6.993.804,08
	Diciembre	15,32	88,36	13.536.811,25	54,21%	7.338.338,20
2028	Enero	14,73	88,73	13.072.946,02	55,49%	7.254.282,68
	Febrero	14,58	89,24	13.012.314,66	55,39%	7.207.170,35
	Marzo	13,90	89,36	12.416.964,82	57,36%	7.122.889,71
	Abril	12,88	89,71	11.550.624,39	57,88%	6.685.181,56
	Mayo	14,03	90,81	12.736.284,86	57,80%	7.362.100,80
	Junio	14,98	90,37	13.535.976,86	55,86%	7.561.348,35
	Julio	14,04	90,40	12.687.904,67	57,69%	7.319.321,15
	Agosto	15,05	90,51	13.621.243,83	55,77%	7.596.328,63
	Septiembre	16,04	90,92	14.586.579,70	53,52%	7.806.748,39
	Octubre	15,57	91,25	14.207.780,37	54,14%	7.691.798,78
	Noviembre	15,24	91,63	13.962.737,55	53,62%	7.486.912,35
	Diciembre	15,77	91,90	14.491.243,69	54,21%	7.855.738,34
2029	Enero	15,17	92,28	13.994.672,97	55,49%	7.765.756,36
	Febrero	15,01	92,81	13.929.766,71	55,39%	7.715.322,32
	Marzo	14,30	92,94	13.292.440,87	57,36%	7.625.099,34
	Abril	13,25	93,30	12.365.017,86	57,88%	7.156.529,94
	Mayo	14,44	94,44	13.634.275,03	57,80%	7.881.176,36
	Junio	15,42	93,99	14.490.350,48	55,86%	8.094.472,15
	Julio	14,45	94,02	13.582.483,72	57,69%	7.835.380,47
	Agosto	15,49	94,14	14.581.629,32	55,77%	8.131.918,76
	Septiembre	16,51	94,56	15.615.027,59	53,52%	8.357.174,46
	Octubre	16,03	94,91	15.209.520,46	54,14%	8.234.120,17
	Noviembre	15,68	95,30	14.947.200,54	53,62%	8.014.787,92
	Diciembre	16,23	95,58	15.512.969,77	54,21%	8.409.618,53

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2030	Enero	15,61	95,97	14.981.387,62	55,49%	8.313.292,24
	Febrero	15,45	96,53	14.911.905,04	55,39%	8.259.302,27
	Marzo	14,72	96,66	14.229.643,62	57,36%	8.162.717,99
	Abril	13,64	97,03	13.236.831,31	57,88%	7.661.111,43
	Mayo	14,86	98,22	14.595.579,30	57,80%	8.436.850,09
	Junio	15,87	97,75	15.512.013,58	55,86%	8.665.184,61
	Julio	14,87	97,78	14.540.136,37	57,69%	8.387.825,29
	Agosto	15,94	97,91	15.609.728,17	55,77%	8.705.271,45
	Septiembre	17,00	98,35	16.715.987,68	53,52%	8.946.409,13
	Octubre	16,50	98,71	16.281.889,68	54,14%	8.814.678,72
	Noviembre	16,14	99,12	16.001.074,51	53,62%	8.579.882,13
	Diciembre	16,71	99,40	16.606.734,12	54,21%	9.002.550,84
2031	Enero	16,07	99,81	16.037.672,01	55,49%	8.899.432,92
	Febrero	15,90	100,39	15.963.290,46	55,39%	8.841.636,31
	Marzo	15,15	100,53	15.232.925,21	57,36%	8.738.242,22
	Abril	14,04	100,92	14.170.113,24	57,88%	8.201.269,17
	Mayo	15,30	102,15	15.624.661,71	57,80%	9.031.702,40
	Junio	16,33	101,66	16.605.710,52	55,86%	9.276.135,97
	Julio	15,31	101,70	15.565.309,70	57,69%	8.979.221,03
	Agosto	16,41	101,83	16.710.314,61	55,77%	9.319.049,19
	Septiembre	17,50	102,28	17.894.572,55	53,52%	9.577.188,63
	Octubre	16,98	102,66	17.429.867,84	54,14%	9.436.170,38
	Noviembre	16,62	103,08	17.129.253,40	53,62%	9.184.819,12
	Diciembre	17,20	103,38	17.777.615,91	54,21%	9.637.288,69
2032	Enero	16,54	103,81	17.168.431,25	55,49%	9.526.900,30
	Febrero	16,37	104,41	17.088.805,33	55,39%	9.465.028,66
	Marzo	15,60	104,55	16.306.944,62	57,36%	9.354.344,62
	Abril	14,45	104,96	15.169.197,55	57,88%	8.779.511,50
	Mayo	15,74	106,24	16.726.301,07	57,80%	9.668.495,63
	Junio	16,81	105,73	17.776.520,14	55,86%	9.930.163,34
	Julio	15,75	105,77	16.662.764,35	57,69%	9.612.313,99
	Agosto	16,89	105,90	17.888.499,50	55,77%	9.976.102,23
	Septiembre	18,01	106,38	19.156.255,25	53,52%	10.252.442,16
	Octubre	17,48	106,77	18.658.785,87	54,14%	10.101.481,21
	Noviembre	17,10	107,21	18.336.976,17	53,62%	9.832.408,06
	Diciembre	17,70	107,52	19.031.052,42	54,21%	10.316.779,66
2033	Enero	17,02	107,96	18.378.916,31	55,49%	10.198.608,18
	Febrero	16,85	108,59	18.293.676,25	55,39%	10.132.374,18
	Marzo	16,05	108,74	17.456.689,32	57,36%	10.013.886,20
	Abril	14,88	109,16	16.238.723,75	57,88%	9.398.523,65
	Mayo	16,21	110,49	17.905.613,10	57,80%	10.350.186,89
	Junio	17,31	109,96	19.029.879,38	55,86%	10.630.303,86
	Julio	16,22	110,00	17.837.596,64	57,69%	10.290.044,08
	Agosto	17,39	110,14	19.149.754,01	55,77%	10.679.481,73
	Septiembre	18,54	110,64	20.506.894,71	53,52%	10.975.305,41
	Octubre	17,99	111,04	19.974.350,53	54,14%	10.813.700,74
	Noviembre	17,60	111,50	19.629.851,17	53,62%	10.525.656,21
	Diciembre	18,22	111,82	20.372.864,28	54,21%	11.044.179,12

