



CONSULTA PÚBLICA 001-2023

Comentarios Elektra Noreste S.A. – ENSA

9 de marzo de 2023

Consulta Pública No. 001-23

“Para considerar la Propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2022 al 30 de junio de 2026.”

Presentamos oportunamente comentarios al Anexo A de la Resolución AN No. 18208-Elec de 3 de febrero de 2023 relacionado con la propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP) 2022-2026 para la consideración de su Autoridad.

A continuación, para apoyar a la comprensión del presente documento, se comparte la estructura utilizada para presentar de manera fundamentada nuestros comentarios:

Contenido

I.	GENERALES	4
A.	Ecuaciones de Eficiencia	4
1.	Áreas Representativas.....	4
2.	Empresas Comparadoras	5
3.	Variables Explicativas	5
4.	Otros varios	6
5.	Ecuación AD, AC, OYM, COM y ADM	9
6.	Empresas Comparadoras para Pérdidas	9
7.	Ecuación de Pérdidas Eficientes	9
B.	Costos Operativos Reales	10
C.	Inclusión de Compensaciones IMP 2018-2022.....	10
1.	Tasas de descuento a junio 2022	11
D.	Ajuste por retraso IMP 2022-2026	11
II.	ANÁLISIS DETALLADO DE ENSA	13
A.	Proyecciones Clientes, Energía y Demanda	13
1.	Estimación inconsistente de energía facturada	13
2.	Sobreestimación de “energía EDEMET”	14
3.	Energía ingresada al sistema	15
4.	Demanda Máxima	15

5.	Cálculo de Costo de la Energía (Monómico)	16
6.	Impulsores de activos y costos	18
B.	Reconocimiento de Inversiones 2018-2022	19
1.	Procesamiento de inversiones ETAPA 1	19
a)	Hoja “Formulación”	19
b)	Valor de Fecha (formato)	20
c)	Valor de Fecha (dato)	21
2.	Procesamiento de inversiones ETAPA 2	22
a)	Concepto “asimetría de información”	22
b)	Inversiones realizadas con procesos de libre competencia	22
c)	Tratamiento de proyectos de terceros	23
3.	Inversiones 2018-2022 reconocidas	23
4.	Inversiones IMP 2018-2022 no ejecutadas	24
C.	Bases de Capital 2018- 1er. sem. 2022	25
1.	Determinación de Bases de Capital 2018 – 1er. sem. 2022	25
a)	Hojas AA-01-yyyy	25
b)	Hojas AA-01-Resumen	26
2.	Bases de Capital 2018 – 1er. sem. 2022	28
3.	Depreciación Media por Grupo de Activos	29
D.	Inversiones 2022-2026	31
1.	Inversiones eficientes (resultado de ecuaciones)	31
2.	Inversiones no contempladas en ecuaciones de eficiencia	33
3.	Inversiones Totales IMP 2022-2026	34
E.	Base de Capital Proyectada 2022-1er. sem 2026	34
1.	Ajuste por Actividades No Reguladas	34
2.	Base de Capital 2022-2026 proyectada	35
F.	Costos Eficientes	36
1.	Determinación de costos de OYM, COM y ADM	36
2.	Determinación de OYM de Alumbrado Público	36
G.	Pérdidas de Distribución	37

H.	Compensaciones Adicionales por Afectaciones Percibidas	38
1.	Afectación por Fuerza Mayor - COVID 2020-2022	38
2.	Afectación por Error Grave – IPPD 2018-2022	39
3.	Afectación por Retraso – IMP 2018-2022	39
I.	CONSOLIDADO IMP	40
1.	Redistribución valores adicionales VAD / IPPD	40
2.	IMP 2022-2026 Final	40
III.	ANEXOS	42
Anexo A.	Memoria de cálculo de Monómico 2022-2026	42
Anexo B.	Memoria de Cálculo Consolidado Análisis de Eficiencia a las Inversiones	42
Anexo C.	Memoria de Cálculo para la Base de Capital	42
Anexo D.	Informe Detallado Por Afectaciones	42
1.	Normativa Y Antecedentes	42
a)	Normativas	42
b)	Antecedentes	44
2.	Impacto en la Recuperación del IMP (Sin Pérdidas de Distribución)	45
a)	EVOLUCIÓN DE MERCADO	45
b)	Evolución De Ingresos. Diferencias	50
c)	Valorización Económica De Afectaciones Sobre El IMP	53
3.	Impacto Sobre Pérdidas No Técnicas Durante la Pandemia	57
a)	Análisis	57
b)	Valorización Económica de Afectaciones	58
4.	Efecto De Aplicación Tardía Del Nuevo Cuadro Tarifario	61
5.	Efecto por Error Grave en el Cálculo de las Pérdidas - IMP 2018-2022	64
6.	Conclusiones	67
Anexo E.	Memoria de Cálculo Modelo ENSA	68

I. GENERALES

A. Ecuaciones de Eficiencia

Consecuentemente con los comentarios aportados por ENSA a través de nota VPER-257-22 de 23 de diciembre de 2022, como parte de la Consulta Pública 010-22-Elec referente a la “Determinación de Áreas Representativas, Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia”, las ecuaciones de eficiencia descritas en la página 8 del Anexo A tienen pendiente de consideración las observaciones realizadas:

1. Áreas Representativas

El anexo A de la Consulta Pública 010-22 explícitamente menciona la pertinencia de abordar como áreas representativas una aproximación que permitiera diferenciar los componentes urbano y rural. No obstante, ante la imposibilidad de contar con información referente comparable a dicho nivel de detalle, descarta dicha aproximación y no se hace ningún esfuerzo en la consideración técnica de dicha diferencia, la cual, evidentemente, hace diferencia en relación a los costos OYM, COM y ADM en que se requiere incurrir cuando se trata de ubicaciones de características rurales, siendo incluso situaciones más extremas al abordar ubicaciones “rural disperso” y “rural muy disperso” como parte de los esfuerzos de electrificación rural que desarrollan las empresas distribuidoras y la política nacional en general a través de la Oficina de Electrificación Rural (OER).

Es por este motivo que nos permitimos reiterar nuestra recomendación hecha en nota VPER 257-22 de 23 de diciembre de 2022, dada la no comparabilidad con empresas de Estados Unidos de situaciones rurales como las presentadas en Panamá, se incorpore en la variable clientes, ya fuese en todas las ecuaciones o al menos en las referentes a costos operativos OYM, COM y ADM, un recargo que obre como compensación de condiciones excepcionales de operación del tipo:

Tipo de Cliente	Recargo Ecuaciones OYM, COM, ADM
Urbano	+0%
Semi-Urbano	+0%
Rural	+50%
Rural Disperso	+100%
Rural Muy Disperso	+200%

La propuesta anterior cobra aún más sentido cuando en la práctica, no se ha dado la implementación regulatoria, presupuestal y operativa de lo estipulado en Ley 6 de 1997 luego de la modificación realizada por la Ley 58 de 2012, en virtud de lo cual se emitió la Resolución AN No.4839-Elec de 26 de octubre de 2011, a través de lo cual se realice la compensación de

costos operativos por parte de la OER, situación que antes su inoperancia, se ha convertido en desmotivador económico contrario a la política nacional de lograr de una mayor cobertura de electrificación rural.

Por lo tanto, **SOLICITAMOS se reconsidere la inclusión de un ajuste de comparabilidad de clientes rurales**. Hacemos la salvedad que consciente de la pertinencia de nuestra solicitud, pero su carácter innovador en comparación con procesos IMP previos, continuamos a disposición de la ASEP para poder ampliarle la motivación y conveniencia de una medida de este tipo, y **de momento no se ha incorporado su efecto en el modelo IMP ajustado ENSA a la espera de su consideración y aprobación**.

2. Empresas Comparadoras

Tal como sustentáramos debidamente, las ecuaciones vigentes propuestas incorporan errores en el procesamiento de la información de la Base de Datos FERC, al tiempo de considerar años de información que se consideran inconvenientes por lejano (2017) o por particular (2020 – Pandemia COVID).

Consecuentemente, **SOLICITAMOS se incorporen los ajustes / correcciones en el procesamiento de información de la FERC haciendo uso de 2018-2019 como años referentes**.

3. Variables Explicativas

Aun cuando la Resolución AN No.18256-Elec de 28 de febrero de 2023 reitera la eliminación del detalle de variables a usar en las ecuaciones del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC), razón por la cual es potestad de su Autoridad la modificación de éstas. No obstante, tal y como hemos sustentado en nuestra nota VPER-257-22, objetamos el uso de variables y ecuaciones diferentes a las históricamente utilizadas en el cálculo del IMP a saber:

- Variable “Longitud de Red”: La fuente de información no corresponde a la FERC, lo que reduce su confiabilidad. Adicionalmente, se hace uso de estimados a partir de información incompleta o de periodo de tiempo diferente al referente, por lo que no reúne las condiciones mínimas para que sea un referente válido en el análisis comparativo que requiere la definición del IMP.
- Variable “Momento Eléctrico”: Como definición, no corresponde a ninguna variable o concepto técnico de potencia por metro lineal, por lo que correspondería entonces a una variable compuesta por combinación de variables independientes (Demanda Máxima y Longitud de Red). No obstante, habiendo objetado la variable “Longitud de Red”, dicha combinación además no aplicaría. Adicionalmente, y aún por el análisis académico y estadístico de la misma, es evidente que dicha variable compuesta presenta una mayor dispersión (y por tanto menor aproximación estadística) para representar el comportamiento de las ecuaciones objetivo.

- Ecuaciones compuesta ADM: La utilización de variables endógenas (resultado de ecuaciones que sí usaron variables exógenas) introduce el riesgo de sesgo en los coeficientes estimados y pudiendo no ser realmente representativos del proceso de comparación.

A partir de lo anterior, el no uso de “Longitud de Red” y “Momento Eléctrico” como variables, y el no uso de resultados como variables, ante su comprobada representatividad estadística, **SOLICITAMOS mantener la estructura de las ecuaciones eficientes en términos de variables explicativas iguales a las utilizadas en el IMP 2018-2022.**

4. Otros varios

En adición a los elementos anteriores, e igualmente incluidos en nuestra nota VPER-257-22, se aportaron comentarios a fin de que sean ajustados los referentes usados como parte de la homologación de costos:

- Determinación del costo laboral relativo (CLR) = 39.34%
- Actualización del valor PPP = 46.7%
- Factor de Ajuste FA (actualización junio 2020 a junio 2022). Ver detalle a continuación.
- Uso de información PPI correcta (debajo la serie)

En cuanto al Factor de Ajuste (FA), ASEP ajusta los activos y costos eficientes en balboas a junio 2020 por factores de ajuste específicos (FA) para llevarlos a junio 2022 empleando la siguiente fórmula:

$$FA_i = \%CL_i \times \frac{IPC_{PAjun22}}{IPC_{PAjun20}} + (1 - \%CL_i)$$

Siendo:

$\%CL_i$: el porcentaje de costos locales en el total del costo o activo

i: activos de distribución, activos de comercialización, costos de O&M distribución, costos comercialización y costos administración.

$IPC_{PAjun22}$: IPC Nacional Urbano de Panamá a junio 22

$IPC_{PAjun20}$: IPC Nacional Urbano de Panamá a junio 20

Esta formulación supone que los costos importados o no locales no han sufrido incremento entre junio 2020 y junio 2022. Este supuesto es erróneo toda vez que la inflación de EEUU (país al que pertenecen las empresas comparadoras) ha sido significativamente en dicho período como muestra la siguiente tabla:

Índices de precios EEUU

	CPI	PPI
jun-22	296.3	237.7
jun-20	257.8	209.2
variación	14.9%	13.6%

Según esta evidencia, la fórmula para el factor de ajuste (FA) debería ser:

$$FA_i = \%CL_i \times \frac{IPC_{PAjun22}}{IPC_{PAjun20}} + (1 - \%CL_i) \times \frac{CPI_{USjun22}}{CPI_{USjun20}}$$

Siendo:

$CPI_{USjun22}$: CPI (all urban consumers) EEUU a junio 22

$CPI_{USjun20}$: CPI (all urban consumers) EEUU a junio 20

Con lo que los FA que se obtienen son:

Costo	% Total costos locales	IPC PA 22/20	IPC US 22/20	FA
AD	52.66%	1.0688	1.1494	1.1070
AC	19.33%	1.0688	1.1494	1.1338
OMD	49.00%	1.0688	1.1494	1.1099
COM	37.01%	1.0688	1.1494	1.1196
ADM	63.58%	1.0688	1.1494	1.0982

Sin embargo, insistimos en el planteamiento realizado en ocasión de la Consulta Pública No. 10-22-Elec en relación a la homologación de costos que reproducimos a continuación.

Consideramos que la homologación de costos presentada utilizando como referencia junio 2020 no es aceptable y considerando las condiciones ya en una etapa de recuperación de la economía, posterior a la pandemia debe ser a junio 2022.

Presentamos formalmente la implementación de cambios en el informe final.

Dado que las series de IPC de Panamá y de PPI y CPI de EEUU están disponibles a junio 2022 no existe inconveniente alguno en realizar la indexación a esta fecha. El procedimiento de indexación debería ser el mismo al empleado por ASEP sólo con la diferencia que la fecha base es junio 2022.

Relacionado con este punto, entendemos que el procedimiento aplicado por ASEP en la RT anterior fue discrecional e injustificado. En aquella ocasión se indexaron los valores a junio 2017 y luego se indexó a junio 2018 según el IPC de Panamá sólo el componente no transable, tal como muestra la siguiente imagen extraída de la “Metodología de Cálculo de IMP para las empresas de distribución Julio 2018-Junio 2022”:

De esta forma, los factores de ajuste a aplicar a cada uno de los tipos de costos son:

$$FA_i = PNT_i * \frac{IPC_N}{IPC_0} + (1 - PNT_i)$$

Donde:

IPC_0 es el Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano (Total) publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censo (INE) del mes de junio de 2017 (2003=100), igual a 103.7.

IPC_n es el Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano (Total) publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censo (INE) del mes n (2003=100).

FA_i es el Factor de Ajuste del costo i, donde i = AC, AD, OM, COM ADM.

PNT_i es el peso de los costos no transables en el costo total i, donde i = AC, AD, OM, COM ADM, y siendo:

$PNT_{AD} = 63.01\%$
 $PNT_{AC} = 43.39\%$
 $PNT_{OM} = 53.02\%$
 $PNT_{COM} = 39.23\%$
 $PNT_{ADM} = 68.28\%$

Consideramos que debe considerarse el impacto de la inflación en la totalidad de los costos y activos, especialmente en un contexto como el actual.

A tal fin consideramos que el procedimiento más adecuado es ajustar todos los costos y activos fijando como fecha base junio 2022, empleando el IPC de Panamá, CPI y PPI de EEUU de acuerdo al procedimiento propuesto actualmente por ASEP.

La serie de PPI (serie PCU22112222112243, Electric Power Distribution, Industrial Electric Power) correcta es:

Datos correctos	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
2016	171.0	170.2	170.4	168.6	171.8	183.2	188.3	189.2	189.9	179.2	176.2	176.5
2017	193.8	194.7	195.9	196.0	198.2	209.8	211.8	209.9	208.1	199.6	197.9	198.4
2018	203.5	205.0	201.4	198.6	201.6	213.3	216.3	216.2	213.5	206.1	200.7	201.4
2019	204.7	203.9	201.9	199.5	201.5	209.5	211.7	214.9	212.6	193.4	192.4	194.3
2020	194.6	195.8	194.9	194.7	194.6	209.2	211.9	211.9	214.1	197.6	194.9	194.6
2021	196.1	196.6	211.6	198.1	199.9	217.1	221.232	222.615	219.977	213.345	211.864	210.082
2022	220.008	224.998	221.402	219.764	223.788	237.718	248.316	251.478	254.228	241.116	230.184	

Por tanto, **SOLICITAMOS** corregir los procedimientos para determinación de éstos.

5. Ecuación AD, AC, OYM, COM y ADM

A partir de la incorporación de los comentarios anteriores, las ecuaciones eficientes a ser aplicadas como parte del IMP 2022-2026, **SOLICITAMOS** se tomen como oficiales las ecuaciones a saber:

ACTIVOS DE DISTRIBUCIÓN – AD:

$$AD_i = \exp\left(9.077776 + 1.005385 \times \ln[Demanda_i] - 0.884844 \ln\left[\frac{Demanda_i}{Clientes_i}\right]\right)$$

ACTIVOS DE COMERCIALIZACIÓN – AC:

$$AC_i = \exp(6.125063 + 0.947739 \times \ln[Clientes_i])$$

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE DISTRIBUCIÓN – OYM:

$$OYM_i = \exp\left(6.149030 + 0.940681 \times \ln[Demanda_i] - 0.816797 \ln\left[\frac{Demanda_i}{Clientes_i}\right]\right)$$

COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN – COM:

$$COM_i = \exp(4.291500 + 1.018817 \times \ln[Clientes_i])$$

GASTOS DE ADMINISTRACIÓN – ADM:

$$ADM_i = \exp(5.233371 + 0.919995 \times \ln[Clientes_i])$$

6. Empresas Comparadoras para Pérdidas

Paralelamente, y como fuese sustentado en nuestra mencionada nota VPER-257-22 y reiterados recientemente en nuestra nota VPER-046-23 de 2 de marzo de 2023, dentro del listado de empresas comparadoras específicamente para el rubro pérdidas, se están incluyendo 12 empresas que no cumplen los criterios preestablecidos.

Por lo tanto, **SOLICITAMOS** sean excluidas dichas empresas en la determinación de la ecuación de pérdidas eficientes.

7. Ecuación de Pérdidas Eficientes

A partir de la incorporación del comentario anterior, la ecuación de pérdidas eficientes a ser aplicadas como parte del IMP 2022-2026, **SOLICITAMOS** se tome como oficial la ecuación a saber:

$$EP_i = \exp(-2.441999 + 0.989750 \times \ln[Energía Inyectada_i])$$

B. Costos Operativos Reales

ASEP en tabla 65 presenta los costos eficientes de OM, COM y ADM en Balboas. Esa tabla surge de aplicar el Factor de Ajuste (FA) a los siguientes valores (consignados en la hoja “Costos y Pérdidas Eficientes” del archivo aportado en la consulta denominado “ensa_modelo_2022-2026.xlsm”):

Costos resultantes de las ecuaciones de eficiencia dados en Balboas a junio 2020						
COSTO	2021	2022	2023	2024	2025	2026
AD		951 130 489	985 654 603	1 015 384 382	1 046 137 129	1 077 870 801
AC		97 342 203	101 570 605	104 885 112	108 307 859	111 842 372
OMD		28 659 683	29 122 761	29 675 575	30 247 609	30 834 038
COM		21 265 653	22 254 249	23 031 160	23 835 213	24 667 353
ADM		17 140 812	17 623 266	18 036 290	18 460 752	18 895 890
		1 048 472 692	1 087 225 207	1 120 269 495	1 154 444 987	1 189 713 173

Ahora bien, los valores de las filas OMD, COM y ADM no es posible identificar cómo fueron obtenidos debido a que no contienen fórmulas. Ante esta situación, ENSA solicitó la memoria de cálculo de estos valores en comunicación VPER-031-23 de 03 de febrero de 2023. Debido a que no fue recibido este detalle y ante la imposibilidad de reproducir dichos valores, consideramos que es probable que ASEP haya aplicado reducciones adicionales a los costos eficientes que surgen de las ecuaciones, resultado de comparar estos costos con los costos reales de ENSA.

Por otro lado, y consecuente con la Resolución AN No.18256-Elec del 28 de febrero de 2023, las ecuaciones eficientes de costos operativos reales determinan el reconocimiento OYM, COM y ADM, sin que pese sobre dichos reconocimientos una comparación adicional con la propia empresa. Por tanto, **SOLICITAMOS descartar los factores de reducción adicional del reconocimiento eficiente de OYM, COM y ADM en cumplimiento del RDC vigente.**

C. Inclusión de Compensaciones IMP 2018-2022

Tal y como hiciésemos mención en nuestra nota VPER-031-23 de 9 de febrero de 2023, el modelo propuesto de IMP 2022-2026 no incorpora la compensación de tres (3) eventos puestos en conocimiento de su Autoridad, cada uno de naturaleza diferente, que no permitieron la debida recuperación del IMP 2018-2022 a través de la tarifa regulada definida para dicho periodo. Los eventos corresponden a:

- **Afectación por Fuerza Mayor – Pandemia COVID:** Evento de fuerza mayor que afectó el consumo y demanda de potencia, haciendo imposible que la tarifa vigente aportase el IMP preestablecido para 2018-2022, al tiempo de generar una crisis económico-social que incrementó el nivel de pérdidas no técnicas “no gestionables” para el distribuidor. Dicho evento fue notificado desde octubre de 2020 y, con cada corte semestral hasta la terminación del periodo IMP, a lo cual su Autoridad, a través de nota DSAN-2091-20

de 11 de noviembre de 2020 y otras, precisó que dicha afectación sería considerada como parte de la revisión integral del IMP 2022-2026.

- Afectación por Error Grave – IPPD 2018-2022: Evento de error grave involuntario por parte de su Autoridad en la aplicación de la formulación matemática del reconocimiento IPPD como parte del IMP 2018-2022, y notificado a través de VPER-129-22 de 08 de septiembre de 2022, que produjo que el reconocimiento de pérdidas eficientes fuese realmente de 8.54%, en lugar del debidamente sustentado y declarado en la Resolución AN No.13003-Elec de 9.43%.
- Afectación por Retraso – IMP 2018-2022: Evento de conocimiento de su Autoridad, por la entrada tardía de la tarifa (6 meses) de la tarifa VAD 2018-2022, el cual fuese incluso mencionado en el considerando 12.6 de la Resolución AN No.17742-Elec de 30 de junio de 2022, a ser incluido como parte de la revisión integral del IMP 2022-2026.

12.6. Sobre el impacto económico que señalan que han tenido por el desfase de las tarifas vigentes en el periodo de julio a diciembre de 2018, esta Autoridad ha recibido los documentos presentados por las empresas y los evaluará dentro del proceso de revisión de tarifas que está en trámite. Debemos recordar que la Reglamentación vigente establece que al final de cada periodo tarifario, esta Autoridad revisará el Ingreso Máximo Permitido aprobado respecto a los ingresos reales percibidos por las empresas distribuidoras.

La cuantificación detallada de estas afectaciones se incluye en el aparte **II.H Compensaciones**, en la **página 38** de este mismo documento, las cuales **SOLICITAMOS** sean incorporadas estas compensaciones como parte del IMP 2022-2026.

1. Tasas de descuento a junio 2022

Consistentes con la metodología utilizada como parte del IMP 2018-2022, Resolución AN 13003-Elec de 12 de diciembre de 2018, y tratándose de compensaciones correspondientes a dicho IMP anteriormente enunciadas, para la determinación de los factores de descuento se usa la misma tasa 8.94%/año, y se determinan los factores de conversión de cuantías equivalentes a junio 2022 a fin de que sean aritméticamente incorporables en el IMP 2022-2026. Por tanto, **SOLICITAMOS** que sean considerados los siguientes factores en el proceso de conversión de valores del IMP 2018-2022 para ser debidamente incorporados en el IMP 2022-2026 (jun.2022):

Tasa:	8.94%	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Factores a dic.2023		1.40848	1.29289	1.18679	1.08940
Factores a jun.2022		1.35068	1.23984	1.13810	1.04470

D. Ajuste por retraso IMP 2022-2026

En el Anexo A, en la página 13, su Autoridad hace referencia a lo siguiente:

“Debido a la fecha en que se aprobará el IMP y que la aplicación de las nuevas tarifas será a partir de julio de 2023, las empresas, para cumplir con el período de vigencia de las fórmulas tarifarias de cuatro años que mandata la Ley, deberán calcular los ingresos con las tarifas aplicadas de julio de 2022 a junio de 2023, para lo cual deben tomar en cuenta la diferencia en los ingresos que se produzcan, e incorporar esa diferencia dentro de los cargos para el periodo de julio de 2023 a junio de 2026”

Entendemos que dicha aproximación, da respuesta y cumplimiento a lo declarado por su autoridad en la Resolución AN No.17742-Elec que responde al recurso presentado por Naturgy, en uno de sus considerandos ...

12.5. Ahora bien, con respecto a dicha solicitud, tenemos a bien indicarles que dentro del proceso de revisión tarifaria que se está llevando a cabo, esta Autoridad Reguladora determinará el mecanismo para tomar en cuenta el atraso que se genere en la aplicación del nuevo Pliego Tarifario.

No obstante, una aproximación de ajuste tarifario con base en “ingresos no percibidos” en el mismo periodo IMP, implica obligatoriamente el uso de información estimada (meses no cerrados al momento de elaborar la propuesta) y la distribución vía replicación metodológica del pliego tarifario, pero para un periodo de tres años (bajo la presunción de inicio de tarifa en julio 2023).

Dado que dicho modelo sería técnicamente complejo y con riesgo de desfase (a favor o en contra de la tarifa final al usuario) al calcularse con base a estimaciones, **SOLICITAMOS se le dé el mismo tratamiento (y por tanto metodología) que se aplicará para el retraso del IMP 2018-2022**, formalizando además una única metodología claramente definida en caso de que se presente un eventual atraso nuevamente en el futuro.

II. ANÁLISIS DETALLADO DE ENSA

A. Proyecciones Clientes, Energía y Demanda

1. Estimación inconsistente de energía facturada

ASEP, en página 39 del Anexo A, hace referencia a que hizo uso de las ventas facturadas de energía estimadas y aportadas por ENSA (nota VPER-128-22 de 23 de junio de 2022).

II.1.1 Proyección De Demanda, Energía y Cantidad De Clientes

Para el cálculo del IMP de ENSA se consideraron las proyecciones de ventas facturadas de energía eléctrica presentadas por la empresa para el periodo 2022-2026, así como las proyecciones de número de clientes.

La energía inyectada a la red se estimó considerando las pérdidas eficientes proyectadas presentadas en la Tabla 64 Pérdidas eficientes – ENSA.

No obstante, las cifras usadas en el modelo matemático no corresponden a los valores presentados por ENSA. Es decir, se da una inconsistencia entre lo expresado y lo realmente utilizado en el Informe en consulta.

Presumiendo que lo redactado fuese un error involuntario, y considerando lo detallado en el Anexo II donde se hace referencia al uso de estimaciones econométricas con datos del período 2005-2021 empleando como variables explicativas el PIB de Panamá, se intentó reproducir (sin éxito) los parámetros obtenidos por ASEP a partir de los datos allí expresados. A tal fin se empleó la información publicada en tablas 97 y 99 del documento sometido a Consulta Pública. La estimación econométrica obtenida es la siguiente:

. reg leng lpbi l.leng						
Source	SS	df	MS	Number of obs	=	16
Model	.434332618	2	.217166309	F(2, 13)	=	252.90
Residual	.011163255	13	.000858712	Prob > F	=	0.0000
Total	.445495872	15	.029699725	R-squared	=	0.9749
				Adj R-squared	=	0.9711
				Root MSE	=	.0293
leng	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
lpbi	.4051964	.0756753	5.35	0.000	.2417098	.568683
leng l1.	.3926662	.1156617	3.39	0.005	.1427942	.6425382
_cons	4.767846	1.028424	4.64	0.000	2.546071	6.98962

La siguiente tabla compara estos resultados:

Estimación econométrica energía. Resultados ASEP y ENSA

Variable	Propuesta ASEP	Estimación ENSA
C	3.535053	4.767846
LOG(PIB)	0.484494	0.4051964
LOG(EN_ENSA(-1))	0.412982	0.3925552

A partir de estos parámetros y de las proyecciones del PIB publicado por ASEP en tabla 99 se tienen las siguientes proyecciones de energía facturada:

Energía Facturada Total según ASEP y ENSA

Concepto	BASE	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
Proyección ASEP Energía Total Facturada	4 117 209	4 259 958	4 412 266	4 572 417	4 739 830
Proyección ENSA Energía Total Facturada	4 110 946	4 239 126	4 373 376	4 512 808	4 657 155
Diferencia %	-0.15%	-0.49%	-0.88%	-1.30%	-1.74%

Debemos hacer mención además que en la página 39 del Anexo A se menciona a “EDEMET”, cuando el análisis que se realiza corresponde a ENSA, por lo que es relevante validar si la información utilizada es coherente con lo indicado y viceversa.

Con base en lo anterior, **SOLICITAMOS** se revise la consistencia matemática del modelo econométrico y se ajuste la proyección de energía facturada a los valores resultantes. Además, se debe modificar la redacción en el informe definitivo para que haya consistencia tanto en la redacción del informe, como en los archivos anexo de apoyo.

2. Sobreestimación de “energía EDEMET”

En atención a la estimación de energía total, previamente abordada, se aplicó un criterio de proporcionalidad entre “energía facturada”, “energía EDEMET” y “energía alumbrado público”, variables de energía que presentan comportamientos y sustentos muy diferentes entre ellas.

Debido a dicha “distribución” presente en el año base para la “Energía EDEMET” de 7.40% de la energía total, la estimación ASEP, manteniendo dicha proporción, genera:

Concepto	BASE	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
Energía Facturada Total (MWh)	4 117 209	4 259 958	4 412 266	4 572 417	4 739 830
Energía EDEMET (MWh)	304 808	315 376	326 652	338 509	350 903
% EDEMET	7.40%	7.40%	7.40%	7.40%	7.40%

No obstante, la proporción histórica con valores reales, tomando como referente el rango 2018-2022, presenta variaciones relevantes a saber:

Concepto	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio
Energía Facturada Total (MWh)	3 893 096	4 090 243	3 754 055	4 048 538	4 173 912	
Energía EDEMET (MWh)	241 576	329 545	280 601	295 211	284 539	
% EDEMET	6.21%	8.06%	7.47%	7.29%	6.82%	
						7.17%

Por tanto, una proporción de 7.40% pudiese generar una sobre estimación y recomendamos aplicar una proporción promedio de 7.17%. Con base en lo anterior, y consecuente con la “Energía Facturada” previamente modificada, **SOLICITAMOS se ajuste la “Energía EDEMET” y consecuentemente la “Energía Facturada Total” a fin de mantener la mencionada proporción:**

Concepto	BASE	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
Energía Facturada Total (MWh)	4 110 946	4 239 126	4 373 376	4 512 808	4 657 155
% EDEMET	7.40%	7.17%	7.17%	7.17%	7.17%
Energía EDEMET (MWh)	304 808	303 945	313 571	323 568	333 981

3. Energía ingresada al sistema

A partir de la actualización de los valores de Energía EDEMET y la Energía Facturada Total, y aplicando los índices de pérdidas eficientes respectivamente para Energía EDEMET (1.5%) y Energía Facturada con AP (incorporando observaciones de ítem G. Pérdidas de Distribución relativo a índice de pérdida reconocido para cada año regulatorio), se obtienen los valores de energía inyectada a saber:

Concepto	BASE	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
Energía ingresada EDEMET (MWh)	308 843	308 574	318 346	328 495	339 003
Pérdidas Eficientes Reconocidas (Ver Pérdidas de Distribución, pag. 37)	10.26%	10.26%	9.89%	9.54%	9.19%
Energía ingresada Facturada y AP	4 241 667	4 384 787	4 505 858	4 631 298	4 760 783
Energía ingresada Total	4 550 510	4 693 361	4 824 204	4 959 794	5 099 786

4. Demanda Máxima

A partir de la modificación de energía inyectada y aplicando los factores de carga vigentes de la ASEP provenientes del Informe Indicativo de Demanda 2022-2042, se obtienen los valores de demanda máxima de cada año regulatorio:

Concepto	BASE	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
Factor de Carga	0.584479	0.588571	0.589193	0.589677	0.590161

Concepto	BASE	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
Demanda Máxima (MW)	888.77	910.29	934.68	960.16	986.45

5. Cálculo de Costo de la Energía (Monómico)

ENSA, a través de nota VPER-031-23 de 9 de febrero de 2023, notificó a la ASEP la ausencia de memoria de cálculo soporte del monómico de generación jun-2022 a dic-2026 detallado en la Tabla 47 del Anexo A, a partir del cual se estableció el Monómico Promedio Ponderado [por año regulatorio] a ser considerado.

No obstante, al no haber recibido la memoria de cálculo, ENSA logró replicar el modelo a partir de la Tabla 47 aportada por la ASEP en el Informe, encontrando que el mismo presenta varias inconsistencias:

- Por consistencia de información, todos los insumos deben apegarse al Informe Indicativo de Demanda 2022-2042 vigente al cierre de diciembre de 2022: energía y demanda prevista.
- Por la fecha de análisis, es pertinente la consideración de los valores del segundo semestre 2022 reales, para que sean incorporados y reducir los riesgos de estimación.
- La modelación de contratos no está considerando los resultantes de la licitación ETESA LPI-01-2022 y el cambio de fecha del contrato ENSA-SINOLAM, información de mercado ya conocida y que afecta el cálculo.
- No identificamos motivo por el cual se deba estimar costos de Autoabastecimiento cuando no se proyectan faltantes de generación.

Consecuentemente, los ajustes anteriores generan variación en las cantidades de energía y potencia asignadas al mercado SPOT y Reserva de Potencia, tratándose como la diferencia de la energía y potencia previstas vs. la energía y potencia contratadas.

Adicionalmente, la estimación del mercado SPOT plantea un precio fijo de \$70/MWh a partir del 2do. semestre de 2023, siendo semestre de invierno. No obstante, es claro que el comportamiento cíclico del mercado SPOT evidencia la inviabilidad de que el precio en semestre de estación seca sea igual al precio en estación húmeda, motivo por el cual recomendamos que, para los semestres de estación seca, se mantenga el precio estimado de \$100/MWh asignado al 1er. semestre de 2023 y que en la práctica se está confirmando con el desempeño actual del mercado SPOT.

Finalmente, el modelo de monómico de la ASEP no está considerando los costos de pérdida de transmisión, concepto que hace parte del costo de abastecimiento total [monómico] en que incurren las empresas distribuidoras. Por tanto, el modelo debe incorporar dicho componente de costo, el cual también tiene un comportamiento cíclico anual estación húmeda-seca, para lo cual ENSA sugiere utilizar como referente el índice de pérdidas de transmisión [%] promedio

2021-2022 para cada uno de los semestres a saber: verano 4.35% e invierno 5.89% como base en la determinación del monómico de pérdidas de transmisión a ser adicionado al monómico total.

		I Sem 21	II Sem 21
Energía Transmitida	MWh	1,773,127	1,834,654
Pérdidas de Transmisión (Energía)	MWh	77,570	104,861
Pérdidas de Transmisión (%)	MWh	4.4%	5.7%
		I Sem 22	II Sem 22
Energía Transmitida	MWh	1,822,511	1,843,884
Pérdidas de Transmisión (Energía)	MWh	78,772	111,765
Pérdidas de Transmisión (%)	MWh	4.3%	6.1%
Promedio	MWh	4.35%	5.89%

Como resultado de las correcciones y ajustes descritos, **SOLICITAMOS** se sustituya la tabla 47, para lo cual se incluye el Anexo Memoria de cálculo de Monómico 2022-2026 con la respectiva la memoria de cálculo, por:

Conceptos	Unidad	II Sem 22	I Sem 23	II Sem 23	I Sem 24	II Sem 24	I Sem 25	II Sem 25	I Sem 26
Demanda Máxima (Inf. Ind. Demanda)	MW	691.79	678.58	648.34	698.39	652.67	718.12	671.67	737.71
Energía Compras (Inf. Ind. Demanda)	MWh	1,732,119	1,776,863	1,721,823	1,821,463	1,783,147	1,874,478	1,835,047	1,927,192
Precios Promedio									
Potencia Contratada	MW	690.94	615.01	593.69	626.84	702.17	689.67	678.35	592.07
Costo de la Potencia Contratada	\$000	62,560	57,353	57,022	72,531	86,658	90,837	90,347	86,177
Precio Promedio Potencia	\$/KW/Mes	15.09	15.54	16.01	19.28	20.57	21.95	22.20	24.26
Energía Contratada	MWh	1,525,396	956,889	1,007,785	1,199,019	1,463,648	1,754,218	1,715,265	1,575,904
Costo Energía Contratada	\$000	118,792	75,728	74,013	81,879	98,716	117,017	112,787	103,837
Precio Promedio Energía	\$/MWh	77.88	79.14	73.44	68.29	67.45	66.71	65.75	65.89
Mercado Ocasional									
Costo Marginal Proyectado	\$/MWh	72.70	100.00	70.00	100.00	70.00	100.00	70.00	100.00
Costo Mercado Ocasional	\$000	15,028	81,997	49,983	62,244	22,365	12,026	8,385	35,129
Energía en el Mercado Ocasional	MWh	206,723	819,974	714,037	622,444	319,499	120,260	119,782	351,288
Porcentaje sin Contratar	%	11.9%	46.1%	41.5%	34.2%	17.9%	6.4%	6.5%	18.2%
Reserva									
Precio Reserva LP	\$/KW-Mes	8.96	8.96	8.96	8.96	8.96	8.96	8.96	8.96
Costo de Reserva LP	\$000	46	3,417	4,583	3,846	0	1,530	0	7,830
Potencia en Reserva	MW	0.85	63.57	85.24	71.54	0.00	28.45	0.00	145.65
Porcentaje sin Contratar	%	0.1%	9.4%	13.1%	10.2%	0.0%	4.0%	0.0%	19.7%
Costo de Compras	\$000	196,426	218,497	185,600	220,501	207,739	221,409	211,518	232,973
Monómico de Compras	\$/MWh	113.40	122.97	107.79	121.06	116.50	118.12	115.27	120.89
Servicios Auxiliares									
Costo Servicios Auxiliares	\$000	2,134	4,122	3,546	3,616	3,589	3,653	3,625	3,690

Conceptos	Unidad	II Sem 22	I Sem 23	II Sem 23	I Sem 24	II Sem 24	I Sem 25	II Sem 25	I Sem 26
Autoabastecimiento									
Costo de Autoabastecimiento	\$000	0	0	0	0	0	0	0	0
Monómico de Total Generación	\$/MWh	114.63	125.29	109.85	123.04	118.51	120.07	117.24	122.80
Monómico de Transmisión									
Costo Transmisión	\$000	17,405	15,121	14,618	14,590	14,051	14,040	13,928	13,914
Costo Pérd. De Transmisión	\$000	9,458	6,393	7,912	5,655	7,525	5,684	7,550	5,773
Monómico de Transmisión	\$/MWh	10.05	8.51	8.49	8.01	7.88	7.49	7.59	7.22
Monómico de Pérd. De Transmisión	\$/MWh	5.46	3.60	4.60	3.10	4.22	3.03	4.11	3.00
Monómico Total (G+T+PT)	\$/MWh	130.14	137.40	122.94	134.16	130.61	130.59	128.95	133.02

Consecuentemente, **SOLICITAMOS** se utilice el monómico promedio ponderado de cada año regulatorio consistente con las correcciones / ajustes anteriores.

		Jul22-Jun23	Jul23-Jun24	Jul24-Jun25	Jul25-Jun26
Monómico Promedio	\$/MWh	133.77	128.55	130.60	130.98

Destacamos además que el Anexo I, en página 76 del Anexo A bajo la denominación “Costo de la Energía en Mercado Mayorista (CMM)”, presenta valores diferentes al resultado ASEP de la Tabla 48, que debe actualizarse igualmente al valor anterior. Fueron dichos valores (Anexo I), y no los sustentados por ASEP, los que finalmente fueron erróneamente utilizados en la modelación del IMP.

6. Impulsores de activos y costos

A partir de los comentarios detallados previamente, **SOLICITAMOS** sean considerados los siguientes impulsores de activos y costos:

Concepto	Unidad	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
Energía Facturada	MWh	3 848 773	3 970 307	4 096 494	4 227 095
Energía Facturada AP	MWh	86 408	89 498	92 746	96 142
Energía EDEMET	MWh	303 945	313 571	323 568	333 981
Energía Facturada Total	MWh	4 239 126	4 373 376	4 512 808	4 657 155
Demanda Máxima	MW	910.32	934.64	960.14	986.46
Energía Ingresada al Sistema Eficiente con EDEMET	MWh	4 693 498	4 823 959	4 959 661	5 099 833
Clientes	#	537 391	556 189	575 645	595 782
Costo de Energía (CMM)	B/. / MWh	133.77	128.55	130.60	130.98

B. Reconocimiento de Inversiones 2018-2022

1. Procesamiento de inversiones ETAPA 1

A continuación, hacemos observaciones que sustentan las correcciones planteadas al análisis presentado en la ETAPA 1 explicado en la página 16 del Anexo A de la Resolución AN No.18208-Elec, y que se realiza para efectos de validar las inversiones reportadas por ENSA. Estas observaciones corresponden a los documentos cc_ensa_yyyy, publicados por ASEP.

a) Hoja "Formulación"

En las hojas **Formulación** de las planillas cc_ensa_yyyy se ha detectado algunas diferencias entre los parámetros a ser validados y los parámetros y criterios expuestos en el **ANEXO III CRITERIOS CONSIDERADOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA BASE DE CAPITAL** publicados en conjunto con la Metodología de Cálculo del IMP para el periodo julio 2022 a junio 2026.

Estas diferencias se las hacemos llegar en la hoja "Formulación" del I.Anexo B "**Consolidado CC_YYYY ASEP vENSA.xlsx**", las mismas significan modificaciones en los resultados de las fórmulas que determinan tanto los resultados de ETAPA 1 como los resultados de aplicación de factores de eficiencia. De similar forma debajo imágenes tanto del detalle incluido en los anexos de la metodología de cálculo IMP 2022-2026 como de la hoja Formulación desde donde se aplican los criterios, resaltadas ambas en las diferencias.

ACTIVO	Variables empleadas para determinar inversiones (filtro) (Finv)						Factores a aplicar sobre inversiones	
	Fecha	Materiales Min	Costo total Min	Mano d Obra	Poste Min	conductor min	Factor Asimetría	Factor precio
DTRMM (SE MT-MT)	si	---	<100 es OyM	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DTRMB (SE MT.BT)	si	Si=0 es OyM	<100 es OyM	>95% tot o <5% tot es OyM	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DACBT (ACOM BT)	si	Si=0 es OyM	---	>95% tot o <5% tot es OyM	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DEQOT(EQ PROT Y MAN-reconectores)	si	Si=0 es OyM	<100 es OyM	>95% tot o <5% tot es OyM	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DEQDM (EQ MAN Y SCADA)	si	---	<100 es OyM	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DEQMC (MED CALIDAD SER)	si	---	<100 es OyM	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
AINAP (AP)	si	Si=0 es OyM-rep	---	>95% tot o <5% tot es OyM	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
CMEDI (MEDIDORES)	si	Si=0 es OyM-rep	---	>95% tot o <5% tot es OyM	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
DCRMM (CENTROS DE DISTRIBUCION)	si	Si=0 es OyM-rep	<100 es OyM	>95% tot o <5% tot es OyM	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
CEQOT (OTROS EQUIPOS DE COMERCIALIZACION, medidor patrón)	si	---	<100 es OyM	---	---	---	si	Proyectos sin procesos de libre concurrencia
CMESM (EQUIPOS SMEC)	si	---	<100 es OyM	---	---	---	---	Proyectos sin procesos de libre concurrencia

Referencia de detalle incluido en la metodología IMP 2022-2026 (ver campos resaltados amarillo)

Hoja	Tipo1	Tipo2	Tipo3	Tipo4	Fecha	Materiales	MObra	Postes	Conductor	VolumenZanja	CostoTotal	Cantidad	CostoReferencia	FactorAsimetria	C
AINAP					SI	SI	SI	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0.9	
CEQOT					SI	SI	NA	NA	NA	NA	SI	NA	NA	0.9	
CMEDI					SI	SI	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0.9	
CMESM					SI	SI	SI	NA	NA	NA	SI	NA	NA	0.9	
DACBT					SI	SI	SI	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0.9	

Referencia de detalle incluido en archivos cc_ensa_yyyy.xlsx

Por esta razón solicitamos **SUSTITUYA los parámetros utilizados por los enviados en los anexos a este documento**, para que sean estos los que definan las revisiones de los archivos cc_ensa_yyyy.

b) Valor de Fecha (formato)

En las hojas **Datos** de las planillas cc_ensa_yyyy se ha detectado para la columna **Fecha** ubicada en la columna **AC** de dichas hojas, que algunas de las líneas de inversión que incumplen este parámetro tienen esta situación porque el dato de fecha, suponemos, al procesar el archivo plano SRUC fueron procesados tomando el dato plano como formato *mm/dd*. Esta situación causa, en particular para el año 2022, que algunas fechas queden fuera del periodo anual esperado. **A manera de ejemplo, datos planos como 11/04/2022, son procesados como 4 de noviembre de 2022 cuando en realidad corresponde a 11 de abril de 2022.**

En referencia con la documentación del **Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico**, en su sección de Tipos y Formatos de datos de los archivos .txt, hacemos énfasis que el mismo indica que las fechas deben ser entregadas en formato *dd/mm/yyyy* y en nuestras entregas hemos respetado dicho formato de entrega.

Por esta razón solicitamos el **REPROCESO de los datos de fechas para poder evaluar correctamente los parámetros de fecha que determinan inversiones**. A manera de

confirmación le hacemos llegar igualmente en el ANEXO I. Anexo B una hoja de datos con los proyectos de cada uno de los cinco archivos cc_ensa_yyyy, que se vieron afectados por errores de conversión de texto.

c) Valor de Fecha (dato)

En las hojas **Datos** de las planillas cc_ensa_yyyy hemos detectado para la columna Fecha ubicada en la columna **AC** que existen casos con fechas fuera del año del archivo asociado. Revisando los casos hemos identificado que corresponden a situaciones donde activos ya existentes, reciben adiciones de valor correspondientes a mejoras al activo realizadas con la intención de extender o mejorar su funcionamiento. Cuando se presentan ese tipo de casos estas mejoras son añadidas como un mayor valor al activo originalmente creado, en cumplimiento con nuestra política contable de grupo (**M.08 Manual de Lineamientos Contables**) basada en las normas NIC/NIFF. Este proceso se lleva siempre que se cumpla alguna de las siguientes condiciones:

- Aumentan la vida útil
- Amplían la capacidad productiva y eficiencia operativa de los mismos
- Minimizan riesgos contra las personas, el medio ambiente y la misma infraestructura

Dada esta situación, tenemos casos de activos que posterior a su año original de puesta en servicio, recibieron mejoras y dichas mejoras al momento de llegar al archivo de la contabilidad regulatoria SRUC, llegan con referencia al proyecto Original que creó el activo. Es por esta razón que las fechas presentadas son previas a la referencia de fecha del archivo SRUC-Proyectos.

Sin embargo, operativamente existe un proyecto utilizado para cargar la mejora, identificado con sus datos propios y con datos fecha consecuentes con el año de capitalización. Adjunto a este documento enviamos también en el I. Anexo B “Memoria de Cálculo Consolidado Análisis de Eficiencia a las Inversiones” donde se tiene detalle de las líneas de inversión identificadas y que tienen una posterior fecha relacionada con la adición de una mejora.

Por esta razón solicitamos **CONSIDERAR las fechas enviadas en el Anexo y que corresponden a las fechas asociadas al proyecto con la adición de mejora.**

De igual forma aprovechamos para comunicarle que hemos tomado nota de esta situación y haremos los ajustes necesarios para hacer referencia siempre al proyecto donde se hagan las mejoras y no al proyecto original donde se constituyó contablemente el activo, situación que reiteramos por normas contables habíamos manejado hasta el momento.

2. Procesamiento de inversiones ETAPA 2

a) Concepto “asimetría de información”

Tal y como señaláramos en nuestra nota VPER-038-23 el 27 de febrero del año en curso, vemos con sorpresa que la ASEP, en la página 14-16 del Anexo A publicado con la resolución hace referencia a la falta de “calidad y consistencia” de la información por parte de las empresas distribuidoras, incluyendo además el anexo VI (página 121) como explicativo del asunto.

Por parte de ENSA no tenemos conocimiento de la fuente de información denominada “base de datos presentada para el IMP”, considerando que todo el proceso de suministro de información se ha dado en estricto cumplimiento de la atención de todos y cada uno de los requerimientos de información que a su criterio ha emitido la ASEP.

Por lo anterior, considerando la no respuesta a nuestras inquietudes y nuestra total disposición para aclarar cualquier duda o confusión que tuviese la ASEP y/o el consultor que le apoya para el presente proceso, consideramos que no existen méritos relevantes para aplicar “un factor que disminuye las inversiones de forma global, ya que por causas de las empresas de distribución no se ha podido hacer la verificación plena de los registros como está establecido en la reglamentación”.

Consecuentemente, **SOLICITAMOS se descarte la aplicación de un factor global** y, de ser el caso, se aplique SÓLO a proyectos fuera de categorías por definición eficientes, o que no hubiesen aportado información detallada adicional, casos en los cuales se pudiese constituir una real asimetría de información que conllevara a un eventual sobre costo no detectable.

b) Inversiones realizadas con procesos de libre concurrencia

Dentro del periodo 2018-2022 el reglamento de distribución y comercialización en su Título IV Capítulo 2 INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR ACTIVIDADES REGULADAS, dispone de similar forma en los artículos 24 y 26 lo siguiente:

(v) Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos y verificará las justificaciones de su incorporación. A partir de la revisión tarifaria 2022-2026, para la evaluación de los costos eficientes de los proyectos realizados en el periodo anterior, se considerará lo siguiente: 1. A las inversiones que han sido producto de procesos de libre concurrencia con la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia. Para tal fin, la empresa distribuidora presentará una certificación o declaración jurada de parte del Representante Legal de la misma, así como un resumen de los procesos de concurrencia llevados a cabo y sus resultados. Esta evaluación se hará anualmente, a partir de la terminación de cada año calendario, comenzando con el año 2018. 2. Las inversiones realizadas sin los procesos de libre concurrencia descritos, serán verificadas, revisando sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.	(v) Que los activos asentados en libros e incorporados durante el periodo tarifario anterior respeten el principio de eficiencia técnica y de costos. A tal fin la ASEP auditará los mismos y verificará las justificaciones de su incorporación. A partir de la revisión tarifaria 2022-2026, para la evaluación de los costos eficientes de los proyectos realizados en el periodo anterior, se considerará lo siguiente: 1. A las inversiones que han sido producto de procesos de libre concurrencia con la participación de más de un oferente y en los cuales no hayan participado empresas del mismo grupo económico, se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia. Para tal fin, la empresa distribuidora presentará una certificación o declaración jurada de parte del Representante Legal de la misma, así como un resumen de los procesos de concurrencia llevados a cabo y sus resultados. Esta evaluación se hará anualmente, a partir de la terminación de cada año calendario, comenzando con el año 2018. 2. Las inversiones realizadas sin los procesos de libre concurrencia descritos, serán verificadas, revisando sus costos unitarios a partir de una comparación internacional.
--	---

Imagen de referencia Artículo 24 y Artículo 26

ENSA, cumpliendo con lo dispuesto en el RDC, hizo entrega de las declaraciones juradas para los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 1er Sem de los proyectos que fueron realizados a través de procesos de libre concurrencia. Sin embargo, hemos visto que los proyectos dentro de la declaración jurada fueron sujetos de iguales revisiones que el resto, incluyendo, la aplicación del porcentaje de asimetría de costos, lo cual constituye una incorrecta aplicación del reglamento vigente, toda vez que las inversiones encajan en el numeral 1 del literal (v) de los artículos 24 y 26, reglamentación que expone específicamente que **“los proyectos se les reconocerá como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia”**.

Por lo antes descrito, **SOLICITAMOS** se aplique lo establecido en el RDC para proyectos ejecutados por procesos de libre concurrencia, categoría por definición eficiente, y se descarte la aplicación de “factor de asimetría”.

c) Tratamiento de proyectos de terceros

Con respecto a los proyectos tipo Acuerdos de Construcción, que implican la obligación de reembolso al mencionado tercero del 90% del mismo al tiempo de reconocer el 10% como aporte de terceros, tenemos a bien comentar que somos del criterio que, dado que el parámetro de reconocimiento es construido a partir de precios referentes licitados, son valores que cumplen de manera indirecta el criterio del literal (v) de los mencionados artículos 24 y 26 del RDC. Es tal la racionalidad del nivel de eficiencia, que las empresas distribuidoras tienen la obligación de reembolsar dichos valores, motivo por el cual la aplicación de un “factor de asimetría” adicional, sobre la cuantía efectivamente reembolsada al tercero, equivale a una afectación injusta cargada a las empresas distribuidoras.

Conforme a lo indicado en I.Anexo B le hacemos llegar documento donde identificamos los proyectos y líneas de inversión del tipo Acuerdo de Construcción.

Por lo mencionado, **SOLICITAMOS** que los proyectos “Acuerdos de Construcción”, categoría por definición eficiente, y se descarte la aplicación de “factor de asimetría”.

3. Inversiones 2018-2022 reconocidas

Consistente con lo previamente descrito referentes a la ETAPA I y II, **SOLICITAMOS** se tomen como definitivas las cifras ajustadas a saber:

Inversión	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22	TOTAL
ID - Distribución	35,954,687	32,641,722	42,886,447	49,379,549	160,862,405
IC – Comercialización	1,795,521	5,544,602	6,607,457	4,442,705	18,390,285
IAP – Alumbrado Público	6,838,331	9,198,541	12,337,234	13,599,423	41,973,527
Total de Inversiones	44,588,538	47,384,864	61,831,138	67,421,677	221,226,217

4. Inversiones IMP 2018-2022 no ejecutadas

ENSA, a través de nota VPER-031-23 de 9 de febrero de 2023, **notificó a la ASEP la ausencia de memoria de cálculo soporte de la estimación del descuento por inversiones no ejecutadas detallado en Tabla 68 del Anexo A de la resolución**, a partir del cual se estableció el valor a descontar del cálculo del IMP 2022-2026.

No obstante, a no haber recibido la memoria de cálculo, ENSA logró replicar el modelo a partir de la Tabla 47, encontrando que el mismo presenta varias inconsistencias:

- Se utilizó como índice de depreciación 3.48%, pero el índice de depreciación promedio ponderado aplicado a las nuevas inversiones en el IMP 2018-2022 con base en la información de la Resolución AN 13003-Elec, corresponde a 3.66%.
- Se utilizó como tasa de rentabilidad un valor cercano a 8.68%, pero la tasa de rentabilidad reconocida IMP 2018-2022 con base en la información de la Resolución AN 13003-Elec, corresponde a 8.94%.
- Para el cálculo del factor de indexación, a fin de convertir los valores a jun.2022, se desconoció el valor parcial correspondiente al año en curso. Dichos índices, consistente con la metodología utilizada en el IMP 2018-2022, deben homologarse con los descritos en la página 11 del presente documento “I.C.1 - Tasas de descuento a junio 2022”.

Con base en las inversiones reconocidas en el ítem anterior y la corrección en la estimación de descuento por inversiones, **SOLICITAMOS se corrija la estimación de descuento por inversiones no ejecutadas**, la cual quedaría:

Concepto	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Inversiones Proyectadas (Resolución AN 13003-Elec)	47,696,204	56,840,484	45,666,324	41,275,739
Inversiones Ejecutadas Reconocidas	44,588,538	47,384,864	61,831,138	67,421,677
Inversiones Ejecutadas Reconocidas a precios jun.2018	44,588,538	47,491,221	62,109,013	67,876,686
Inversión Bruta no Ejecutada	3,107,666	9,349,268	-16,442,689	-26,600,947
Depreciación acumulada de Inversión no Ejecutada (A)	59,929	284,926	155,023	-632,797
Inversión Neta no Ejecutada	3,079,201	12,257,541	-4,405,121	-30,767,181
Rentabilidad de Inversión No Ejecutada (B)	275,281	1,095,824	-393,818	-2,750,586
IMP (Rentabilidad + Depreciación: A+B) de Inversión no Ejecutada	332,210	1,380,750	-238,795	-3,383,383
Factores a jun.2022	1.35068	1.23984	1.13810	1.04470
IMP a valor jun.2022	448,711	1,711,912	-271,772	-3,534,620
Valor TOTAL a descontar o reconocer en IMP 2022-2026	-1,645,770			

Considerando que el signo es negativo, resaltamos que dicho valor sería un reconocimiento adicional por sobre ejecución de inversiones en el periodo IMP 2018-2022.

C. Bases de Capital 2018- 1er. sem. 2022

1. Determinación de Bases de Capital 2018 – 1er. sem. 2022

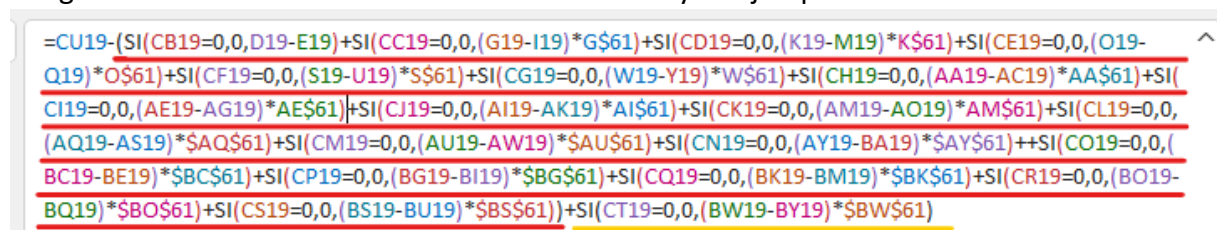
Luego de revisar el archivo publicado por ASEP denominado **aa_ensa.xlsx**, hemos detectado diferencias en fórmulas que, luego de análisis y comparación entre hojas o incluso entre celdas de la misma hoja, llegamos a la conclusión que los mismos deben corresponder a errores involuntarios pero que ciertamente afectan los números resultantes.

A continuación, listamos las hojas y diferencias identificadas en cada una:

a) Hojas AA-01-yyyy

En las hojas **AA-01-2019**, **AA-01-2020**, **AA-01-2021**, hemos detectado los siguientes puntos que queremos mencionar:

- En las hojas **AA-01-2019**, **AA-01-2020**, **AA-01-2021**, columnas “**BC BRUTA tdep 31/12**”, filas **19:44**, **46:46**, **48:57**; se presenta el siguiente error de ubicación de paréntesis. La imagen a continuación es referencial y ejemplo de una celda.



Formula referencia de error de la celda ‘AA-01-2019’!CV19

En términos generales la formula toma un valor A y le resta una sumatoria de valores B_n , es decir una expresión general con la siguiente forma:

$$A - (B_n + B_{n+1} + B_{n+2} + \dots)$$

Sin embargo, la formula está dejando términos B_n fuera de la sumatoria de valores, con lo cual la formula tiene la siguiente forma incorrecta:

$$A - (B_n + B_{n+1}) + B_{n+2} + \dots$$

En particular, como se observa en la imagen, el último segmento de la formula (resaltado en amarillo) no se encuentra dentro del mismo paréntesis que encierra al segmento resaltado en rojo. Con lo cual la formula toma el valor de base Bruto y solo resta una porción de los términos que se deberían restar para que el resultado sea

correctamente la base totalmente depreciada. Este error se repite en las hojas, columnas y filas antes detallados.

Por lo antes expuesto, **SOLICITAMOS** corregir las fórmulas de los rangos antes mencionados para ajustar el valor resultante de base totalmente depreciada.

En el ANEXO C - Memoria de Cálculo para la Base de Capital se incluye archivo con este detalle ajustado.

- En las hojas **AA-01-2019**, **AA-01-2020**, **AA-01-2021**, columnas “**BC NETA 31/12**”, filas **5:12, 14:44, 46:46, 48:57**; se presenta el siguiente error de ubicación de paréntesis. La imagen a continuación es referencial y ejemplo de una celda.

```
=(D12-E12)*CB12+((G12-H12-(I12-J12))*G$60)*CC12+((K12-L12-(M12-N12))*K$60)*CD12+((O12-P12-(Q12-R12))*O$60)*CE12+((S12-T12-(U12-V12))*S$60)*CF12+((W12-X12-(Y12-Z12))*W$60)*CG12+((AA12-AB12-(AC12-AD12))*AA$60)*CH12+((AE12-AF12-(AG12-AH12))*AE$60)*CI12+((AI12-AJ12-(AK12-AL12))*AI$60)*CJ12+((AM12-AN12-(AO12-AP12))*AM$60)*CK12+((AQ12-AR12-(AS12-AT12))*AQ$60)*CL12+((AU12-AV12-(AW12-AX12))*AU$60)*CM12+((AY12-AZ12-(BA12-BB12))*AY$60)*CN12+((BC12-BD12-(BE12-BF12))*BC$60)*CO12+((BG12-BH12-(BI12-BJ12))*BG$60)*CP12+((BK12-BL12-(BM12-BN12))*BK$60)*CQ12+((BO12-BP12-(BQ12-BR12))*BO$60)*CR12+((BS12-BT12-(BU12-BV12))*BS$60)*CS12+((BW12-BX12-(BY12-BZ12))*BW$60)*CT12
```

Fórmula referencia de error de la celda 'AA-01-2019'!CW12

En términos generales la fórmula es una sumatoria de términos similares que deberían tener la siguiente forma:

$$((A-B-(C-D))*X)*Y$$

Sin embargo, algunos términos omiten un juego de paréntesis (paréntesis verdes) que cambia el sentido de aplicación de la multiplicación por el valor **X**, quedando de la siguiente forma:

$$(A-B-(C-D)*X)*Y$$

En particular, como se observa en la imagen de referencia el último término de la sumatoria tiene este error de paréntesis. En las distintas hojas mencionadas, el mismo error existe para en algunos casos para más de un término.

Por lo antes expuesto, solicitamos **CORREGIR** las fórmulas de los rangos antes mencionados para ajustar el valor resultante de la base neta al 31/12.

En el ANEXO C - Memoria de Cálculo para la Base de Capital se incluye archivo con este detalle ajustado.

b) Hojas AA-01-Resumen

En la hoja **AA-01-Resumen** hemos detectado diferencias en formula que luego de comparar entre hojas o incluso entre celdas de la misma hoja, denotan que los mismos son errores

involuntarios pero que afectan los números a efectos de consistencia de datos. A continuación, listamos las diferencias identificadas:

- La celda C28 que según formato debe llevar el valor de Inversiones realizadas de alumbrado público para el periodo 2022 1er Sem., estaba haciendo referencia a la celda 'AA-01-2022_Sem1'!CF47, la cual corresponde a la columna de ATR de alumbrado público de la hoja AA-01-2022_Sem1. En su lugar el valor correcto debe ser la celda 'AA-01-2022_Sem1'!CI47 la cual corresponde correctamente al dato esperado de la hoja AA-01-2022_Sem1.

Por lo antes expuesto, **SOLICITAMOS** corregir la referencia de la celda para traer el **valor correcto** de cara a tener un resumen correctamente expresado de la información.

- En el rango correspondiente a la columna **BCBruta** para los años **2019, 2020, 2021 y 2022**, se ha detectado un error en la formula el cual se confirma una vez que se hace la comparación con los valores para igual sección del año 2018.

En la siguiente imagen observamos de manera comparativa las fórmulas aplicadas en las celdas correspondientes al año 2018, en donde se realiza una resta del valor Bruto de base capital menos el valor totalmente depreciado. Por su parte en las celdas de los otros años solo se presenta la referencia al valor totalmente depreciado.

E
BCBruta
=+D2-'AA-01-2018'!CQ13
=+D3-'AA-01-2018'!CQ45
=+D4-'AA-01-2018'!CQ47
=+D5-'AA-01-2018'!CQ58
=+SUMA(E2:E5)
BCBruta
=+'AA-01-2019'!CV13
=+'AA-01-2019'!CV45
=+'AA-01-2019'!CV47
=+'AA-01-2019'!CV58
=+SUMA(E8:E11)

BCBruta
=+'AA-01-2020'!DA13
=+'AA-01-2020'!DA45
=+'AA-01-2020'!DA47
=+'AA-01-2020'!DA58
=+SUMA(E14:E17)
BCBruta
=+'AA-01-2021'!DF13
=+'AA-01-2021'!DF45
=+'AA-01-2021'!DF47
=+'AA-01-2021'!DF58
=+SUMA(E20:E23)
BCBruta
=+'AA-01-2022_Sem1'!DK13
=+'AA-01-2022_Sem1'!DK45
=+'AA-01-2022_Sem1'!DK47
=+'AA-01-2022_Sem1'!DK58
=+SUMA(E26:E29)

Referencia comparativa de diferencia en fórmulas. Hoja AA-01-Resumen

Por lo antes expuesto, **SOLICITAMOS** corregir las fórmulas correspondientes a los años 2019, 2020, 2021 y 2022Sem1, a fin de tener los valores correctos.

Estas correcciones al archivo aa_ensa.xlsx suministrado por ASEP, se comparten en el archivo “aa_ensa vENSA.xlsx” en el ANEXO C - Memoria de Cálculo para la Base de Capital.

2. Bases de Capital 2018 – 1er. sem. 2022

Luego de los puntos de corrección mencionados obtenemos los valores de base capital correspondiente al periodo 2018 – 2022 1er Sem, los mismo son presentados en la siguiente tabla y se encuentran a detalle en el archivo “aa_ensa vENSA.xlsx” en el ANEXO C - Memoria de Cálculo para la Base de Capital.

Los valores resaltados en rojo son los valores que sufrieron cambios producto de los comentarios mencionados en los puntos anteriores con relación al archivo **aa_ensa.xlsx** proporcionado por ASEP.

ENSA 2018	Eficiencia	Inversiones	BCBruto	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	0.94	B/. 6,206,421	B/. 107,322,291	B/. 73,926,356	B/. 59,493,130
Sistema de distribución	0.97	B/. 40,396,334	B/. 588,084,826	B/. 555,193,665	B/. 322,552,574
Alumbrado Público	0.99	B/. 2,007,811	B/. 34,231,233	B/. 24,742,882	B/. 16,702,912
Comercialización	0.96	B/. 5,627,562	B/. 86,335,078	B/. 69,624,782	B/. 48,766,826
Total		B/. 54,238,128	B/. 815,973,428	B/. 723,487,686	B/. 447,515,442
ENSA 2019	Eficiencia	Inversiones	BCBruto	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	0.97	B/. 7,546,658	B/. 114,678,555	B/. 72,600,322	B/. 60,295,649
Sistema de distribución	0.99	B/. 22,023,805	B/. 607,873,777	B/. 571,065,790	B/. 317,185,829
Alumbrado Público	1.00	B/. 1,598,913	B/. 35,832,781	B/. 26,341,103	B/. 17,170,108
Comercialización	0.99	B/. 6,032,133	B/. 92,318,907	B/. 75,600,172	B/. 51,630,921
Total		B/. 37,201,510	B/. 850,704,020	B/. 745,607,386	B/. 446,282,506
ENSA 2020	Eficiencia	Inversiones	BCBruto	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	0.97	B/. 8,965,197	B/. 123,365,260	B/. 76,885,091	B/. 62,932,674
Sistema de distribución	0.96	B/. 32,318,413	B/. 638,889,528	B/. 539,364,535	B/. 329,158,680
Alumbrado Público	1.00	B/. 9,491,098	B/. 45,323,764	B/. 35,832,086	B/. 25,453,695
Comercialización	0.99	B/. 8,936,779	B/. 101,209,695	B/. 84,473,633	B/. 57,123,637
Total		B/. 59,711,487	B/. 908,788,248	B/. 736,555,345	B/. 474,668,685
ENSA 2021	Eficiencia	Inversiones	BCBruto	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	0.97	B/. 14,519,446	B/. 137,427,143	B/. 85,941,503	B/. 70,566,737
Sistema de distribución	0.98	B/. 38,032,269	B/. 675,992,931	B/. 551,089,828	B/. 347,802,861
Alumbrado Público	1.00	B/. 3,726,737	B/. 49,047,694	B/. 39,556,016	B/. 27,545,718
Comercialización	1.00	B/. 10,706,763	B/. 111,910,078	B/. 95,152,908	B/. 64,021,701
Total		B/. 66,985,215	B/. 974,377,846	B/. 771,740,255	B/. 509,937,017
ENSA 2022 1er Sem	Eficiencia	Inversiones	BCBruto	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	0.96	B/. 5,083,696	B/. 142,299,686	B/. 90,814,046	B/. 71,183,438
Sistema de distribución	0.96	B/. 22,437,947	B/. 699,469,504	B/. 574,487,954	B/. 365,845,331
Alumbrado Público	1.00	B/. 2,582,057	B/. 51,637,777	B/. 42,136,756	B/. 29,227,871
Comercialización	1.00	B/. 5,671,601	B/. 117,570,650	B/. 100,813,480	B/. 67,538,336
Total		B/. 35,775,301	B/. 1,010,977,618	B/. 808,252,237	B/. 533,794,976

3. Depreciación Media por Grupo de Activos

En el archivo **ensa_modelo_2022-2026 vENSA.xlsx** incluido en el ANEXO E - Memoria de Cálculo Modelo ENSA tenemos los siguientes puntos que queremos señalar:

- Con respecto a la repartición de los valores de la base de Propiedad y Planta entre las categorías restantes de Activos, debemos señalar que somos del criterio que, dado que las inversiones de Alumbrado Público no provienen de ecuaciones de eficiencia, son decididas en función de cubrir necesidades de urbanismo o crecimiento de zonas

pobladas y operan como un servicio separado; deben ser tratadas de forma separada, tal como ha sido en todas las revisiones anteriores, y de tal forma no considerarse en la distribución de Propiedad y Planta. Dicha categoría, se redistribuiría únicamente entre las categorías Distribución y Comercialización, siendo de la siguiente forma:

Base de Capital	Formula General
BCD	$BCD + BCPP * BCD / (BCD+BCC)$
BCC	$BCC + BCPP * BCC / (BCD+BCC)$
BCAP	BCAP

Por lo antes descrito, solicitamos **AJUSTAR** la fórmula que reparte la porción de propiedad y planta de tal forma que solo tenga como destinos las bases de distribución y comercialización, que son las que se sirven en su mayoría de las inversiones de propiedad y planta.

- Con respecto a la formula con que se calcula las tasas de depreciación tenemos un comentario que aplica en varios puntos del documento. Para el cálculo de tasa de depreciación, en los términos utilizados en los archivos ASEP, se utilizan tres valores:
 - Base Bruto: corresponde a la acumulación histórica de inversiones netas.
 - Base Bruto tdep: corresponde a la acumulación histórica de inversiones netas y que hoy día ya **no tienen** vida útil remanente.
 - Depreciación: corresponde al valor de depreciación de los activos que **si tienen** vida útil remanente.

Dados estos tres valores la expresión general para calcular la tasa de depreciación debe ser:

$$\text{Tasa de depreciación} = \text{Depreciación} / (\text{Base Bruto} - \text{Base Bruto tdep})$$

Ahora bien, en distintos puntos que mencionaremos a continuación, la fórmula que se está aplicando erróneamente es la siguiente:

$$\text{Tasa de depreciación} = \text{Depreciación} / \text{Base Bruto}$$

Estas fórmulas, no son equivalentes y generan una diferencia importante en el resultado de la tasa de depreciación. Razón por la cual a continuación detallamos los puntos del archivo ensa_modelo_2022-2026.xlsx suministrado por ASEP donde se presentan las afectaciones por la situación antes descrita, incluyendo los valores correctos para su utilización.

- Hoja 'BC y Dep!' Celda DN60

VALOR ASEP	VALOR ENSA
0.036039939	0.04508522

o Hoja '**BC y Dep'**! Rango **C80:C82**

Concepto	Depreciación ASEP	Depreciación ENSA
% Depreciación s/BC D	3.28%	4.29%
% Depreciación s/BC AP	4.19%	4.54%
% Depreciación s/BC C	4.39%	5.44%
% Total Depreciación	3.48%	4.47%

Por lo antes expuesto, **SOLICITAMOS** considerar los valores de depreciación **corregidos de la tabla anterior** a fin de tener valores de referencia correctos a lo largo del documento. En el ANEXO E - Memoria de Cálculo Modelo ENSA archivo **ensa_modelo_2022-2026 vENSA.xlsx**, se presenta todo el documento corregido.

- Con respecto a los valores de tasas de depreciación referenciales que se observan en el rango **D80:G83**, los cuales son sólo de carácter informativo, queremos señalar que los valores presentados tienen tendencia decreciente y esto es así ya que se está utilizando un valor de base bruta (denominador) estático, correspondiente al periodo julio 2021 – junio 2022 y que se repite para los siguientes cuatro periodos, valores que se observan en el rango **D68:G71**.

De igual forma a como se calculan los valores de depreciación en esta hoja para los cuatro años del periodo que inicia, la tasa debe ser calculada con la proyección de base bruta en el tiempo (2022-2026) para que tanto numerador como denominador guarden relación referencial y concordancia de fechas.

Por lo antes descrito, **SOLICITAMOS** **ajustar los valores** del rango 'BC y Dep'D68:G71, con la finalidad que los valores presentados a lo largo del documento sean referencias correctas para todo lector y no se generen errores de interpretación con las tasas de depreciación.

D. Inversiones 2022-2026

1. Inversiones eficientes (resultado de ecuaciones)

SOLICITAMOS aplicar la **sustitución de variables** en las “Ecuaciones Eficientes AC y AD” de la página 9 con los valores “Impulsores de Activos” que figuran en la página 18, a partir de lo cual se obtiene el valor de activos eficientes comparadores en US\$.

Activo USA 2020	BASE	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
AD - Activos de Distribución	2 019 484 182	2 091 703 441	2 152 097 311	2 214 391 751	2 278 522 964
AC - Activos de Comercialización	126 247 886	131 731 908	136 030 656	140 469 784	145 053 868
Activos Totales	2 145 732 068	2 223 435 349	2 288 127 967	2 354 861 535	2 423 576 832

El proceso de conversión de valores US\$ a Balboas, por equivalencia económica, presenta una inconsistencia en los Activos de Distribución para los cuáles no se usó la fórmula preestablecida históricamente y que fuese sí usada para Activos de Comercialización, a saber:

En resumen, para ajustar los costos resultantes de las ecuaciones de eficiencia, cuya referencia es Estados Unidos, a valores puestos en Panamá, se considera la siguiente ecuación:

$$CT_{PA} = CT_{USA} * [\%MO * CLR + \%ME * \%NT * PPP + \%ME * (1 - \%NT)]$$

Dónde:

CT_{PA} son los costos referidos en Panamá.

CT_{USA} son los costos referidos en Estados Unidos.

$\%MO$ es el porcentaje de los costos totales asociados a mano de obra.

CLR es el costo laboral relativo, que representa las diferencias salariales entre dos países.

$\%ME$ es el porcentaje de los costos totales asociados a materiales y equipos ($\%MO + \%ME = 1$).

$\%NT$ es el porcentaje de costos no transables asociados a los costos de materiales y equipos.

PPP es el índice PPP, que representa las diferencias del poder adquisitivo de 1 USD entre dos países.

En el caso de Activos de Distribución, el modelo está aplicando una fórmula diferente que no equivale a la conversión correspondiente:

$$CT_{PA} = \frac{CT_{USA}}{\%MO \times \frac{1}{CLR} + \%ME \times \%NT \times \frac{1}{PPP} + \%ME \times (1 - \%NT)}$$

Por lo tanto, **SOLICITAMOS** incorporar la corrección en la fórmula de equivalencia **USA-PAN de Activos de Distribución** y recalcular con la nueva base de Activos US\$, con lo que se obtendrían los Activos Eficientes en Balboas:

Activo Eficiente PANAMA 2022	BASE	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
AD - Activos de Distribución	1,115,983,649	1,164,999,360	1,204,809,005	1,246,063,887	1,288,752,221
AC - Activos de Comercialización	92,601,480	96,684,615	99,887,012	103,195,555	106,613,757
Activos Totales	1,208,585,129	1,261,683,975	1,304,696,017	1,349,259,442	1,395,365,978

A partir de dichos activos, **SOLICITAMOS** actualizar las inversiones eficientes en Balboas:

Inversiones Eficientes PANAMA	Unidad	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
ID – Inversiones de Distribución	B./	49,015,712	39,809,644	41,254,882	42,688,334
IC – Inversiones de Comercialización	B./	4,083,135	3,202,398	3,308,543	3,418,201
Inversiones Eficientes Totales	B./	53,098,846	43,012,042	44,563,425	46,106,535

2. Inversiones no contempladas en ecuaciones de eficiencia

En atención a la solicitud de propuesta de Plan de Inversiones Especiales 2022-2026 realizada por ASEP a través de nota DSAN-587-2022 del 15 de marzo de 2022, ENSA emitió respuesta a VPER-084-22 el 13 de abril de 2022, aportando actualización de dicha información VPER-134-22 el día 1 de julio de 2022, y sobre la cual la ASEP solicitó información detallada adicional.

El plan de inversiones especiales actualmente considerando en la determinación del IMP no incorporó la última actualización (VPER-134-22), siendo los cambios más relevantes:

1. Descarte, para cuatrenio 2022-2026, del proyecto “Nueva Subestación Gonzalillo”, considerando que los niveles de confiabilidad vigentes y las actualizaciones de proyección de crecimiento de la zona norte de la ciudad de Panamá, permiten que dicha carga sea asumida con las subestaciones actuales, sin comprometer el nivel de servicio. Por tanto, no se considera eficiente anticipar su ejecución al cuatrenio 2022-2026.
2. Como parte de la estrategia progresiva modernización, ENSA proactivamente, como parte de sus actividades de reposición de alumbrado ante un daño de luminaria, viene realizando el reemplazo con tecnología LED, la cual es más costosa que la tradicional tecnología de Sodio. Por tanto, se hizo un ajuste (incremento) en la partida destinada para tal fin.

Por tanto, **SOLICITAMOS** se actualicen las Inversiones Adicionales para el periodo 2022-2026 por concepto de “Subestaciones y Líneas de Alta Tensión” y “Alumbrado Público” a saber:

Concepto	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTAL
Expansión SE Calzada Larga	0	2 585 000	0	0	2 585 000
Nueva SE Pacora	0	1 650 000	0	0	1 650 000
TX 24 de Diciembre (Pacora)	0	1 349 617	0	0	1 349 617

Concepto	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTAL
Confiabilidad SEs Zona Colón (LAT 115-30/31)	0	616 000	0	0	616 000
TX 8 SE Bahía Las Minas	0	0	1 100 000	0	1 100 000
Total Subestaciones y Líneas AT	0	6 200 617	1 100 000	0	7 300 617

Concepto	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTAL
Crecimiento Vegetativo	387 065	458 074	458 074	458 074	1 761 287
Reposición y Mejoras	975 383	935 000	935 000	907 500	3 752 883
Proyectos Especiales	1 000 000	2 000 000	2 000 000	2 000 000	7 000 000
Total Alumbrado Público	2 362 448	3 343 074	3 393 074	2 365 574	12 514 170

Inversiones que complementan las relativas a “Otras Inversiones Especiales” propuestas e informadas de “Electrificación Rural”:

Concepto	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTAL
EMB SE Chilibre	0	0	1 000 000	0	1 000 000
Reposición 2 EMB SE Colón	0	0	1 500 000	0	1 500 000
Medidores Inteligentes	378 200	440 000	162 500	162 500	1 143 200
Total Otras Especiales	378 200	440 000	2 662 500	162 500	3 643 200

Concepto	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTAL
Electrificación Rural	328 572	657 144	657 142	657 142	2 300 000

3. Inversiones Totales IMP 2022-2026

Consistente con lo previamente descrito, **SOLICITAMOS** se tomen como definitivas las cifras **ajustadas** a saber:

Inversión	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26	TOTAL
ID - Distribución	49,344.28	46,667.41	45,512.02	43,345.48	184,869.19
IC – Comercialización	4,461.33	3,642.40	3,471.04	3,580.70	15,155.48
IAP – Alumbrado Público	2,362.45	3,393.07	3,393.07	3,365.57	12,514.17
Total de Inversiones	56,168.07	53,702.88	52,376.14	50,291.75	212,538.84

E. Base de Capital Proyectoada 2022-1er. sem 2026

1. Ajuste por Actividades No Reguladas

En atención a nota ASEP DSAN-2420-2022 del 8 de noviembre de 2022, ENSA aportó a través de nota (VPER-242-22) el detalle de “Otros Ingresos” para los años fiscales 2018-2021,

información consistente con los Balances de Situación BS-01 y demás notas de reporte anual, en donde se detallaban los ingresos por “Alquiler de Postes”, siendo la única actividad no regulada que genera ingresos a partir de activos regulados.

Hemos identificado que el modelo ASEP hace uso de cifras diferentes a las aportadas, motivo por el cual **SOLICITAMOS la corrección del Factor de Ajuste promedio de 97.10%**, con base en:

Concepto	2018	2019	2020	2021	Promedio
Ingresos No Regulados	4 701 415	4 627 591	3 865 123	2 589 696	3 945 956
Ingresos Brutos por Venta de Energía	670 553 981	726 169 128	547 280 809	521 183 013	616 296 733
Costos de Energía	-537 377 656	-583 893 777	-418 703 632	-381 706 208	-480 420 318
Ingreso Neto por Actividades Reguladas	133 176 325	142 275 351	128 577 177	139 476 805	135 876 415
Factor de Ajuste	0.9647	0.9675	0.9699	0.9814	0.9710

2. Base de Capital 2022-2026 proyectada

Luego de los puntos señalados con anterioridad obtenemos los siguientes valores de base de capital para 2022-2026 proyectada

BASE DE CAPITAL		BASE	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
Base de Capital Bruta de Distribución	BCD	632,543	681,887	728,554	774,066	831,412
Base de Capital Bruta de Comercialización	BCC	111,952	116,413	120,056	123,527	127,108
Base de Activos Fijos Bruta de Alumbrado Público	ACTalum	40,948	42,624	45,661	48,697	51,734
BASE BRUTA TOTAL		785,442	840,924	894,271	946,291	1,010,253
Base Neta de Capital de Distribución	BCND	410,226	431,883	449,985	466,341	497,630
Base Neta de Capital de Comercialización	BCNC	75,731	74,084	71,647	69,246	67,493
Base Neta de Activos Fijos de Alumbrado Público	ACTN alum	32,773	31,889	32,362	32,933	33,721
BASE NETA TOTAL		518,731	537,857	553,994	568,520	598,843

F. Costos Eficientes

1. Determinación de costos de OYM, COM y ADM

SOLICITAMOS aplicar la sustitución de variables en las “Ecuaciones Eficientes OYM, COM y ADM” de la página 9 con los valores “Impulsores de Costos” que figuran en la página 18, a partir de lo cual se obtiene el valor de costos eficientes comparadores en US\$.

Costos Eficientes USA 2020	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
OYM – Operación y Mantenimiento de Distribución	52,187,909	53,849,864	55,568,630	57,343,204
COM - Comercialización	50,337,454	52,131,983	53,990,529	55,915,372
ADM - Administración	35,047,744	36,174,076	37,336,631	38,536,573
Costos Totales	137,573,108	142,155,922	146,895,790	151,795,149

A partir de dichos costos, **SOLICITAMOS actualizar los costos eficientes** en Balboas:

Costos Eficientes PANAMA 2022	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
OYM – Operación y Mantenimiento de Distribución	36,892,841	38,067,715	39,282,751	40,537,239
COM - Comercialización	39,449,051	40,855,409	42,311,936	43,820,420
ADM - Administración	21,844,316	22,546,329	23,270,918	24,018,809
Costos Totales	98,186,209	101,469,453	104,865,605	108,376,468

2. Determinación de OYM de Alumbrado Público

En relación con la determinación del “Costo OYM de Alumbrado Público”, a partir de la determinación del “Costo OYM por Luminaria”, se ha identificado que el valor ENSA de costo total de alumbrado público para el año 2019 no ha incorporado la actualización, debidamente informada a través de nota VPER-097-22 de 19 de mayo de 2022, que se diera como consecuencia de un error en la distribución administrativa de costos indirectos de la plataforma financiera. Por lo tanto, **SOLICITAMOS se incorpore dicha actualización al proceso de análisis de costo histórico de alumbrado público.**

En adición, identificamos que la metodología usada por ASEP no considera la variación del valor de cuantías monetarias en el tiempo, elemento que técnicamente es pertinente cuando el resultado proviene de “promedio” entre años diferentes.

Por tanto, detallamos el modelo ajustado incorporando los valores IPC a fin de transformar los valores anuales (dic) a valores equivalentes de junio 2022, a fin de que sean comparables.

Concepto	2018	2019	2020	2021	Promedio Junio 2022
Costo Total anual AP	706 078	771 581	900 131	834 618	
Cantidad de Luminarias	115 873	117 900	120 895	123 626	

Costos por Luminaria	6.09	6.54	7.45	6.75	
IPC equivalente	104.7	104.6	103.0	105.7	110.3
Costo anual por Luminaria	6.42	6.90	7.97	7.04	6.70

De lo anterior, usando valores equivalentes a junio 2022, se obtiene un costo promedio del cuatrenio 2018-2021 de 7.08 por luminaria.

De manera equivalente, el valor referente de 6.41 por luminaria otorgado como reconocimiento en el IMP 2018-2022 (jun.2018), para efectos de ser comparable, debe convertirse a valores equivalentes de junio 2022, para lo cual se aplica también la relación de IPC. Como consecuencia, el IMP 2018-2022, actualizado (jun.2022), equivale a 6.70 por luminaria.

Finalmente, precisamos que el modelo vigente está usando erróneamente la cantidad de luminarias 2021 como cantidad de luminarias iniciales a junio de 2022. En tal sentido, precisamos que dicho dato (125,190) fue aportada a su autoridad como parte de los insumos proveídos para el proceso de IMP en nuestra nota VPER-180-22 de 01 de septiembre de 2022.

Producto de la metodología vigente de otorgar el menor valor entre el otorgado en el IMP anterior (2018-2022) o el promedio real de la empresa distribuidora, **SOLICITAMOS se use el valor de 6.70 como base para la determinación del “Costo OYM de Alumbrado Público”** a saber:

Costos Eficientes PANAMA 2022	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
Cantidad de Luminarias	135,884	157,271	178,653	200,033
OYM – Alumbrado Público	874,812	982,310	1,125,621	1,268,909

G. Pérdidas de Distribución

SOLICITAMOS aplicar la sustitución de variables en la “Ecuación de Pérdidas Eficientes” de la página 9, con los valores “Impulsores de Costos” que figuran en la página 18, a partir de lo cual se obtiene la pérdida eficiente, y por ende, el índice de pérdidas eficientes (%).

Adicionalmente, y tal como detalláramos en nota VPER-046-23 fechada el 02 de marzo de 2023, el reconocimiento de las “pérdidas no gestionables” debidamente sustentadas por “zonas rojas” e invasiones, las cuales en el caso ENSA equivalen a 3.52% (a la fecha de elaboración del informe aportado), requieren la incorporación de un factor adicional por contexto Panamá (con relación a las empresas comparadoras de Estados Unidos).

Alineados con el espíritu ASEP de mantener incentivos a las empresas distribuidoras para que, de manera creativa, genere condiciones que le permitan “gestionar” las “pérdidas no gestionables”, pero al mismo tiempo se parta de un debido reconocimiento en atención a las coyunturas particulares de Panamá, **SOLICITAMOS que se haga un reconocimiento inicial con**

base al último dato real de la Distribuidora y se dé una reducción lineal, desde 80% hasta alcanzar el 50% en el último año del cuatrenio 2022-2026, del índice de pérdidas no gestionables debidamente sustentado.

Con lo anterior, **SOLICITAMOS** actualizar los índices de pérdidas eficientes a saber:

Pérdidas	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
Pérdidas Eficientes sin EDEMET	7.44%	7.43%	7.43%	7.43%
Pérdidas no gestionables reconocidas	2.82%	2.46%	2.11%	1.76%
Pérdidas Eficientes Reconocidas	10.26%	9.89%	9.54%	9.19%
Pérdidas EDEMET	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%

H. Compensaciones Adicionales por Afectaciones Percibidas

Esta sección tiene como finalidad determinar compensaciones que guardan relación con el impacto sobre la recuperación del IMP generado por el Estado de Emergencia Nacional, así como el impacto económico del aumento de las pérdidas no técnicas ocasionado por las restricciones impuestas a la normal operación de combate de pérdidas no técnicas de ENSA.

Destacamos que, además, se cuantifica el impacto de la entrada tardía del nuevo cuadro tarifario: durante el segundo semestre de 2018 se continuó aplicando las tarifas correspondientes al anterior período tarifario en lugar de implementar las nuevas tarifas.

Finalmente, se incluye en este análisis el error involuntario en el cálculo de las pérdidas detectado en la revisión tarifaria del periodo de 2018 a 2022.

SOLICITAMOS que estos resultados sean considerados para gestionar los reconocimientos en la tarifa por aprobar. A continuación, presentamos resumidamente las afectaciones, con los sustentos detallados en el ANEXO Informe Detallado Por Afectaciones en la página 42.

1. Afectación por Fuerza Mayor - COVID 2020-2022

SOLICITAMOS incluir en la valoración del IMP 2022-2026, las afectaciones percibidas en los ingresos producto del evento de fuerza mayor COVID, evento que incidió de manera importante en la recuperación del IMP aprobado en la revisión tarifaria del periodo 2018 al 2022, tal como fuese de conocimiento de su Autoridad y así fuese aceptado. En los análisis que se presentan a consideración de la ASEP, las afectaciones COVID totalizadas parten de 2 análisis que involucran considerar por un lado cómo se afectó la recuperación del IMP producto de la intempestiva contracción del consumo y la demanda, y por el otro, la afectación producto de decisiones sociales tomadas durante la pandemia que generaron un incremento importante en las pérdidas no técnicas (hurto de energía).

Lo anterior, se enmarca en lo indicado por la ASEP a través de su nota DSAN-2091-20 de 11 de noviembre de 2020, reiterado en sus notas DSAN-2350-20 de 10 de octubre de 2020 y DSAN-0708-22 de 15 de marzo de 2022, referente a su revisión integral e inclusión como parte del IMP 2022-2026.

Tal como se muestra en el ANEXO Informe Detallado Por Afectaciones la afectación resultante de un análisis exhaustivo concluye una afectación económica como sigue:

Afectación COVID-19	Afectación Covid-19 sobre IMP	Miles Balboas de junio 2022	26,716
	Afectación COVID en pérdidas de energía	Miles Balboas de junio 2022	10,082

En virtud de las disposiciones vigentes en el marco legal y normativo, **SOLICITAMOS que se incluya en el IMP una compensación por el orden de miles de B./.** 36,798, dentro del cuatrenio 2022-2026.

2. Afectación por Error Grave – IPPD 2018-2022

De forma similar al punto anterior, **SOLICITAMOS incluir en el IMP 2022-2026**, las afectaciones percibidas el error al momento del cálculo del IMP aprobado en la revisión tarifaria del periodo 2018 al 2022, de conformidad con lo expuesto en nuestra comunicación VPER-129-22 de 08 de septiembre de 2022 y con la cual compartiéramos memoria de cálculo que replica las metodologías ya conocidas en el proceso de revisión tarifaria.

Conforme al análisis en el ANEXO Informe Detallado Por Afectaciones en Efecto por Error Grave en el Cálculo de las Pérdidas - IMP 2018-2022, se confirma la afectación económica como sigue:

Afectación por error involuntario en el cálculo de pérdidas	Miles Balboas de junio 2022	24,339
--	-----------------------------	---------------

Toda vez que este hallazgo significa un “grave error en el cálculo del IMP, que es evidente y que lesiona injustamente los intereses de la empresa” conforme a lo establecido en el Artículo 98 de la Ley 6 re rige el sector de electricidad, **SOLICITAMOS que se incluya en el IMP una compensación por el orden de miles de B./.** 24,339, dentro del cuatrenio 2022-2026.

3. Afectación por Retraso – IMP 2018-2022

Finalmente, nos referimos a lo señalado en la Resolución AN No.17742-Elec de 30 de junio de 2022, por medio de la cual la ASEP, en respuesta al recurso de reconsideración presentado interpuesto por Naturgy, en sus considerandos 12.4, 12.5 y 12.6 precisó que “**dentro del proceso de revisión tarifaria que se está llevando a cabo [IMP 22-26], esta Autoridad Reguladora determinará el mecanismo para tomar en cuenta por el atraso**”.

En este apartado tomar en cuenta el cálculo presentado en el ANEXO Informe Detallado Por Afectaciones que hace parte de este documento, que soporta y cuantifica la afectación económica como sigue:

Afectación entrada tardía nuevo cuadro tarifario	Miles Balboas de junio 2022	3,584
---	-----------------------------	--------------

En atención de la situación presentada real y considerando los planteamientos de la ASEP en Resolución AN No.17742-Elec, **SOLICITAMOS que se incluya en el IMP una compensación por el orden de miles de B./ 3,584**, dentro del cuatrenio 2022-2026.

I. CONSOLIDADO IMP

1. Redistribución valores adicionales VAD / IPPD

Una vez se tienen los valores adicionales al IMP referentes a “Inversiones No Ejecutadas” (que en este caso corresponde a reconocimiento adicional) y las compensaciones correspondientes a “Fuerza Mayor COVID 2020-2022” y “Atraso IMP 2018-2022”, se deben distribuir en los conceptos VAD que son llevados posteriormente a la tarifa.

Para el proceso de distribución entre conceptos VAD, hemos detectado que la metodología ASEP realiza la distribución porcentual incluyendo el componente IPPD, elemento que siendo parte del proceso IMP, obedece a una naturaleza económica diferente que es además ajustada según el comportamiento real del monómico total y las ventas de energía. Por tanto, dada la inconsistencia, **SOLICITAMOS se corrijan la fórmula de redistribución para que se asignen únicamente a los componentes IPSD, IMPCO y ALUMPU.**

En el caso de la compensación “Error Grave IPPD 2018-2022”, aplicando el concepto equivalente del error original, se debe asignar directamente como suma al valor resultante del componente IPPD 2022-2026. Por tanto, **SOLICITAMOS se incorpore como un mayor valor del componente IPPD el “Error Grave (e involuntario) IPPD 2018-2022”.**

2. IMP 2022-2026 Final

Tomando en consideración todos los cambios, previamente descritos y sustentados, el resultado de valor presente (jun.2022) del IMP tota, base para la construcción del pliego tarifario 2022-2026 sería:

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
Expresado a junio 2022	UNIDADES	JULIO/22- JUNIO/26
VP-IPSD - DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	474,859.03
VP-IMPCO - COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	197,064.05
VP-ALUMPU - ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	23,564.00
SUB-TOTAL	Miles de B/.	695,487.08
VP-IPPD - PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	223,262.45
IMP TOTAL	Miles de B/.	918,749.53
ENERGIA FACTURADA (sin AP)	MWh	13,664,792.90
IMP	B./MWh	67.23
IMP S/Pérdidas	B./MWh	50.90

III. ANEXOS

Anexo A. Memoria de cálculo de Monómico 2022-2026

Nota: Esta sección está acompañada por el archivo Excel → Anexo - Monomico.xlsx

		Jul22-Jun23	Jul23-Jun24	Jul24-Jun25	Jul25-Jun26
Monómico Promedio	\$/MWh	133.77	128.55	130.60	130.98

Anexo B. Memoria de Cálculo Consolidado Análisis de Eficiencia a las Inversiones

Nota: Esta sección está acompañada por el archivo Excel → Consolidado CC_YYYY ASEP vENSA.xlsx

Anexo C. Memoria de Cálculo para la Base de Capital

Nota: Esta sección está acompañada por el archivo Excel → aa_ensa VENSA.xlsx

Anexo D. Informe Detallado Por Afectaciones

1. Normativa Y Antecedentes

El Estado de Emergencia Nacional producto de la pandemia Covid-19 tal como ha sido conversado con el regulador en distintas reuniones debe considerarse como una situación de caso fortuito (la pandemia por Covid-19) y fuerza mayor (la emergencia nacional dictaminada).

Este tipo de situación tiene cabida y es abordada o prevista en la legislación (Ley 6), la normativa sectorial (Reglamento de Distribución y Comercialización, RDC) y contractual (Contrato de Concesión de la Empresa).

a) Normativas

Según el art. 98 de la Ley 6:

“Artículo 98. Vigencia de las fórmulas de tarifa

Las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años. Excepcionalmente podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los

intereses de clientes o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor, que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas....”

Por su parte, el Contrato de Concesión establece en la cláusula 40:

“Cláusula 40. Revisión Extraordinaria del Pliego Tarifario

La AUTORIDAD, a petición de parte o de oficio, podrá realizar una revisión extraordinaria del pliego tarifario (fórmulas tarifarias) cuando se haya dado alguna de las condiciones estipuladas en la LEY 6 y ello haga necesario salvaguardar la regularidad, continuidad, eficiencia, expansión y/o cobertura en la prestación de los servicios contenidos en la cláusula 2a de este contrato en toda su zona de concesión del CONCESIONARIO.”

Adicionalmente, el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización establece que:

“Artículo 22 La Autoridad revisará al final de cada periodo tarifario, el IMP aprobado con respecto a los ingresos reales percibidos por la empresa distribuidora, a fin de determinar si las variaciones se encuentran dentro de un margen razonable. Para tales efectos deberá considerar que de acuerdo al contrato de concesión las variaciones en las ventas, en la cantidad y/o tipo de clientes y/o en los costos de insumos, o mano de obra, en forma diferente de lo reflejado por el Índice de Precios al Consumidor que emite la Contraloría General de la República, no constituye grave error de cálculo y por lo tanto no causarán la posibilidad de realizar revisiones extraordinarias de tarifas por motivo de estas situaciones.”

Considerando el fondo de las situaciones presentadas, aplica la condición de fuerza mayor (intervienen hechos del hombre) por efectos de las restricciones de movilidad y sus efectos. Además, el caso fortuito (entendiendo que no son del hombre), que en este caso se asocia al evento de naturaleza, en este caso la pandemia que se produce por el virus SARS-CoV-2. Vale la pena indicar que, indistintamente de cómo lo categoricemos conceptualmente todos los indicados son eventos que suponen condiciones especiales y anormales, de modo que, caben revisiones extraordinarias de las tarifas motivadas por estas situaciones.

Por otro lado, si bien a la fecha no están reglamentadas las condiciones que se deben dar para que se considere afectada en “forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio”, consideramos que ingresos verificados que se encuentren por debajo de los ingresos aprobados **más allá de un margen de error razonable durante una cantidad significativa de meses** reúnen estas condiciones.

Consideramos que un margen razonable de apartamiento es de -5% y que 6 meses consecutivos durante los que verifique esta condición son una cantidad significativa de meses.

La verificación en la realidad de esta condición habilitará la posibilidad de solicitar revisión tarifaria extraordinaria. Como se verá en secciones siguientes, el impacto de la pandemia ha superado con creces estos valores en el período abril-diciembre 2020 y con menor intensidad durante 2021.

Por otro lado, tampoco está reglamentado el procedimiento administrativo a seguir para llevar a cabo la Revisión Extraordinaria de Tarifas. Teniendo en cuenta lo anterior y dado que nos encontramos próximos a la finalización del actual período tarifario, proponemos que las afectaciones sean incluidas como parte integrante del IMP a ser aprobado para el próximo período tarifario. Al respecto, es importante señalar que existen antecedentes en los que ASEP, una vez establecida una diferencia, ha decidido hacer un reconocimiento expreso de la misma en la tarifa como un componente adicional en el IMP. Estos antecedentes se revisan en el siguiente punto.

Una vez verificado que se han dado las condiciones que habilitan el procedimiento de revisión tarifaria, corresponderá dentro de este proceso determinar, entre otros aspectos, el monto de la afectación económica pertinente. En este sentido este documento propone una metodología de cálculo y estimación de esta afectación.

b) Antecedentes

ASEP en dos ocasiones ha incluido diferencias de ingresos ocurridas en un período tarifario en el IMP del siguiente período. En ambas ocasiones el análisis estuvo centrado en determinar las inversiones no ejecutadas:

Revisión tarifaria julio 2014-junio 2018. Fue comparada la inversión aprobada (e incluida en tarifas) con la realizada efectivamente durante el período 2010-2014. En ese análisis ASEP determinó que la Empresa había realizado inversiones por debajo de las reconocidas en tarifa y, debido a ello, descontó del IMP del período 2014-2018 el monto asociado a este concepto.

Revisión tarifaria julio 2018-junio 2022. Nuevamente ASEP comparó la inversión aprobada con la realizada efectivamente durante el período 2014-2018. En este caso, ASEP determinó que la Empresa había realizado inversiones en exceso a las reconocidas en tarifas, por lo que fue reconocido en el IMP 2018-2022 un monto adicional. A diferencia de la ocasión anterior, este monto adicional reconocido a la Empresa fue acotado a 1% del IMP aprobado aduciendo que de esta manera se desincentiva realizar inversiones en exceso.

En estos casos la revisión que realizó ASEP fue en relación con las erogaciones (inversiones) y el impacto asociado a la rentabilidad y depreciación; mientras que la revisión que aquí se solicita es con relación a ingresos reales percibidos e IMP aprobado. Este último tipo de revisión es el que prevé el artículo 22 del Título IV del RDC. En consecuencia, consideramos que el procedimiento propuesto tiene validez toda vez que:

?

?

Existen antecedentes similares aplicados por ASEP (inversiones no ejecutadas)
La revisión está contemplada en el RDC

El procedimiento seguido por ASEP en aquellas ocasiones para la cuantificación económica fue el siguiente:

- i. Cálculo de diferencias anuales entre inversiones aprobadas y realizadas.
- ii. Determinación de la remuneración reconocida de inversiones no ejecutadas (o de la remuneración no reconocida de las inversiones ejecutadas en exceso). Esta remuneración se compone de depreciación y rentabilidad sobre la inversión neta.
- iii. Indexación de esta remuneración a valores del comienzo del ciclo tarifario. Esta indexación tiene en cuenta la inflación y el costo de oportunidad de dichos ingresos (medido a través de la tasa de rentabilidad regulatoria).

2. Impacto en la Recuperación del IMP (Sin Pérdidas de Distribución)

Nota: Esta sección está acompañada por el archivo Excel → *Afectacion_CovidMercado.xlsx*

a) EVOLUCIÓN DE MERCADO

Como primera aproximación del impacto de la pandemia por Covid-19 se compara el mercado proyectado en la última revisión tarifaria con el verificado en la realidad. Este análisis es realizado en base mensual con el fin de lograr mayor precisión.

Ventas proyectadas

Las tarifas aprobadas para el período julio 2018-junio 2022 fueron calculadas a partir de proyecciones de ventas anuales totales establecidas por ASEP. Las ventas (sin EDEMET) esperadas según el IMP aprobado crecerían durante el período a una tasa anual constante de 3,12%:

Ventas totales ENSA proyectadas por ASEP

Concepto	Unidad	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22	Crec. anual
Energía Facturada (sin/AP)	MWh	3 659 244	3 773 413	3 891 143	4 012 547	3,12%

A los fines del cálculo tarifario estas ventas fueron asignadas a las categorías tarifarias de acuerdo con lo establecido en el art. 4 del Título IV del RDC¹. En esta asignación se tuvo en

¹ Artículo 43 Las empresas distribuidoras deberán utilizar en sus cálculos la misma información global utilizada para determinar el IMP (energía, potencia, clientes, demanda máxima, etc.)

consideración la estructura de mercado proyectada por ENSA para el período. Respecto a la apertura mensual de estas ventas se destacan 2 períodos:

?

Período Julio 2018-diciembre 2020: estimación con detalle mensual

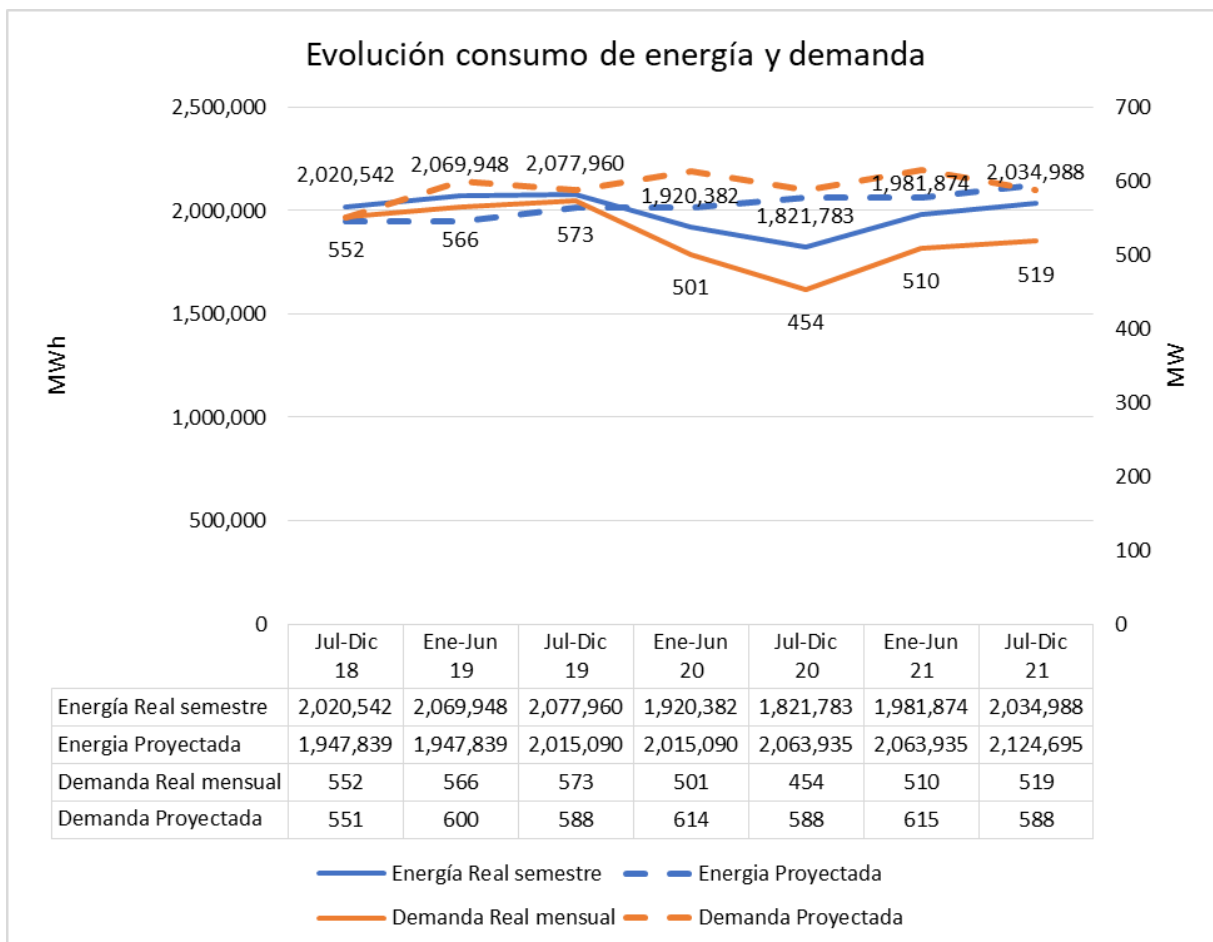
Años 2021 y 2022. Estimaciones anuales. Teniendo en cuenta esta limitación, se estimó el consumo mensual de cada categoría tarifaria replicando la misma estructura temporal del consumo mensual durante 2020.

A partir de estos ajustes se tiene las variables de consumo mensual (energía, demanda, clientes, conexiones) de cada categoría tarifaria consistente con los volúmenes globales estipulados por ASEP.

Ventas verificadas

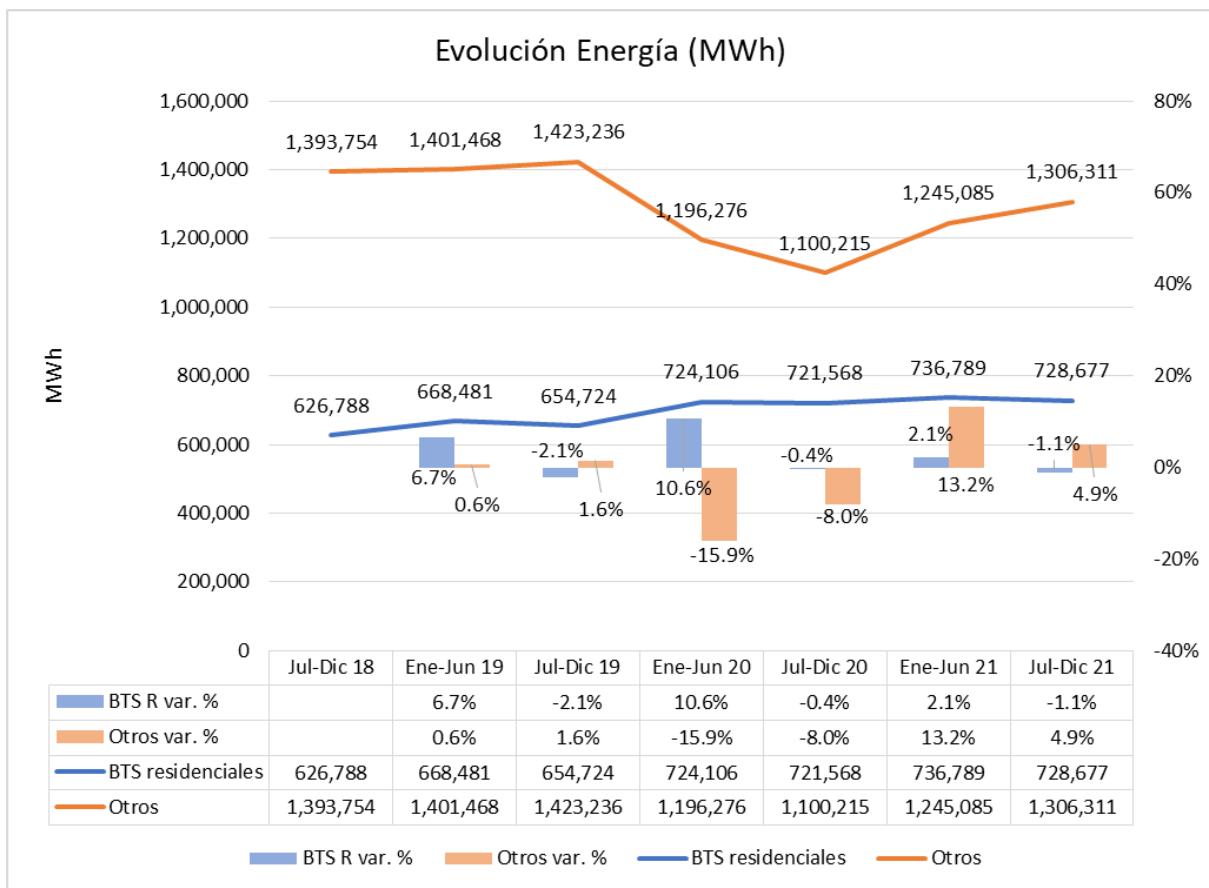
La base comercial de ENSA fue procesada con el fin de determinar los consumos facturados (clientes, energía, demanda, conexiones) mensuales verificados en la realidad. La información procesada abarcó el período julio 2018-diciembre 2021.

La siguiente figura muestra las ventas semestrales de energía (MWh) y de demanda promedio mensual (MW) facturadas hasta diciembre 2021:



Se puede ver una disminución de las ventas de energías y demanda de 7.6% y 12.6%, respectivamente, durante el primer semestre 2020 en relación con el segundo semestre 2019. Estas disminuciones se mantienen en el segundo semestre 2020: -5.2% y -9.4% para la energía y la demanda, en ese orden. Durante 2021 se produce una recuperación, pero sin alcanzar los niveles previos a la pandemia.

La caída en las ventas de energía ha sido provocada principalmente por la caída en las categorías no residenciales (con cargos por demanda y horarias y BTS no residenciales), mientras que la tarifa BTS residencial (incluye prepagos) muestra un crecimiento:



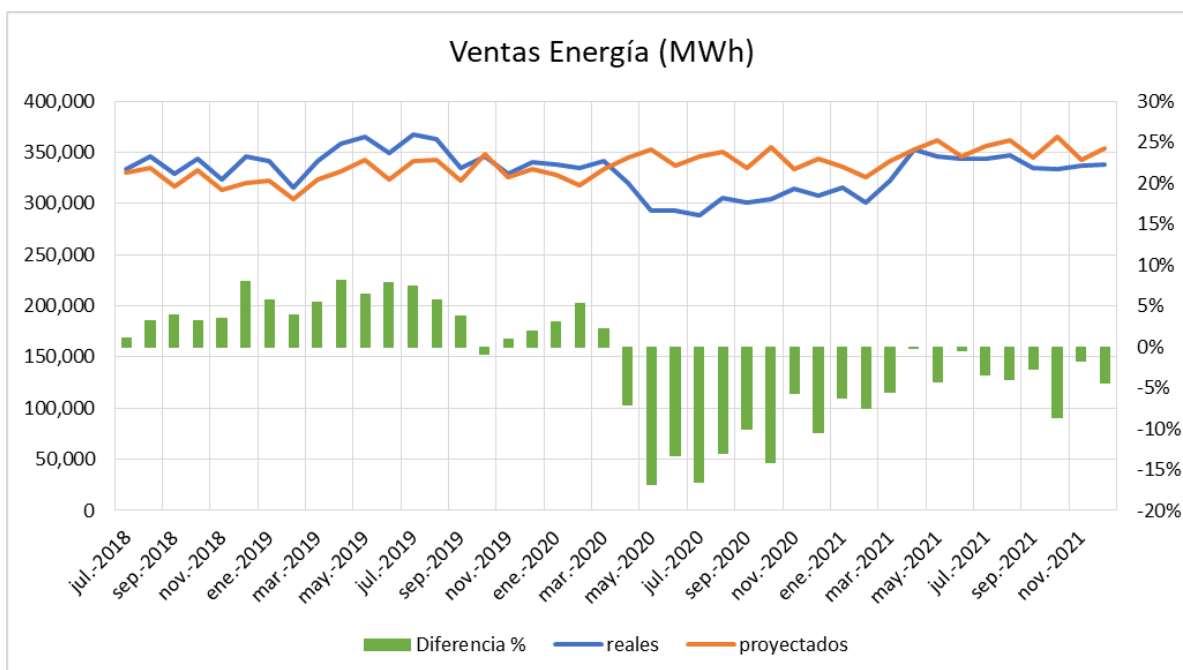
En el primer semestre 2020 el consumo residencial aumenta 10.6% respecto del semestre anterior, mientras que el de los no residenciales muestra una caída de 15.9% acentuado luego con otra caída del 8.0% en el segundo semestre 2020.

La caída en las ventas de energía a las tarifas con demanda máxima u horaria va de la mano con la caída de la demanda facturada (MW) del gráfico anterior.

Diferencias

A partir de los consumos proyectados y verificados se puede observar el impacto de la pandemia por Covid-19.

En primer lugar, se muestran las ventas mensuales de energía (MWh) totales proyectadas y verificadas:



Se puede observar que a partir de abril 2020 las ventas de energía reales caen ubicándose por debajo de los valores proyectados, disminuyendo la brecha a partir de abril 2021.

La siguiente tabla muestra las diferencias en términos porcentuales:

	Diferencias % de Ventas Energía			
	2018	2019	2020	2021
enero		5.7%	3.0%	-6.2%
febrero		3.9%	5.3%	-7.6%
marzo		5.4%	2.2%	-5.6%
abril		8.1%	-7.1%	-0.1%
mayo		6.4%	-16.8%	-4.3%
junio		7.8%	-13.3%	-0.4%
julio	1.0%	7.4%	-16.6%	-3.4%
agosto	3.1%	5.7%	-13.0%	-4.0%
septiembre	3.8%	3.7%	-10.0%	-2.8%
octubre	3.2%	-0.9%	-14.2%	-8.7%
noviembre	3.5%	1.0%	-5.7%	-1.7%
diciembre	7.9%	1.9%	-10.4%	-4.4%
Promedio	3.8%	4.7%	-8.1%	-4.1%
Mínimo	1.0%	-0.9%	-16.8%	-8.7%
Máximo	7.9%	8.1%	5.3%	-0.1%

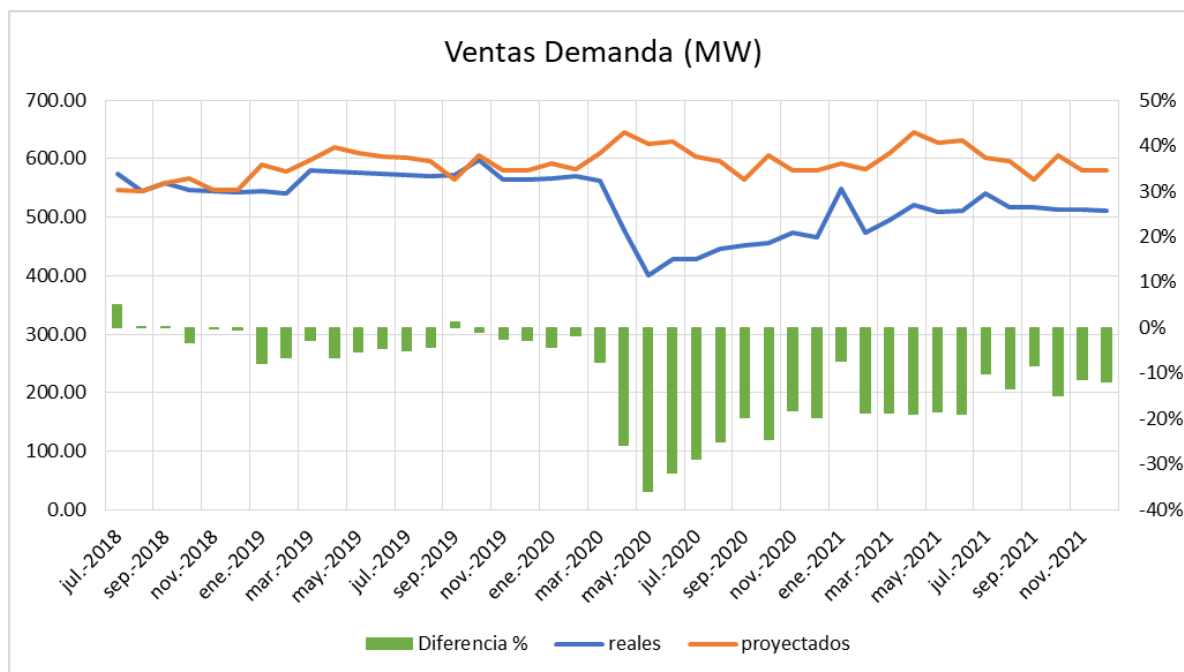
Nota: Diferencias con respecto a los valores proyectados

Celdas en gris corresponden a meses de pandemia

En rojo se muestran caídas superiores a 5%

De la información presentada se destaca que los meses de confinamiento obligatorio son los que presentan en su mayoría la mayor diferencia. En este sentido Panamá impone cuarentena indefinida desde el mes de marzo de 2020, que implica un toque de queda parcial que regiría desde las en ciertos periodos del día, con salidas sólo por dos horas y por turnos para abastecerse en el territorio nacional.

Por su parte, las ventas de demanda (MW) verificadas muestran también una caída a partir de abril 2020 pero más significativas que las ventas de energía (debido a que no son compensadas por los BTS):



b) Evolución De Ingresos. Diferencias

Para determinar el impacto de la pandemia Covid-19 sobre la recuperación del IMP aprobado en la última revisión tarifaria, se han estimado mensualmente los ingresos de ENSA obtenidos con el mercado verificado en la realidad y los que se habrían obtenido en caso de cumplirse las proyecciones de mercado determinadas por ASEP.

A tal fin se facturó tanto el mercado verificado como el proyectado considerando los cargos tarifarios asociados exclusivamente al IMP. De esta forma las facturaciones obtenidas:

?

Reflejan los ingresos de ENSA en concepto de recuperación de IMP. Los cargos considerados corresponden a los componentes de comercialización, distribución y alumbrado público, y se excluyen las pérdidas regulatorias reconocidas. El efecto sobre las pérdidas regulatorias se analiza separadamente.

?

Permiten identificar y comparar exclusivamente el efecto producto de variaciones en el mercado dado que para un mismo mes se utilizan los mismos cargos tarifarios para facturar el mercado verificado como el mercado proyectado.

La siguiente tabla muestra de manera mensual el IMP aprobado y los ingresos verificados en la realidad:

Ingresos IMP aprobados vs Ingresos Verificados, jul 2018-dic 2021, miles Balboas.

	2018		2019		2020		2021	
	Aprobado	Verificado	Aprobado	Verificado	Aprobado	Verificado	Aprobado	Verificado
enero			12,779	12,440	12,878	12,714	12,919	12,656
febrero			12,524	12,080	12,822	12,701	12,861	11,609
marzo			12,756	13,044	13,057	12,907	13,099	12,199
abril			13,290	13,323	13,755	12,019	13,794	12,703
mayo			13,622	13,664	13,897	11,489	13,936	12,596
junio			13,010	13,097	13,486	11,513	13,523	12,559
julio	12,421	12,483	13,398	13,136	13,603	11,224	13,547	12,810
agosto	12,568	12,514	13,468	13,063	13,773	11,838	13,717	12,634
septiembre	11,999	11,925	12,869	12,582	13,288	11,617	13,253	12,475
octubre	12,664	12,185	13,718	13,039	13,973	11,748	13,916	12,633
noviembre	11,977	11,962	12,952	12,484	13,243	11,860	13,196	12,414
diciembre	12,181	12,177	13,109	12,631	13,482	11,956	13,433	12,545

Al compararse estas facturaciones mensuales con los ingresos previstos en el IMP se tienen las siguientes diferencias porcentuales:

Diferencia porcentual entre IMP aprobado vs Ingresos Verificados, jul 2018-dic 2021.

	Diferencias % de IMP			
	2018	2019	2020	2021
enero		-2.7%	-1.3%	-2.0%
febrero		-3.5%	-0.9%	-9.7%
marzo		2.3%	-1.1%	-6.9%
abril		0.2%	-12.6%	-7.9%
mayo		0.3%	-17.3%	-9.6%
junio		0.7%	-14.6%	-7.1%

	Diferencias % de IMP			
	2018	2019	2020	2021
julio	0.5%	-2.0%	-17.5%	-5.4%
agosto	-0.4%	-3.0%	-14.0%	-7.9%
septiembre	-0.6%	-2.2%	-12.6%	-5.9%
octubre	-3.8%	-5.0%	-15.9%	-9.2%
noviembre	-0.1%	-3.6%	-10.4%	-5.9%
diciembre	0.0%	-3.6%	-11.3%	-6.6%
Promedio	-0.7%	-1.8%	-10.8%	-7.0%
Mínimo	-3.8%	-5.0%	-17.5%	-9.7%
Máximo	0.5%	2.3%	-0.9%	-2.0%

Nota: Diferencias con respecto a los valores aprobados de IMP

Las celdas en gris corresponden a mes afectados por pandemia Covid-19

De la tabla anterior se puede apreciar que las diferencias (en valores negativos) respecto del IMP aprobado se han profundizado a partir de la declaración de emergencia nacional producto de la pandemia por Covid-19.

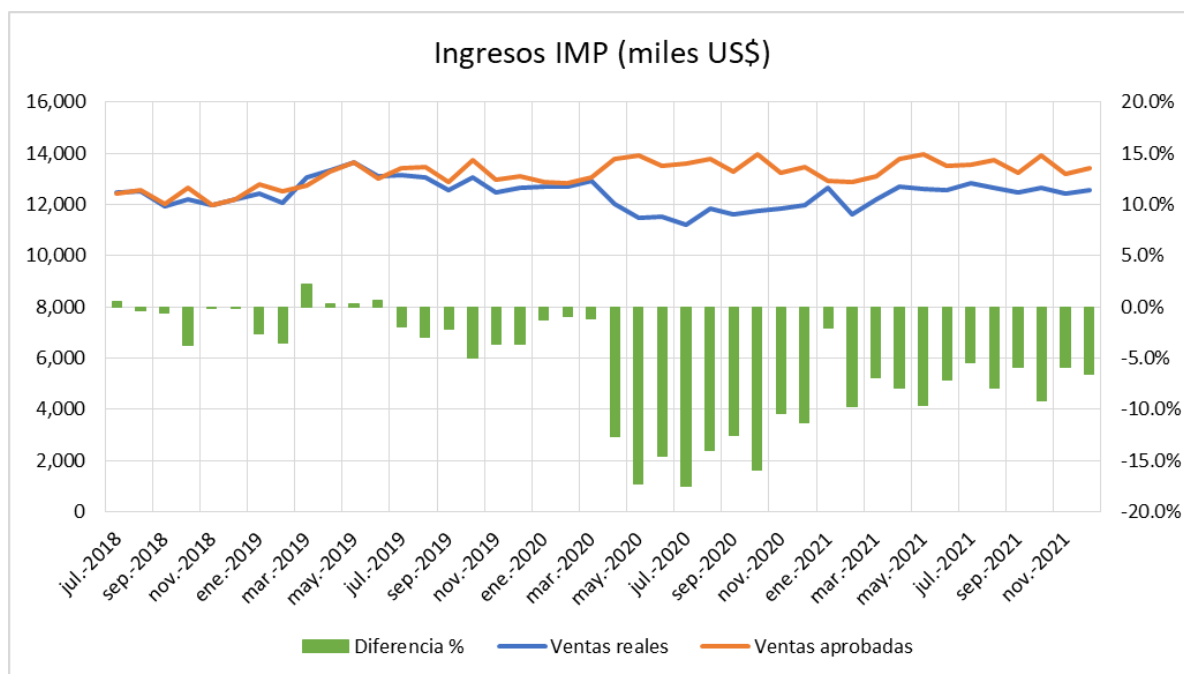
De hecho, pueden identificarse dos períodos.

El **período pre-pandemia comprendida entre julio 2018 y marzo 2020**. Este período muestra diferencias positivas y negativas del IMP recuperado respecto del aprobado. Estas diferencias oscilan entre **0.7%** y **-5%**, con un promedio de **-1.4%**. Estas diferencias pueden considerarse dentro del margen de error estadístico por lo que pueden considerarse aceptables o razonables.

El **período de pandemia comprendido entre abril 2020 y diciembre 2021** (último mes analizado). Este período muestra en todos los meses diferencias negativas, siendo durante 2020 todas superiores a **-10%**, con valores extremos de **-17.5%** (julio 2020). Los resultados muestran que las caídas estuvieron concentradas durante el período de cuarentena estricta comprendida entre abril 2020 y diciembre 2020, con diferencias del IMP verificado respecto del proyectado superior a **-10%**. Estas diferencias se mantuvieron durante 2021 con menor intensidad, pero con diferencias entre **-5%** y **-10%** esto explicado por las medidas tomadas por el Gobierno Nacional en la eliminación gradual de las restricciones de movilidad y el reinicio de las actividades económicas. En este sentido, se debe enfatizar que para el 3 de septiembre de 2021 el Ministerio de Salud comunicaba² que evaluaba el levantamiento de algunas restricciones, incluido el toque de queda, que seguía vigente en Panamá y San Miguelito.

² Referencia Capital Financiero: <https://elcapitalfinanciero.com/minsa-estudia-levantar-el-toque-de-queda/>

La siguiente figura permite visualizar el apartamiento que se da a partir de la declaración de emergencia nacional por pandemia Covid-19 entre los ingresos por IMP verificados en la realidad de los aprobados.



c) Valorización Económica De Afectaciones Sobre El IMP

Para valorizar las afectaciones económicas de la pandemia por Covid-19 sobre el IMP de ENSA, ENSA considera que diferencias que excedan el margen de error estadístico implican un compromiso grave en la capacidad financiera de la empresa.

Para determinar este margen de error se propone considerar el período previo a la pandemia que puede considerarse como de “normalidad”. Durante este período, como se ha visto, se intercalan meses con diferencias positivas y negativas. Teniendo en consideración este aspecto es que se propone el promedio de las diferencias negativas para establecer este margen de error. De acuerdo con la tabla anterior, este % de apartamiento asociado al error estadístico es:

promedio de diferencias negativas	-2,1%
-----------------------------------	--------------

Todas aquellas diferencias que excedan este margen razonable pueden considerarse afectación económica producto de la pandemia. Esta afectación, por lo tanto, se calcula como la diferencia entre la facturación del IMP verificada en la realidad y el IMP aprobado mínimo aceptable (límite aceptable de ventas aprobadas). Este IMP aprobado mínimo es el IMP aprobado descontado el porcentaje aceptable de **2.1%**. Para ilustrar el procedimiento

considérese el siguiente ejemplo: en abril 2020 la diferencia fue de -12.6%, al descontar -2.1%, se tiene que la afectación es de -10.5% del IMP aprobado.

La siguiente tabla muestra los resultados de aplicar este procedimiento por semestre tarifario desagregado por componente del IMP. Algunas precisiones sobre esta tabla:

- Ventas aprobadas:** ingresos esperados de acuerdo con el IMP aprobado y las ventas (energía, demanda, clientes, conexiones) proyectadas para el período tarifario. Sólo se consideran meses afectados por la pandemia o en los que el apartamiento de los ingresos reales respecto de los aprobados, supera el límite aceptable. Es así que, el 1° semestre 2020 considera sólo los meses de abril a junio y el 1° semestre 2021 excluye enero debido a que el apartamiento fue de -2%.
- Límite inferior aceptable de ventas aprobadas:** son las ventas aprobadas descontado el porcentaje aceptable de diferencia de -2.1%.
- Diferencia respecto del mínimo aceptable:** diferencia entre las ventas reales y el límite inferior aceptable de ventas aprobadas.

Cálculo diferencia de ingresos producto de la pandemia Covid-19, miles Balboas nominales, por componente del IMP

		Jul-Dic 18	Ene-Jun 19	Jul-Dic 19	Ene-Jun 20	Jul-Dic 20	Ene-Jun 21	Jul-Dic 21	Ene-Jun 22
Ventas aprobadas	Total	0	0	0	41 139	81 361	67 214	81 063	0
	Comercialización	0	0	0	11 323	23 225	18 669	23 344	0
	Distribución	0	0	0	28 769	56 039	46 787	55 555	0
	Alumbrado Público	0	0	0	1 048	2 097	1 758	2 164	0
Límite inferior aceptable de ventas aprobadas	Total	0	0	0	40 266	79 636	65 788	79 343	0
	Comercialización	0	0	0	11 083	22 733	18 273	22 849	0
	Distribución	0	0	0	28 158	54 850	45 795	54 377	0
	Alumbrado Público	0	0	0	1 025	2 053	1 720	2 118	0
Ventas reales	Total	0	0	0	35 021	70 243	61 666	75 511	0
	Comercialización	0	0	0	10 752	21 231	18 200	22 121	0
	Distribución	0	0	0	23 378	47 186	41 815	51 338	0
	Alumbrado Público	0	0	0	892	1 826	1 652	2 052	0
Diferencia entre Ventas reales y mínimo aceptable	Total	0	0	0	-5 245	-9 393	-4 122	-3 832	0
	Comercialización	0	0	0	-331	-1 501	-73	-728	0
	Distribución	0	0	0	-4 781	-7 665	-3 980	-3 038	0
	Alumbrado Público	0	0	0	-134	-226	-69	-66	0
Diferencia %	Total				-13,0%	-11,8%	-6,3%	-4,8%	
	Comercialización				-3,0%	-6,6%	-0,4%	-3,2%	
	Distribución				-17,0%	-14,0%	-8,7%	-5,6%	
	Alumbrado Público				-13,1%	-11,0%	-4,0%	-3,1%	

Nota: Diferencias con respecto al límite inferior aceptable

Estos resultados se presentan alternativamente desagregados por grupos tarifarios:

Cálculo diferencia de ingresos producto de la pandemia Covid-19, miles Balboas nominales, por grupo tarifario

		Jul-Dic 18	Ene-Jun 19	Jul-Dic 19	Ene-Jun 20	Jul-Dic 20	Ene-Jun 21	Jul-Dic 21	Ene-Jun 22
Ventas aprobadas	Total	0	0	0	41,139	81,361	67,214	81,063	0
	BTS	0	0	0	21,077	44,174	34,525	43,862	0
	BTD+BTH (Reg y P)	0	0	0	11,245	20,596	18,219	20,557	0
	MTD+MTH (Reg y P)	0	0	0	7,574	14,197	12,475	14,275	0
	ATD+ATH (Reg y P)	0	0	0	542	1,101	899	1,084	0
	EDEMET	0	0	0	621	1,123	954	1,114	0
	Conexión	0	0	0	79	170	141	171	0
Límite inferior aceptable de ventas aprobadas	Total	0	0	0	40,266	79,636	65,788	79,343	0
	BTS	0	0	0	20,630	43,237	33,793	42,932	0
	BTD+BTH (Reg y P)	0	0	0	11,007	20,159	17,833	20,121	0
	MTD+MTH (Reg y P)	0	0	0	7,414	13,896	12,211	13,972	0
	ATD+ATH (Reg y P)	0	0	0	531	1,078	880	1,061	0
	EDEMET	0	0	0	608	1,100	934	1,090	0
	Conexión	0	0	0	77	166	138	167	0
Ventas reales	Total	0	0	0	35,021	70,243	61,666	75,511	0
	BTS	0	0	0	21,220	40,890	35,060	42,137	0
	BTD+BTH (Reg y P)	0	0	0	7,458	15,983	14,403	18,049	0
	MTD+MTH (Reg y P)	0	0	0	5,499	11,616	10,439	13,271	0
	ATD+ATH (Reg y P)	0	0	0	389	853	825	1,000	0
	EDEMET	0	0	0	422	762	757	871	0
	Conexión	0	0	0	33	139	181	184	0
Diferencia entre Ventas reales y mínimo aceptable	Total	0	0	0	-5,245	-9,393	-4,122	-3,832	0
	BTS	0	0	0	590	-2,346	1,267	-795	0
	BTD+BTH (Reg y P)	0	0	0	-3,549	-4,176	-3,430	-2,072	0
	MTD+MTH (Reg y P)	0	0	0	-1,915	-2,280	-1,772	-701	0
	ATD+ATH (Reg y P)	0	0	0	-142	-225	-55	-61	0
	EDEMET	0	0	0	-186	-338	-177	-220	0
	Conexión	0	0	0	-44	-28	44	17	0
Diferencia %	Total				-13.0%	-11.8%	-6.3%	-4.8%	
	BTS				2.9%	-5.4%	3.8%	-1.9%	
	BTD+BTH (Reg y P)				-32.2%	-20.7%	-19.2%	-10.3%	
	MTD+MTH (Reg y P)				-25.8%	-16.4%	-14.5%	-5.0%	
	ATD+ATH (Reg y P)				-26.7%	-20.9%	-6.3%	-5.8%	
	EDEMET				-30.5%	-30.7%	-18.9%	-20.1%	
	Conexión				-56.8%	-16.6%	31.9%	9.9%	

Las diferencias obtenidas corresponden a valores nominales. Para realizar una **adecuada valorización económica de estas afectaciones** se debe tener en cuenta el costo de

oportunidad del dinero en el tiempo. Es decir, los ingresos no percibidos en cada semestre deben incluir los intereses que se habrían obtenido al invertir los mismos a la tasa de interés nominal relevante, de forma tal de obtener una cuantificación económica a valores de junio 2022.

A tal fin estos valores fueron ajustados por inflación hasta junio 2022 y la tasa de rentabilidad regulatoria (tasa real) aprobada en la anterior revisión tarifaria como medida del costo de oportunidad del dinero. El factor de ajuste aplicado a los valores nominales se obtiene según la siguiente expresión matemática:

$$f_{t,jun22} = \frac{IPC_{jun22}}{IPC_t} \times (1 + r)^n$$

Siendo:

$f_{t,jun22}$: factor de ajuste para llevar valores en el semestre t a valores a junio 2022.

IPC_{jun22} : Índice de Precios al Consumidor estimado a junio 2022

IPC_t : Índice de Precios al Consumidor a mitad del semestre t. Por ejemplo, para el semestre enero-junio 2020, corresponde al IPC de marzo 2020.

r : tasa de rentabilidad regulatoria aprobada para el actual período tarifario (8.94%)

n : cantidad de años entre el mediados del semestre t y junio 2022. Por ejemplo, para el semestre enero-junio 2020, el valor es de 2.25 años.

Este procedimiento es consistente con la valorización realizada por ASEP para estimar los descuentos al IMP producto de inversiones no ejecutadas durante los períodos tarifarios jul 10- jun 14 y jul 14-jun 18.

Diferencia Ingresos (miles Balboas), por componente IMP. Actualizados a junio 2022

		Jul-Dic 18	Ene-Jun 19	Jul-Dic 19	Ene-Jun 20	Jul-Dic 20	Ene-Jun 21	Jul-Dic 21	Ene-Jun 22	Total
Diferencia de ingresos nominales	Total	0	0	0	-5,245	-9,393	-4,122	-3,832	0	-22,592
	Comercialización	0	0	0	-331	-1,501	-73	-728	0	-2,633
	Distribución	0	0	0	-4,781	-7,665	-3,980	-3,038	0	-19,464
	Alumbrado Público	0	0	0	-134	-226	-69	-66	0	-495
Diferencia de ingresos actualizados	Total	0	0	0	-6,523	-11,344	-4,706	-4,143	0	-26,716
	Comercialización	0	0	0	-411	-1,813	-84	-787	0	-3,095
	Distribución	0	0	0	-5,945	-9,258	-4,543	-3,285	0	-23,031
	Alumbrado Público	0	0	0	-166	-273	-79	-71	0	-590

Consecuentemente, la afectación sobre el IMP (sin pérdidas de distribución) es de:

Afectación Covid-19 sobre IMP (sin pérdidas de distribución)	Miles BALBOAS de junio 2022	-26,716
--	-----------------------------	----------------

3. Impacto Sobre Pérdidas No Técnicas Durante la Pandemia

Nota: Esta sección está acompañada por el archivo Excel → Afectacion_CovidPerdidas.xlsx

La Resolución AN No.16061-Elec del 24 de abril de 2020 impide a ENSA realizar la suspensión o desconexión de ningún inmueble habitado, lo cual representa restricciones a la normal operatoria y gestión de la empresa. Como consecuencia de lo anterior, la suspensión de todas las medidas y operaciones que generasen desconexión de servicio (incluso fraudulentas) trae aparejado un incremento de las pérdidas no técnicas.

Por ello, y en primer lugar, se analiza la evolución de las pérdidas de energía y se muestra su incremento a partir de la situación de pandemia por Covid-19.

Posteriormente, el incremento de las pérdidas de energía producto de esta situación es valorizada económicamente con el fin de estimar las afectaciones producidas a la Empresa.

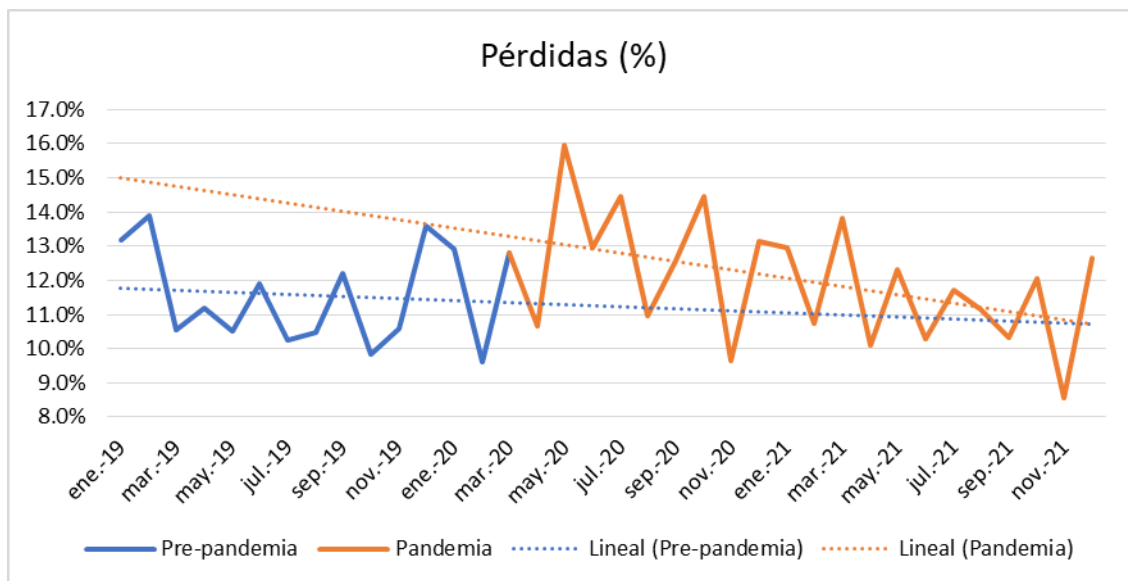
a) Análisis

Las pérdidas porcentuales de energía muestran un incremento significativo a partir de abril 2020 consecuencia de las restricciones impuestas a la normal gestión de la empresa. Esta situación se mantiene el resto de 2020 y primeros meses de 2021, con una paulatina normalización desde agosto 2021, aproximadamente. La siguiente tabla y gráfico muestra la evolución de las pérdidas porcentuales:

Pérdidas de energía (%) (Con respecto a Compras de Energía + Energía Grandes Clientes)

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
2019	13.2%	13.9%	10.5%	11.2%	10.5%	11.9%	10.2%	10.5%	12.2%	9.8%	10.6%	13.6%	11.5%
2020	12.9%	9.6%	12.8%	10.7%	16.0%	12.9%	14.5%	11.0%	12.6%	14.4%	9.7%	13.1%	12.5%
2021	12.9%	10.7%	13.8%	10.1%	12.3%	10.3%	11.7%	11.2%	10.3%	12.1%	8.5%	12.7%	11.4%

Nota: en rojo se resaltan meses de pandemia que superan el promedio pre-pandemia (11.6%)



Las líneas punteadas representan la tendencia lineal en el período pre-pandemia y en los meses posteriores: se puede apreciar la dislocación de la tendencia a partir del inicio de la pandemia.

Los valores anteriores fueron obtenidos de la siguiente manera:

La pérdida de energía se calcula como la diferencia entre la energía ingresada (sin EDEMET) menos la venta total (sin EDEMET). Estos componentes se obtienen como:

- Energía ingresada (sin EDEMET): compras al SIN + Sistemas regionales + ACP + Energía para Grandes Clientes Habilitados – Pérdidas técnicas de energía a EDEMET³
- Venta total (sin EDEMET): Venta a Clientes Regulados + Alumbrado Público + Energía para Grandes Clientes Habilitados.

Las pérdidas porcentuales resultan del cociente de estas pérdidas de energía y la energía ingresada (sin EDEMET).

b) Valorización Económica de Afectaciones

Para valorizar la afectación producto de las restricciones impuestas a la gestión de la empresa debe estimarse en primer lugar cuáles hubieran sido las pérdidas de energía bajo condiciones de normalidad (es decir, estimar las pérdidas en caso de que la empresa hubiera podido desarrollar con normalidad sus acciones de gestión de pérdidas no técnicas).

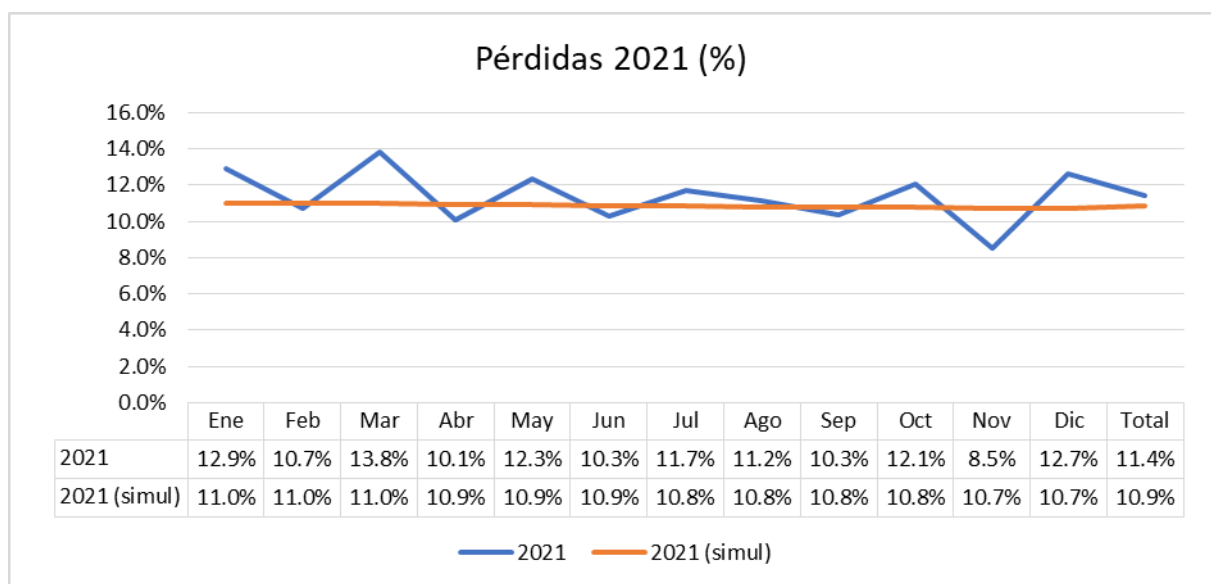
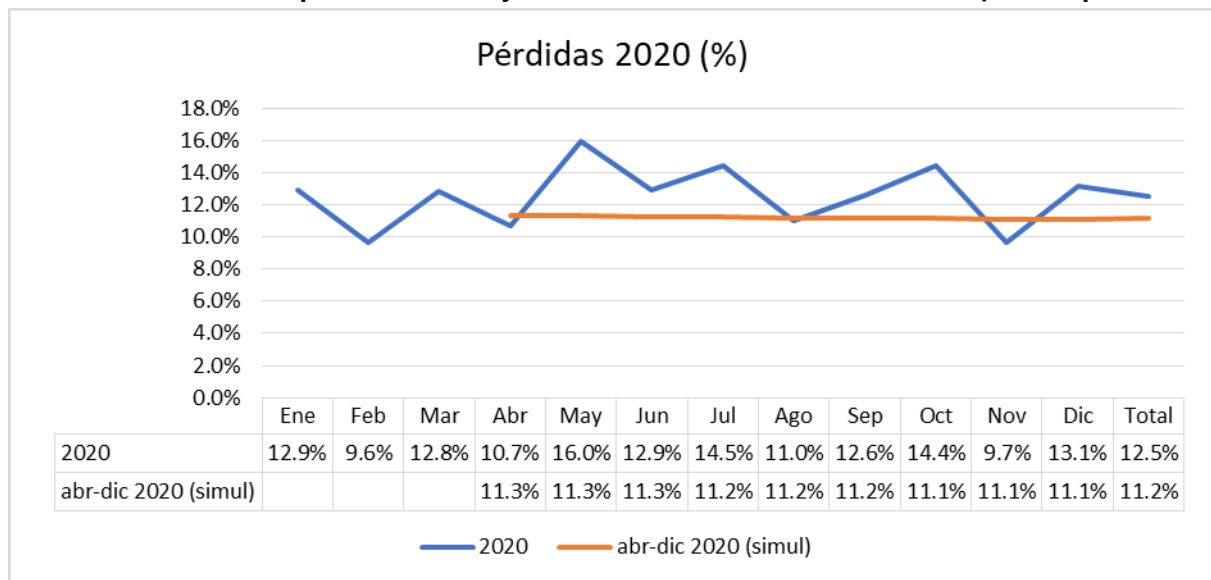
En condiciones normales se considera que las pérdidas de energía durante la pandemia habrían mantenido la tendencia previa. Esta tendencia surge de la estimación lineal

³ Se sustrae de las compras las pérdidas asociadas a la energía trasegada a EDEMET para que las compras reflejen solamente las relacionadas a los clientes regulados más Grandes Clientes Habilitados.

econométrica considerando las pérdidas porcentuales durante el período pre-pandemia comprendido entre enero 2019 y marzo 2020.

Las siguientes figuras muestran los porcentajes de pérdidas reales y las estimadas bajo condiciones normales (ausencia de pandemia Covid-19):

Simulación de pérdidas bajo condiciones normales (sin pandemia)



Se puede observar que las diferencias entre lo real y lo proyectado linealmente son significativas en el período abril-dic 2020; sin embargo, durante 2021 las pérdidas (%) reales adoptan valores similares a las proyectadas.

Con estos porcentajes de pérdidas se calcularon las pérdidas de energía (en MWh) para cada mes a partir de abril 2020 suponiendo condiciones de normalidad. A partir de esta información se calcularon las pérdidas consecuencia de las restricciones impuestas sobre la gestión de la empresa como la diferencia de las pérdidas reales y estas pérdidas estimadas. La siguiente tabla resume estos resultados:

Pérdidas de energía ocasionadas por restricciones en pandemia

Período	Abril-diciembre 2020			2021		
	Pérdidas reales (MWh)	Pérdidas simuladas sin pandemia (MWh)	Pérdidas pandemia (MWh)	Pérdidas reales (MWh)	Pérdidas simuladas sin pandemia (MWh)	Pérdidas pandemia (MWh)
	(A)	(B)	(C) = (A) - (B)	(A)	(B)	(C) = (A) - (B)
Ene		0	0	42,562	36,298	6,263
Feb		0	0	34,096	34,905	-809
Mar		0	0	50,368	39,990	10,378
Abr	32,826	34,837	-2,011	35,613	38,626	-3,013
May	52,181	36,899	15,282	45,287	40,129	5,157
Jun	40,482	35,213	5,268	36,089	38,140	-2,051
Jul	46,427	36,018	10,409	43,155	39,913	3,242
Ago	35,581	36,305	-724	40,366	39,095	1,271
Sep	40,021	35,483	4,538	35,906	37,491	-1,586
Oct	49,768	38,346	11,423	44,418	39,607	4,811
Nov	30,491	35,036	-4,544	28,854	36,211	-7,356
Dic	45,473	38,326	7,147	46,749	39,516	7,233
Total	373,251	326,462	46,789	483,463	459,922	23,541

Con las pérdidas de pandemia (diferencia entre las pérdidas reales y las simuladas) y el monómico de abastecimiento para cada mes se obtiene la valorización mensual para el período analizado:

Afectaciones Covid-19 por incremento de pérdidas de energía

Período	Incremento pérdidas Covid-19 (MWh)		Monómico de abastecimiento (US\$/MWh)		Afectación Covid-19 (miles Balboas)	
	abr-dic 2020	2021	abr-dic 2020	2021	abr-dic 2020	2021
Ene		6,263		117		731
Feb		-809		127		-103
Mar		10,378		122		1,262
Abr	-2,011	-3,013	128	112	-257	-337
May	15,282	5,157	121	112	1,843	579
Jun	5,268	-2,051	132	124	696	-255

Período	Incremento pérdidas Covid-19 (MWh)		Monómico de abastecimiento (US\$/MWh)		Afectación Covid-19 (miles Balboas)	
	abr-dic 2020	2021	abr-dic 2020	2021	abr-dic 2020	2021
Jul	10,409	3,242	124	117	1,288	381
Ago	-724	1,271	128	116	-92	148
Sep	4,538	-1,586	128	121	579	-192
Oct	11,423	4,811	125	122	1,424	585
Nov	-4,544	-7,356	126	128	-574	-938
Dic	7,147	7,233	120	116	860	841
Total	46,789	23,541			5,766	2,703

Señalamos que **las afectaciones se han calculado para todos los meses del período abril 2020-diciembre 2021 (independientemente de si las pérdidas reales han sido mayores o menores a las proyectadas).**

Los valores de la tabla anterior son nominales. A estos valores se le adiciona el costo de oportunidad del dinero en el tiempo (considerando la tasa de rentabilidad regulada de 8.94%) y la inflación (de igual manera a lo realizado para las afectaciones sobre el IMP) llegándose a los siguientes valores:

Valor actualizado de afectaciones pérdidas de energía (miles Balboas)

Concepto	Ene-Jun 20	Jul-Dic 20	Ene-Jun 21	Jul-Dic 21	Total
Valores nominales	2,282	3,484	1,878	825	8,469
Valores actualizados a jun 22	2,838	4,208	2,144	892	10,082

Por ello, la afectación producto del aumento de las pérdidas de energía es de:

Afectación por incremento de pérdidas de energía	Miles Balboas de junio 2022	-10,082
--	-----------------------------	----------------

4. Efecto De Aplicación Tardía Del Nuevo Cuadro Tarifario

Nota: Esta sección está acompañada por el archivo Excel → Afectacion_EntradaTardia.xlsx

Se ha analizado el impacto de la aplicación tardía del nuevo cuadro tarifario. En efecto, las nuevas tarifas en lugar de entrar en vigor en julio 2018, lo hicieron en enero 2019. Durante el semestre jul-dic 2018 ASEP decidió que se mantuvieran los cargos correspondientes al anterior período tarifario.

Para cuantificar este efecto se consideró el mercado real durante jul-dic 2018 y fue facturado considerando dos alternativas:

?

- ? Los componentes de las tarifas asociados al IMP (sin pérdidas de distribución) **efectivamente aplicadas**, es decir, las correspondientes al anterior ciclo tarifario
 Los componentes tarifarios **que deberían haberse aplicado**, es decir, las resultantes del nuevo cálculo tarifario.

Por lo tanto, las diferencias se deben exclusivamente al efecto de la aplicación tardía de las tarifas resultantes de la RT. Estas diferencias representan la valorización del impacto de esta demora. La siguiente tabla desagrega estas diferencias por componente del IMP:

Impacto de aplicación tardía de nuevo cuadro tarifario (miles US\$). Componentes del IMP

		Jul-Dic 18
Ventas con tarifas RT	Total	75,813
	Comercialización	21,554
	Distribución	52,213
	Alumbrado Público	2,045
Ventas reales	Total	73,246
	Comercialización	20,256
	Distribución	50,602
	Alumbrado Público	2,388
Diferencia	Total	-2,567
	Comercialización	-1,299
	Distribución	-1,611
	Alumbrado Público	343
Diferencia %	Total	-3.4%
	Comercialización	-6.0%
	Distribución	-3.1%
	Alumbrado Público	16.8%

La tabla anterior corrobora que, si se hubieran aplicado oportunamente las tarifas resultantes de la RT, los ingresos de la empresa hubieran sido superiores en **Balboas 2,567 miles**.

Los anteriores resultados también se muestran por grupos tarifarios:

Impacto de aplicación tardía de nuevo cuadro tarifario (miles Balboas). Grupos tarifarios

		Jul-Dic 18
Ventas con tarifas RT	Total	75,813
	BTS	38,945
	BTD+BTH (Reg y P)	20,713
	MTD+MTH (Reg y P)	14,017
	ATD+ATH (Reg y P)	972
	EDEMET	872

		Jul-Dic 18
	Conexión	294
Ventas reales	Total	73,246
	BTS	41,997
	BTD+BTH (Reg y P)	16,856
	MTD+MTH (Reg y P)	12,785
	ATD+ATH (Reg y P)	777
	EDEMET	575
	Conexión	257
Diferencia	Total	-2,567
	BTS	3,051
	BTD+BTH (Reg y P)	-3,857
	MTD+MTH (Reg y P)	-1,232
	ATD+ATH (Reg y P)	-196
	EDEMET	-297
	Conexión	-36
Diferencia %	Total	-3%
	BTS	8%
	BTD+BTH (Reg y P)	-19%
	MTD+MTH (Reg y P)	-9%
	ATD+ATH (Reg y P)	-20%
	EDEMET	-34%
	Conexión	-12%

Los valores anteriores son valores nominales. Al igual que con las anteriores afectaciones, deben ajustarse por inflación y por tasa de rentabilidad regulatoria real.

Diferencia Ingresos (miles Balboas), por componente IMP.

		Jul-Dic 18	Ene-Jun 19	Jul-Dic 19	Ene-Jun 20	Jul-Dic 20	Ene-Jun 21	Jul-Dic 21	Ene-Jun 22	Total
Diferencia de ingresos nominal	Total	-2,567								-2,567
	Comercialización	-1,299								-1,299
	Distribución	-1,611								-1,611
	Alumbrado Público	343								343
Diferencia de ingresos actualizado	Total	-3,584								-3,584
	Comercialización	-1,814								-1,814
	Distribución	-2,249								-2,249
	Alumbrado Público	479								479

Por lo tanto, la afectación por entrada tardía del nuevo cuadro tarifario es de:

Afectación entrada tardía nuevo cuadro tarifario	Miles Balboas de junio 2022	-3,584
--	-----------------------------	--------

5. Efecto por Error Grave en el Cálculo de las Pérdidas - IMP 2018-2022

Nota: Esta sección está acompañada por el archivo Excel → Afectacion_ErrorPerdidas.xlsx

ENSA detectó una grave afectación en la formulación del Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución (IPPD) del IMP 2018-2022 vigente. De la información publicada y definitiva para el componente Ingreso Permitido por Pérdidas de Distribución (IPPD) del cual hemos validado que el cálculo final, a diferencia de lo establecido en la regulación y utilizado en determinaciones de IMP anteriores o incluso los equivalentes 2018-2022 para las otras empresas distribuidoras, se utilizó por error involuntario la “energía eléctrica facturada” en lugar de la “energía prevista inyectada” para la determinación de las pérdidas de energía reconocidas.

Este error involuntario por parte del regulador y no detectado previamente por parte del distribuidor, se debió dar al momento final de la toma de valores para la formulación en la hoja de cálculo, y no por una mala aplicación de lo señalado en el Reglamento de Distribución y Comercialización en su Título IV: RÉGIMEN TARIFARIO, en el Artículo 25 para el ingreso IPPD, que por definición es el valor presente de los ingresos anuales PD_t permitidos por el costo de las pérdidas del sistema de distribución en cada año tarifario (t) del período tarifario. El citado artículo señala que el ingreso permitido para cubrir las pérdidas de distribución del sistema se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$PD_t = PD\% * MWhD_t * CMM_t$$

Donde:

PD% es un porcentaje eficiente de pérdidas estimado para el año “t” a partir de la muestra de empresas representativas como porcentaje **sobre el volumen de energía ingresada al sistema de la empresa distribuidora**. Resulta de las ecuaciones de eficiencia de las perdidas ya vistas.

MWhD_t es la cantidad total de energía (**registrada en nodo de compra o entrega o nodo de autogeneración**) proyectada para el año t. Se utilizará el Informe Indicativo de Demanda aprobado por la ASEP y vigente al momento de la realización de los cálculos. ($MWhD_t = \sum_j MWhD_{t,j}$)

CMM_t es el costo monómico (incluyendo potencia y energía en el sistema de generación, el sistema de transporte, pérdidas del sistema de transporte y

demás costos, sin tomar en cuenta los costos extraordinarios de generación en el mercado mayorista, proyectada para el año t. (lo resaltado es nuestro)

El error involuntario (utilización de la “energía eléctrica facturada” en lugar de la “energía prevista inyectada”) impacta en primer lugar en una subestimación de la energía pérdida y consecuentemente el IPPD.

De acuerdo con el cálculo final publicado en la Resolución AN No. 13003-Elec de 12 diciembre de 2018, y cuyo modelo de cálculo se incluyó en el Anexo B, en la hoja nombrada “IMPD”, se determinaron los siguientes valores anuales de IPPD:

Pérdidas (incluye PNT)	PD% * MWhD * CMM	49,904.75	51,478.29	46,812.40	46,756.66
Pérdidas carga EDEMET	PD% * MWhD * CMM	503.07	546.43	444.26	430.49
IPPD		50,407.82	52,024.72	47,256.66	47,187.15

Las energías pérdidas (MWh) por año regulatorio implícitas en este cálculo son:

Pérdidas (incluye PNT)	PD% * MWhD	351 813	362 847	374 162	385 860
Pérdidas carga EDEMET	PD% * MWhD	3 546	3 852	3 551	3 553
Total Pérdidas	MWh	355 360	366 698	377 712	389 413

En su lugar, las energías pérdidas (MWh) por año regulatorio calculadas considerando la energía prevista inyectada, tal como lo estipula el artículo 25 mencionado previamente, deberían haber sido respectivamente:

Pérdidas (incluye PNT)	PD% * MWhD	388 460	400 638	413 128	426 040
Pérdidas carga EDEMET	PD% * MWhD	3 601	3 910	3 605	3 607
Total Pérdidas	MWh	392 061	404 548	416 733	429 647

Recordamos que la energía inyectada se calcula como:

$$MWhD = \frac{EnergiaFacturada}{(1 - PD\%)}$$

En el caso de las pérdidas de EDEMET el cálculo es:

$$MWhD_{EDEMET} = \frac{EnergiaEDEMET}{(1 - PD\%_{EDEMET})}$$

La subestimación de energías pérdidas (MWh) por año regulatorio, es decir, la diferencia entre las pérdidas publicadas en la mencionada resolución y las energías pérdidas correctas, es:

Diferencia pérdidas	MWh	-36 701	-37 850	-39 020	-40 234
---------------------	-----	---------	---------	---------	---------

Para la cuantificación de la afectación económica tomamos en cuenta, el costo monómico (CMM) utilizado en la Plantilla de cálculo de valores IMP de la misma resolución AN 13003-Elec. El CMM de cada año tarifario detallado en la misma fue:

CMM realizado	B./MWh	141.85	141.87	125.11	121.18
---------------	--------	--------	--------	--------	--------

Cuando se consideran estos CMM, las afectaciones para cada año regulatorio en términos económico - nominales son:

Diferencia IPPD nominal	miles B/.	-5,206.04	-5,369.93	-4,881.96	-4,875.41
-------------------------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

Que al haberse incorporado en su momento, considerando los factores de ajuste según la metodología vigente para establecer los valores al inicio del periodo regulatorio 2018-2022, habría significado un efecto total en el valor presente del componente IPPD a ser llevado a tarifa para el periodo 2018-2022 de 17.28 millones , tal como se explica a continuación:

Diferencia IPPD nominal	miles B/.	-5,206.04	-5,369.93	-4,881.96	-4,875.41
Factor de ajuste (inicio periodo 2018-2022)		0.95897	0.88027	0.80803	0.74172
Diferencia IPPD ajustado	miles B/.	-4992.43	-4727.00	-3944.79	-3616.20
Diferencia IPPD total (inicio periodo 2018-2022)		-17,280.42			

Aun cuando es sabido que dicho componente es un valor de referencia, dada su revisión semestral por el costo de la energía, es igualmente pertinente preciar que los ajustes semestrales operan como factor sobre una base presuntamente establecida bajo criterios específicos. Por tanto, al darse un desfase en la “base” de cálculo IPPD, los consecuentes ajustes semestrales calculados como “factor sobre la base” no corrigen, sino que perpetúan, en la misma proporción al factor mismo, el desfase que se hubiese presentado en la base original. Por tanto, debemos señalar que la utilización de la referencia equivocada significó una afectación económica equivalente a un porcentaje de pérdidas reconocidas efectivas de 8.54%, en lugar del real aprobado de 9.43%.

Para efectos de consistencia metodológica del error involuntario incurrido, sugerimos que se establezca el valor presente al inicio del periodo 2022-2026 (equivalente al fin del periodo 2018-2022) de las afectaciones calculadas previamente para cada año regulatorio, cuantía que se adicionaría directamente al valor presente del componente IPPD que correspondiese al IMP 2022-2026.

Diferencia IPPD nominal	miles B/.	-5,206.04	-5,369.93	-4,881.96	-4,875.41
Factor de ajuste (fin periodo 2018-2022)		1.35068	1.23984	1.13810	1.04470
Diferencia IPPD ajustado	miles B/.	-7,031.71	-6,657.86	-5,556.14	-5,093.34
Diferencia IPPD total (fin periodo 2018-2022)					-24,339.05

En concreto la solicitud sería el compensar el error involuntario cometido en la Resolución AN No. 13003-Elec de 12 diciembre de 2018 en calidad de valor adicional del componente IPPD por 24.34 millones. En este caso, la afectación por entrada tardía del nuevo cuadro tarifario es de:

Afectación por error en el cálculo de las pérdidas	Miles Balboas de junio 2022	-24,339
--	-----------------------------	---------

6. Conclusiones

Los análisis anteriores cuantifican las afectaciones que recayeron sobre la empresa debido a:

- IMP facturado por debajo del IMP aprobado consecuencia de las medidas tomadas por el Gobierno debido a la pandemia por Covid-19 y que afecto el consumo de energía.
- Aumento de las pérdidas de energía consecuencia del cambio en el comportamiento social y económico producto de las restricciones en la movilidad de la ciudadanía impuestas por el gobierno ante la pandemia por Covid-19.
- IMP facturado por del debajo del IMP aprobado producto de la aplicación tardía del nuevo cuadro tarifario 2018-2022.

La valorización de estas afectaciones se sintetiza en la siguiente tabla:

Afectación Covid-19 sobre IMP (sin pérdidas de distribución)	Miles Balboas de junio 2022	-26,716
Afectación por incremento de pérdidas de energía	Miles Balboas de junio 2022	-10,082
Afectación entrada tardía nuevo cuadro tarifario	Miles Balboas de junio 2022	-3,584

Afectación por error involuntario en el cálculo de pérdidas	Miles Balboas de junio 2022	-24,339
Afectación Total	Miles Balboas de junio 2022	-64,721

Anexo E. Memoria de Cálculo Modelo ENSA

Nota: Esta sección está acompañada por el archivo Excel → ANEXO - ensa_modelo_2022-2026 vENSA.xslm