	MES	GWH	Tarifa Promedio	Ingreso Total	Ratio IG/IT	Proyección Ingreso GD
2034	Enero	17,52	112,28	19.674.748,37	55,49%	10.917.675,79
	Febrero	17,34	112,94	19.583.498,33	55,39%	10.846.771,87
	Marzo	16,52	113,09	18.687.498,43	57,36%	10.719.929,72
	Abri	15,31	113,53	17.383.658,43	57,88%	10.061.180,14
	Mayo	16,68	114,92	19.168.074,23	57,80%	11.079.941,77
	Junio	17,81	114,37	20.371.608,53	55,86%	11.379.808,80
	Julio	16,69	114,40	19.095.262,17	57,69%	11.015.558,51
	Agosto	17,90	114,55	20.499.935,09	55,77%	11.432.454,03
	Septiembre	19,08	115,06	21.952.762,96	53,52%	11.749.135,18
	Octubre	18,52	115,49	21.382.670,99	54,14%	11.576.136,34
	Noviembre	18,12	115,97	21.013.882,20	53,62%	11.267.782,81
	Diciembre	18,75	116,30	21.809.282,52	54,21%	11.822.864,93
2035	Enero	18,04	116,78	21.061.944,94	55,49%	11.687.442,30
	Febrero	17,85	117,46	20.964.261,18	55,39%	11.611.539,19
	Marzo	17,01	117,62	20.005.087,52	57,36%	11.475.753,86
	Abri	15,76	118,07	18.609.318,40	57,88%	10.770.558,19
	Mayo	17,17	119,52	20.519.547,01	57,80%	11.861.149,08
	Junio	18,33	118,94	21.807.938,23	55,86%	12.182.158,67
	Julio	17,18	118,98	20.441.601,23	57,69%	11.792.226,39
	Agosto	18,42	119,14	21.945.312,64	55,77%	12.238.515,72
	Septiembre	19,64	119,67	23.500.574,24	53,52%	12.577.524,94
	Octubre	19,06	120,11	22.890.287,11	54,14%	12.392.328,57
	Noviembre	18,65	120,61	22.495.496,34	53,62%	12.062.234,12
	Diciembre	19,30	120,96	23.346.977,50	54,21%	12.656.453,11

Título: ESTUDIO DE ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DEL DECRETO SUPREMO N° 2048 Y SU SOSTENIBILIDAD

Desarrollado por: GESTIÓN Y ASESORAMIENTO TÉCNICO EN ENERGÍAS SOSTENIBLES – GATES

Ejecutado por: GESTIÓN Y ASESORAMIENTO TÉCNICO EN ENERGÍAS SOSTENIBLES – GATES

Programa: Programa de Energías Renovables (PEERR)

Programa No: 18.2024.0-001.00

Gestión: 2020

Ministerio de Hidrocarburos y Energías

Av. Mariscal Santa Cruz, Edif. Palacio de Comunicaciones Piso 12
T +591 (2) 2186700
www.hidrocarburos.gob.bo

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

Edificio Ex BBA, Av. Camacho N° 1413 Esq. calle Loayza
T +591 (2) 2188800

Cooperación Alemana al Desarrollo con Bolivia

Oficina de la Cooperación Alemana al Desarrollo
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Av. Julio C. Patiño N° 1178, entre calles 17 y 18, Calacoto
Casilla 11400
La Paz, Bolivia

Oficina del Programa de Energías Renovables (PEERR)
Av. Sánchez Bustamante N° 504 entre calles 11 y 12 de Calacoto
La Paz, Bolivia
T +591 (2) 2119499
F +591 (2) 2119499, int. 111
E michael.mechlinski@giz.de
www.giz.de

Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ)

BMZ Bonn
Dahlmannstraße 4
53113 Bonn, Germany
T +49 (0) 228 99 535 -0
F +49 (0) 228 99 535-3500
poststelle@bmz.bund.de
www.bmz.de

BMZ Berlin
Stresemannstraße 94
10963 Berlin, Germany
T +49 (0) 30 18 535 -0
F +49 (0) 30 18 535-2501



Implementada por:

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH