

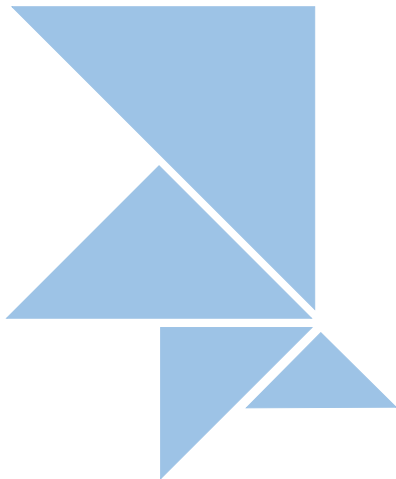


**“ESTUDIO QUE SUSTENTA LA PROPUESTA  
DE PLAN DE INVERSIONES TRANSMISIÓN  
DE ELECTRO UCAYALI S.A.,  
PERIODO 2025-2029”**

**ÁREA DE DEMANDA 14**



**20 de Noviembre de 2023**



**“Propuesta de Plan de Inversiones  
Transmisión 2025 – 2029 de  
Electro Ucayali S.A.”**

**Área de Demanda 14**

**VOLUMEN I**

**Resumen Ejecutivo**

**Noviembre 2023**

## Contenido

1	SISTEMA DE TRANSMISIÓN EXISTENTE .....	4
2	PROYECCIÓN DE DEMANDA .....	6
2.1	VENTAS DE ENERGÍA .....	6
2.2	PROYECCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA .....	7
3	SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR (SER) .....	9
4	PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 .....	11
5	ELEMENTOS QUE SE RETIRAN DE PIT 2017-2021 Y 2021-2025 .....	13
6	ELEMENTOS QUE SE RETIRAN DE PIT 2021-2025 Y SE INCLUYEN AL PIT 2025-2029 .....	13
7	BAJA DE INSTALACIONES EXISTENTES .....	13

## RESUMEN EJECUTIVO

### Propuesta de Plan de Inversiones Transmisión de Electro Ucayali S.A. Período 2025-2029

Mediante Resolución del Consejo Directivo de Osinergmin N° 217-2013-OS/CD, se aprobó la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión (en adelante, NORMA TARIFAS)", en la cual se establecen los criterios y metodología para la elaboración de los estudios que sustenten las propuestas del Plan de Inversiones en Transmisión, así como los estudios para solicitar sus modificaciones. También se establecen los criterios y metodología para la determinación de las Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT).

Tal como lo establece la Norma Tarifas, las propuestas se presentan en dos etapas:

- Etapa 1: Aprobación del Plan de Inversiones.
- Etapa 2: Aprobación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT a ser remunerados total o parcialmente por la demanda.

El proceso en curso corresponde a la primera Etapa, se inicia con la presentación de las Propuestas de los Planes de Inversión por parte de los TITULARES y culmina con la aprobación por parte de Osinergmin.

En tal sentido, en cumplimiento del artículo 5.7 de la NORMA TARIFAS y los cronogramas establecidos por Osinergmin<sup>1</sup>, en el presente estudio Electro Ucayali S.A. presenta su Propuesta de Plan de Inversiones 2025-2029 correspondiente al sistema de transmisión del Área de Demanda 14.

Respecto a los proyectos aprobados en PIT anteriores, conforme a lo establecido en el segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS, en la presente propuesta se analizan los proyectos aprobados en el Área de Demanda 14 para su retiro y/o inclusión al Plan de Inversiones 2025-2029.

El estudio consta de los siguientes volúmenes:

- Volumen 1: Resumen Ejecutivo.
- Volumen 2: Información de los sistemas eléctricos de transmisión existentes.

---

<sup>1</sup> <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/fijacion-SST-SCT/procedimiento-plan-inversiones-transmision-2025-2029>



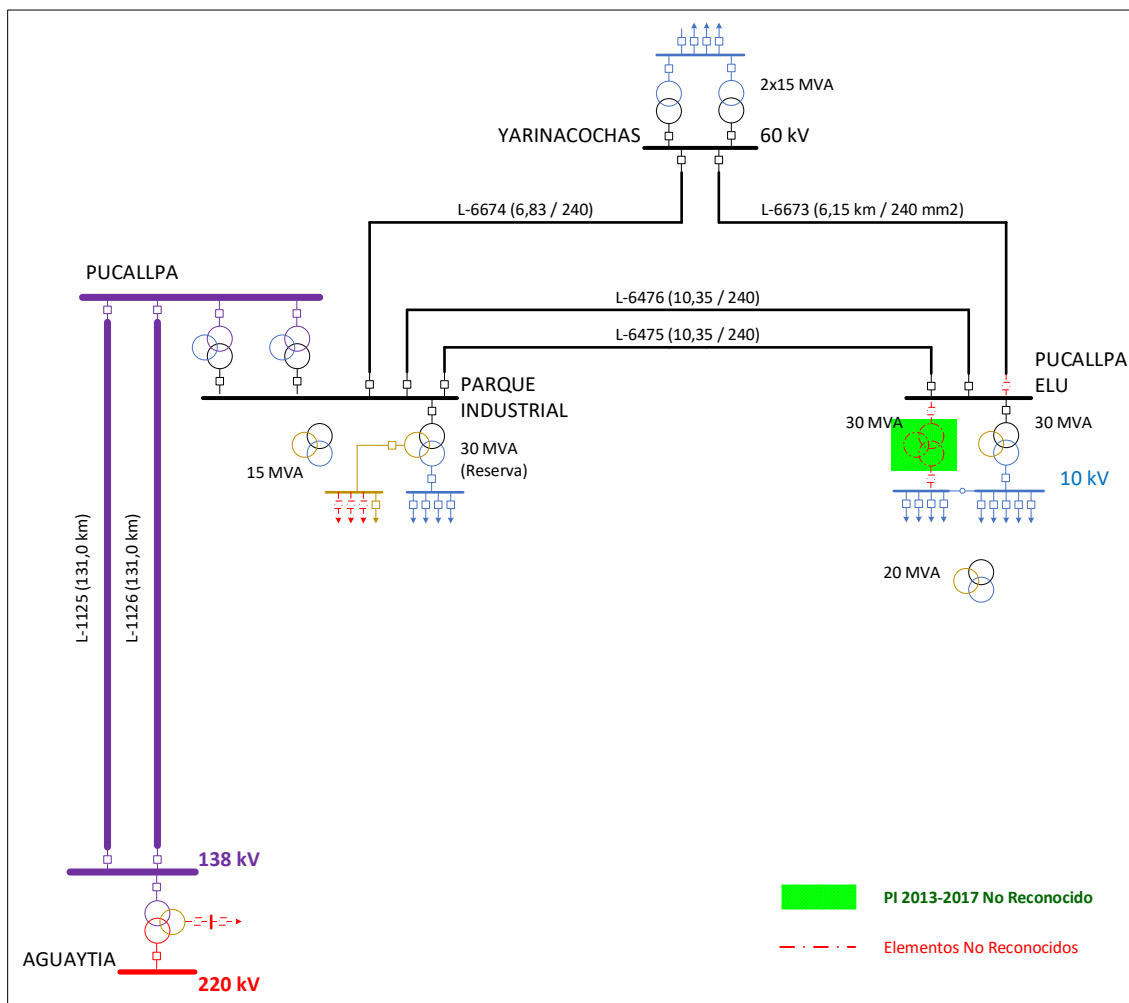
- Volumen 3: Proyección de la demanda.
- Volumen 4: Análisis técnico y económico de alternativas de expansión y determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar (SER).
- Volumen 5: Propuesta del Plan de Inversiones 2025-2029.
- Volumen 6: Información general del Plan de Inversiones "formularios".

A continuación, se muestran los resultados de la proyección de demanda, sistema eléctrico a remunerar (SER) y el Plan de Inversiones 2025-2029.

### 1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN EXISTENTE

El sistema de transmisión existente de Electro Ucayali S.A., a diciembre de 2022 se muestra en la siguiente figura:

Figura N° 1: Sistema de Transmisión de Electro Ucayali – 2022



Respecto al transformador de 60/22,9/10 kV - 30 MVA que se encuentra operando en la subestación Pucallpa (fondo verde):

- Dicho transformador se aprobó en el PIT 2013-2017 para la SET Manantay; sin embargo, ésta se instaló en la SET Pucallpa el año 2020 para evitar sobrecargas en el transformador de 20 MVA que a la fecha está sin uso.

Asimismo, respecto al transformador de 60/22,9/10 kV - 30 MVA que se encuentra operando en la subestación Parque Industrial:

- Dicho transformador se aprobó en el PIT 2013-2017 -como RESERVA- para la SET Manantay; sin embargo, ésta se instaló en la SET Parque Industrial porque la demanda supera la capacidad de los existentes (15 y 20 MVA).

La regularización de dichos transformadores para su uso conforme fue aprobada por Osinergmin forma parte de la propuesta PIT 2025-2029 de Electro Ucayali.

Por otro lado, en el período 2023 - abril 2025, se tienen previsto la puesta en operación comercial de los siguientes proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2017-2021 y 2021-2025:

#### **Plan de Inversiones 2017-2021**

Comprende los siguientes proyectos que serán ejecutados:

- Subestación Manantay 60/22,9/10 kV - 20 MVA, tramo de línea 60 kV y celdas de 22,9 y 10 kV.

Temporalmente, se pondrá en servicio con el transformador de 20 MVA. Sin embargo, dicha situación se regularizará con la solicitud de un nuevo transformador de 30 MVA para la subestación Pucallpa.

- Subestación Campo Verde 138/22,9 kV - 30 MVA, celdas de conexión en 138 kV y celdas de 22,9 kV.

En este proyecto es importante precisar que el transformador que será instalado es de tres devanados “138/60/22,9 kV – 30 MVA”, incluye el devanado de 60 kV e incremento de la potencia en base a los nuevos resultados del plan de expansión del sistema de transmisión a largo plazo; sin embargo, el aprobado por Osinergmin es de 138/22,9 kV – 20 MVA.

Por lo tanto, en el Plan de Inversiones 2025-2029 se solicitará la regularización de un transformador de 138/60/22,9 kV – 30 MVA y el retiro del 138/22,9 kV – 20 MVA aprobado en el PIT 2017-2021.

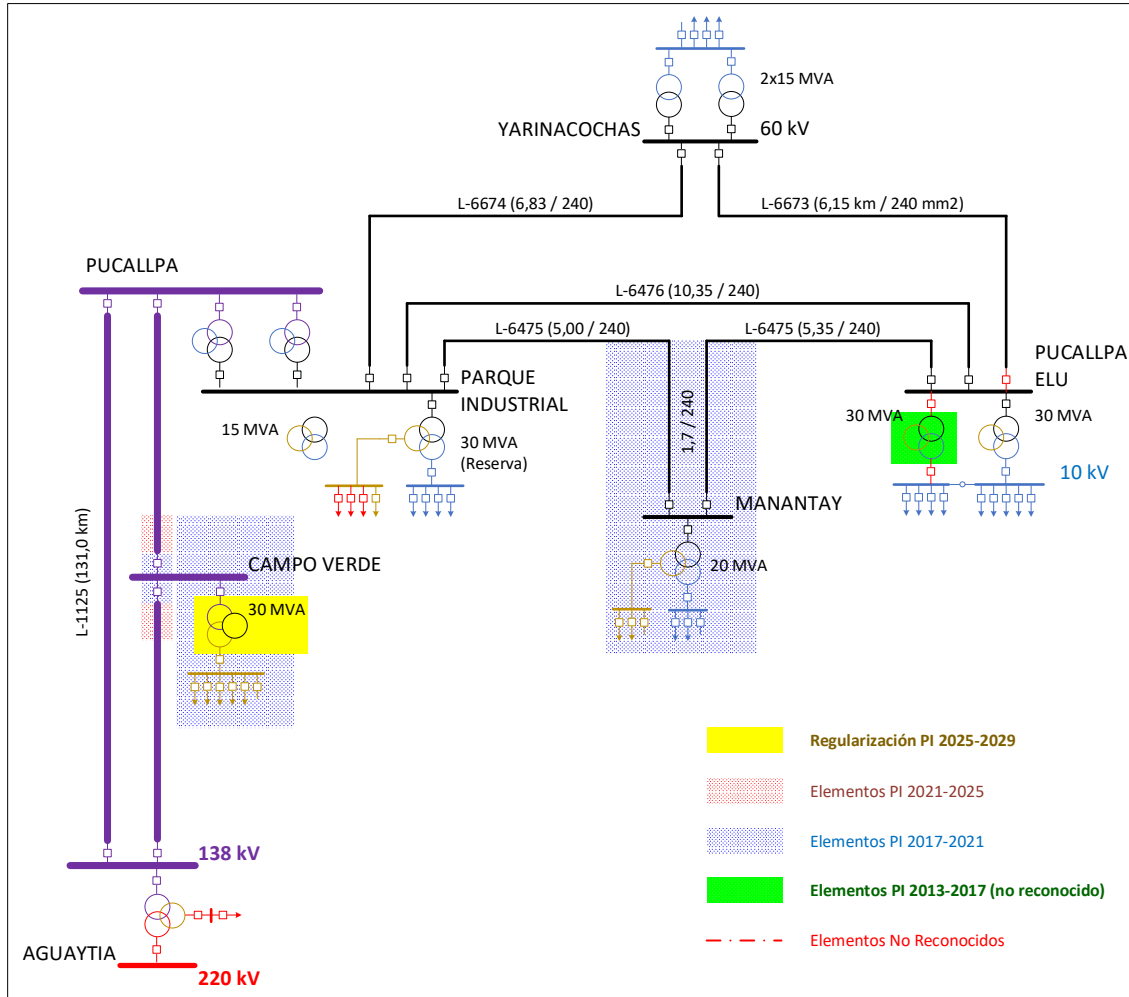
#### **Plan de Inversiones 2021-2025**

- Tramo de línea de 138 kV para la conexión de la subestación Campo Verde a la línea 138 kV existente L-1126.



Considerando dichos proyectos, el sistema de transmisión de Electro Ucayali S.A. previsto a abril de 2025 se muestra en la siguiente figura:

Figura N° 2: Sistema de Transmisión de Electro Ucayali – Abril 2025



## 2 PROYECCIÓN DE DEMANDA

El estudio de demanda se ha desarrollado considerando los criterios y métodos especificados en el Capítulo Primero "Proyección de Demanda", del Título II "Criterios y metodología para la determinación del Plan de Inversiones", de la NORMA TARIFAS.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos.

### 2.1 VENTAS DE ENERGÍA

En el siguiente cuadro se muestra los resultados de la proyección de demanda correspondiente al Área de Demanda 14.



Cuadro 1: Proyección de Ventas de Energía - Acumulado MT (GWh)<sup>(\*)</sup>

Año	MPIT 21-25	PIT 25-29
2022	364.9	<b>377.4</b>
2023	380.2	402.8
2024	393.8	429.9
2025	406.7	473.3
2026	415.3	516.9
2027	424.1	560.9
2028	433.1	590.0
2029	442.3	619.4
2030	451.8	630.5
2031	461.5	641.6
2032	471.4	652.7
2033	481.6	663.8
2034	492.0	674.8
2023-2029	2.8%	7.3%
2023-2034	2.5%	5.0%

(\*) Incluye las pérdidas en distribución

Del cuadro se observa que las ventas reales registradas el año 2022 resultó 3,4% más lo estimado por Osinergmin en la Modificación del PIT 2021-2025.

Para el mediano plazo, se estima un crecimiento anual promedio de 7,3% (2023-2029); asimismo, en el largo plazo (2023-2034) dicho crecimiento se reduce a 5,0% anual.

## 2.2 PROYECCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA

En el siguiente cuadro se muestra La proyección de máxima demanda por sistema eléctrico en el Área de Demanda 14:

Cuadro 2: Máxima Demanda de Sistema Eléctrico Electro Ucayali S.A. (MW)

Año	MPIT 21-25	PIT 25-29
2022	68.6	<b>69.8</b>
2023	71.5	72.7
2024	74.1	77.6
2025	76.6	85.6
2026	78.2	93.9
2027	79.9	102.3
2028	81.6	107.7
2029	83.3	113.3
2030	85.1	115.9



Año	MPIT 21-25	PIT 25-29
2031	87.0	118.0
2032	88.9	120.1
2033	90.8	122.2
2034	92.8	124.3
2023-2029	2.8%	7.2%
2023-2034	2.5%	4.9%

Del cuadro se observa que las ventas reales registradas el año 2022 resultó 1,8% más lo estimado por Osinergmin en la Modificación del PIT 2021-2025.

Para el mediano plazo, se estima un crecimiento anual promedio de 7,2% (2023-2029); asimismo, en el largo plazo (2023-2034) dicho crecimiento se reduce a 4,9% anual.

Finalmente, en el siguiente cuadro se muestra la proyección de máxima demanda en las subestaciones existentes.

Cuadro 3: Máxima Demanda en SETs (MW)

Año	Pucallpa	Parque Industrial	Yarinacocha	Aguaytía
2022	36.4	20.3	11.9	3.9
2023	38.2	22.7	12.3	4.2
2024	40.1	25.3	12.8	4.4
2025	43.2	29.7	13.3	4.8
2026	46.2	34.2	13.9	5.2
2027	49.2	38.7	14.5	5.6
2028	51.4	41.3	15.0	5.9
2029	53.5	44.0	15.6	6.2
2030	54.5	44.7	16.0	6.3
2031	55.5	45.3	16.4	6.4
2032	56.4	46.0	16.8	6.6
2033	57.4	46.7	17.2	6.7
2034	58.3	47.3	17.7	6.9
2023-2029	5.7%	11.7%	4.0%	6.6%
2023-2034	3.6%	6.3%	3.1%	4.2%

De los resultados obtenidos se tiene lo siguiente:

- La subestación Pucallpa tiene un crecimiento anual promedio de 5,7% en el mediano plazo y 3,6% en el largo plazo.
- La subestación Parque Industrial tiene un crecimiento anual promedio de 11,7% en el mediano plazo y 6,3% en el largo plazo.



- La subestación Yarinacocha tiene un crecimiento anual promedio de 4,0% en el mediano plazo y 3,1% en el largo plazo.
- La demanda de 22,9 kV en la subestación Aguaytía tiene un crecimiento anual promedio de 6,6% en el mediano plazo y 4,2% en el largo plazo.

El detalle de la proyección y resultados obtenidos se muestra en el Volumen 3.

### 3 SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR (SER)

La determinación del SER se ha realizado en base a los criterios y metodología establecidos en el Capítulo Segundo "Definición del Plan de Inversiones" del Título II "Criterios y Metodología para la Determinación del Plan de Inversiones" de la Norma Tarifas.

Para el planeamiento de largo plazo, adicionalmente se está incluyendo proyectos del Plan de Desarrollo del Gobierno Regional de Ucayali.

A continuación, se muestran los proyectos de ampliación obtenidos para el mediano y largo plazo:

#### **Período 2025-2029:**

Se propone los siguientes nuevos proyectos:

- 2025: Transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en la subestación Parque Industrial.
- 2025: Transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en la subestación Pucallpa.
- 2025: Regularización de transformador de 138/60/22,9 kV – 30 MVA en la subestación Campo Verde.

Adicionalmente, se solicitará el retiro del transformador de 138/22,9 kV – 20 MVA aprobado en el PIT 2017-2021 para la subestación Campo Verde.

- 2028: Transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en la subestación Yarinacochas e implementación de celdas de 22,9 kV; asimismo, nuevas celdas de 10 kV.

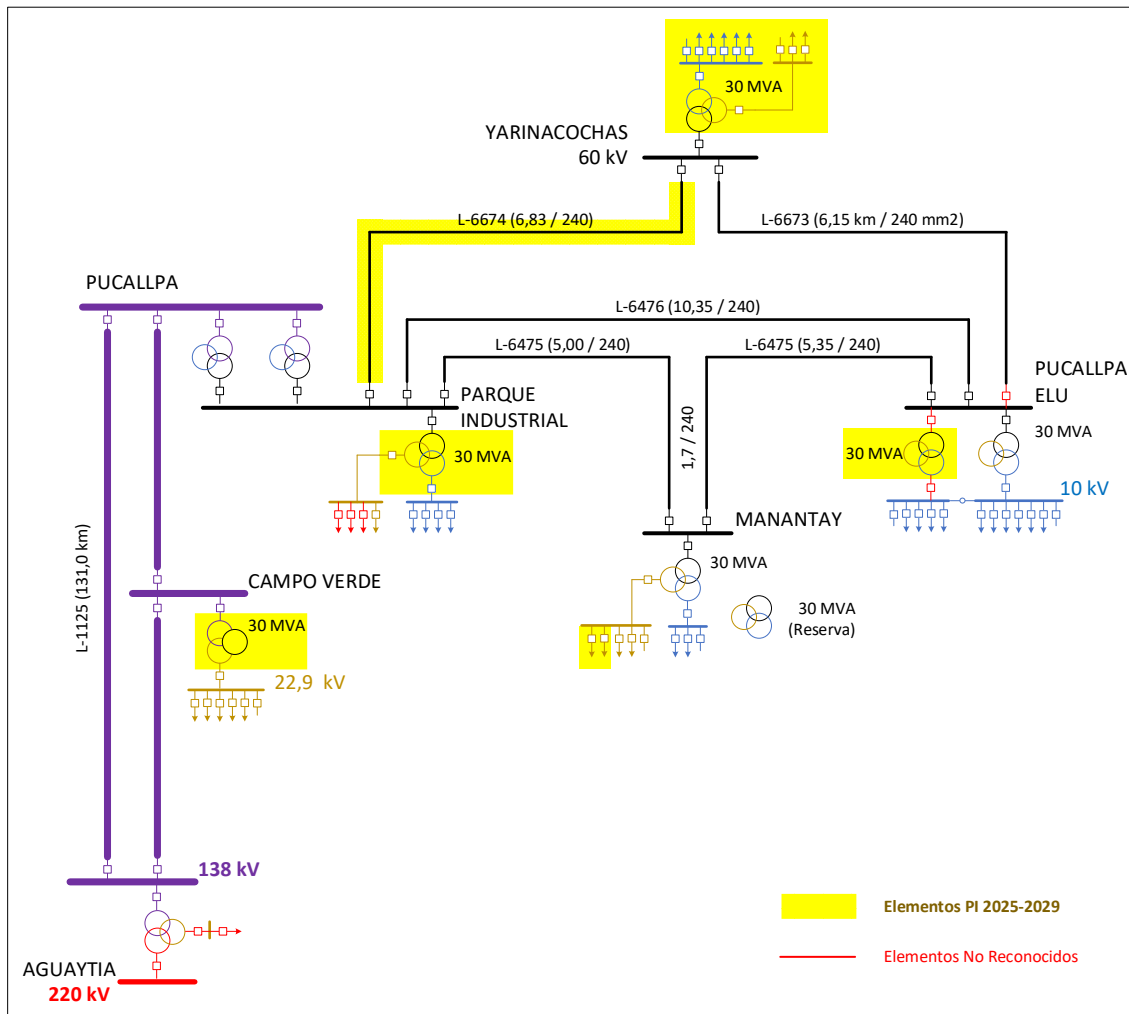
Adicionalmente, se solicitará el retiro de dicho proyecto aprobado en el PIT 2021-2025; asimismo, el retiro de la Baja asociada.

- 2028: Renovación de línea 60 kV "Parque Industrial – Yarinacocha".
- 2029: 02 celdas de alimentador de 10 kV en SET Manantay.

Considerando dichos proyectos, el Sistema Eléctrico a Remunerar del sistema Electro Ucayali S.A. al año 2029, se muestra en la siguiente figura:



Figura N° 3: Sistema Eléctrico a Remunerar de Sistema Electro Ucayali S.A. – Año 2029



### Período 2029-2034:

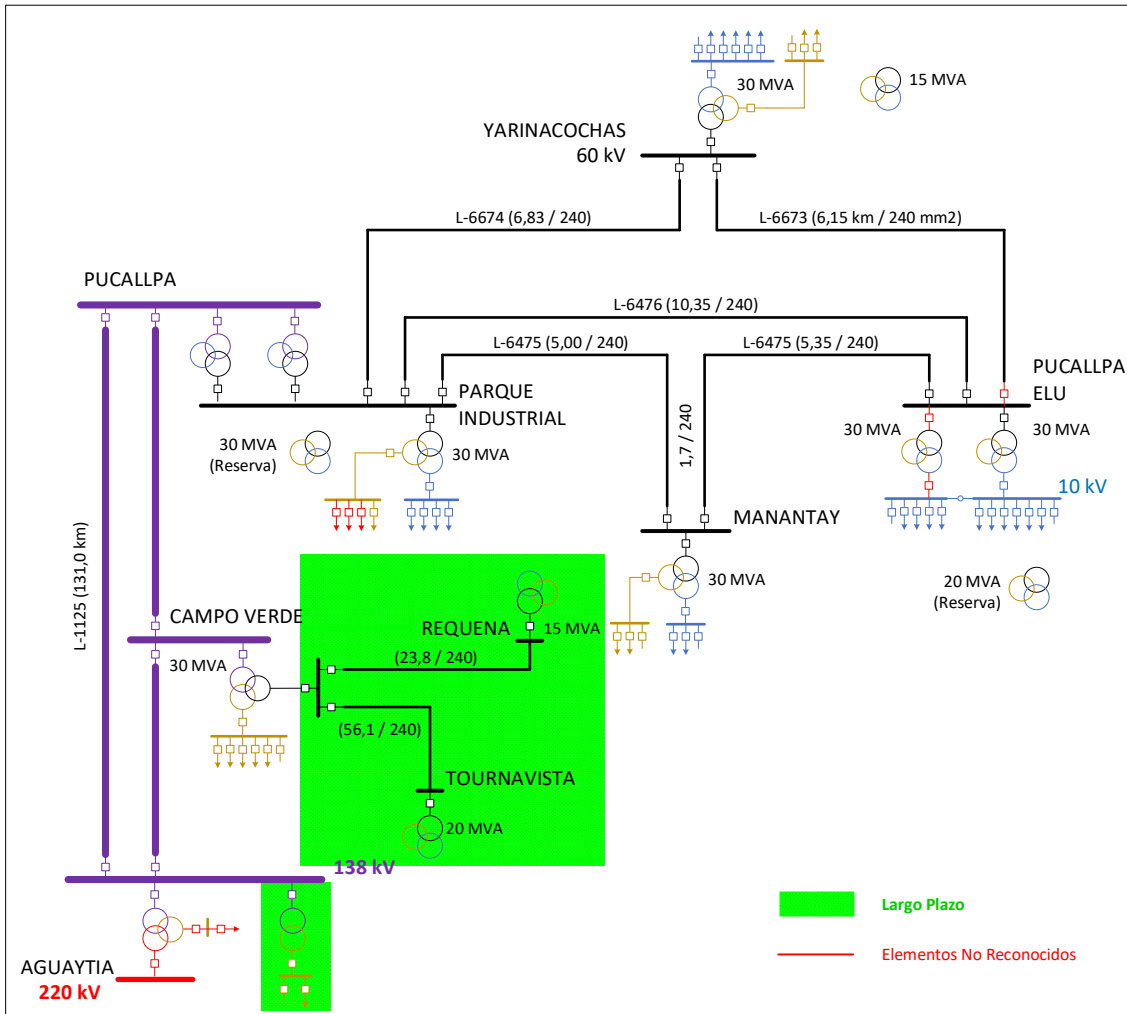
Se propone los siguientes proyectos:

- Implementación de transformador de 138/22,9 kV en terreno aledaño a la subestación Aguaytía; asimismo, celdas de conexión en 138 y 22,9 kV, de medición y 02 celda de alimentador de 22,9 kV.
- Nueva subestación 60/22,9/10 kV “Requena” y línea de interconexión de aproximadamente 23,8 km.
- Nueva subestación 60/22,9/10 kV “Tournavista” y línea de interconexión de aproximadamente 56,1 km.

Considerando dichos proyectos, el Sistema Eléctrico a Remunerar del sistema Electro Ucayali S.A. al año 2034, se muestra en la siguiente figura:



Figura N° 4: Sistema Eléctrico a Remunerar de Sistema Electro Ucayali S.A. – Año 2024



El detalle de los análisis y resultados obtenidos se desarrolla en el Volumen 4.

#### 4 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029

La propuesta de Plan de Inversiones 2025-2029 de Electro Ucayali S.A. se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 4: Propuesta de Plan de Inversiones 2025-2029 (US\$)

N°	Año	Proyecto	Inversión (Miles US\$)
<b>SET Campo Verde</b>			
1	2025	Transformador de 138/60/22,9 kV – 30 MVA en la subestación Campo Verde.	1 104.4
<b>SET Pucallpa</b>			
2	2025	Transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en la subestación Pucallpa.	899.9
<b>SET Parque Industrial</b>			



N°	Año	Proyecto	Inversión (Miles US\$)
3	2025	Transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en la subestación Parque Industrial.	899.9
<b>SET Yarinacochas</b>			
4	2028	Transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en la subestación Yarinacochas; asimismo, implementación de nuevas celdas de 10 kV (01 TR, 01 MD, 05 AL) y 22,9 kV (01 TR, 01 MD, 01 AL).	1 519.5
<b>LT 60 kV Yarinacochas - Parque Industrial</b>			
5	2028	Renovación de línea 60 kV "Yarinacochas - Parque Industrial"	668.0
<b>LT 60 kV Yarinacochas - Parque Industrial</b>			
6	2029	02 celdas de alimentador de 10 kV en SET Manantay	145.6
<b>TOTAL</b>			<b>5 237.2</b>

Asimismo, los Elementos que forman para de la propuesta de Plan de Inversiones 2025-2029 de Electro Ucayali S.A. se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 5: Elemento de Plan de Inversiones 2025-2029

Nombre del Elemento	Instalación	Código	Año P/S	CI (\$)
TP 138/60/23 kV - 30 MVA	SET MAT/AT/MT "Campo Verde"	TP-138ATMT-030SEE	2025	1 104 381
TP 60/22,9/10 kV - 30 MVA	SET AT/MT/MT "Parque Industrial"	TP-060MTMT-030SEE	2025	899 860
TP 60/22,9/10 kV - 30 MVA	SET MAT/MT "Pucallpa"	TP-060MTMT-030SEE	2025	899 860
TP 60/22,9/10 kV - 30 MVA	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	TP-060MTMT-030SEE	2028	899 860
Celda de Transformación 22,9 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-023SEENISBTR	2028	81 482
Celda de Transformación 10 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-010SEENISBTR	2028	98 316
Celda de Medición 22,9 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-023SEENISBMD	2028	32 665
Celda de Medición 10 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-010SEENISBMD	2028	27 803
Celda de Alimentador 22,9 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-023SEENISBAL	2028	63 830
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-023SEENISBAL	2028	63 830
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-010SEENISBAL	2028	62 633
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-023SEENISBAL	2028	63 830
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-010SEENISBAL	2028	62 633
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-010SEENISBAL	2028	62 633
LT 60 Parque Industrial - Yarinacocha	Línea	LT-060SER0TAS1C1240 A	2028	667 980
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT/MT "Manantay"	CE-010SEMCISBAL	2029	72 805
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT/MT "Manantay"	CE-010SEMCISBAL	2029	72 805



## 5 ELEMENTOS QUE SE RETIRAN DE PIT 2017-2021 Y 2021-2025

Se propone retirar del PIT 2017-2021:

- Transformador de 138/22,9 kV – 20 MVA en la subestación Campo Verde.

Se propone su retiro debido a que se requiere implementar un devanado de 60 kV para la expansión futura de la red de transmisión en dicho nivel de tensión.

Se propone retirar del PIT 2021-2025 a los siguientes proyectos:

- Renovación de 04 celdas de alimentador en 10 kV y 04 celdas de alimentador en 22,9 kV en la subestación Parque Industrial.
- Retiro de la Baja asociada a la renovación de celdas de 10 y 22,9 kV en la subestación Parque Industrial.

La propuesta de retiro es debido a que en una primera Etapa se está realizando el cambio de algunos equipos en las celdas existentes. En la segunda Etapa se realizará el cambio total por equipos de nueva tecnología; sin embargo, esto se evaluará en el siguiente PIT 2029-2033.

Por lo tanto, el proyecto aprobado en el PIT 2021-2025 ya no sería necesario hasta el 2029 y corresponde su retiro.

## 6 ELEMENTOS QUE SE RETIRAN DE PIT 2021-2025 Y SE INCLUYEN AL PIT 2025-2029

En base al análisis realizado en el Volumen 4 de la presente propuesta, se propone retirar del PIT 2021-2025 e incluirlos al PIT 2025-2029 a los siguientes proyectos:

- Renovación de línea 60 kV “Parque Industrial – Yarinacocha”.
- Baja asociada de la línea 60 kV “Parque Industrial – Yarinacocha” existente.

## 7 BAJA DE INSTALACIONES EXISTENTES

En base al análisis realizado en el Volumen 4 del presente informe, se propone incluir al Plan de Inversiones 2025-2029, la Baja de los siguientes Elementos del SST:

- 02 transformadores de 60/10 kV – 15 MVA y celdas de 10 kV en la subestación Yarinacochas.
- 01 transformador de 60/22,9/10 kV – 15 MVA ubicado en la subestación Parque Industrial.



- 01 transformador de 60/22,9/10 kV – 20 MVA ubicado en la subestación Pucallpa (y que temporalmente se utilizará en la SET Manantay).
- Línea 60 kV “Parque Industrial – Yarinacocha”.





**“Propuesta de Plan de Inversiones  
Transmisión 2025 – 2029 de  
Electro Ucayali S.A.”**

**Área de Demanda 14**

**VOLUMEN II**

**Información del Sistema Eléctrico Existente**

**Noviembre 2023**

## Contenido

1	OBJETIVO.....	3
2	ALCANCES.....	3
3	SISTEMA DE TRANSMISIÓN A DICIEMBRE 2022 .....	4
4	PROYECTOS DE PLAN DE INVERSIONES .....	5
4.1	PLAN DE INVERSIONES 2017-2021 .....	5
4.2	PLAN DE INVERSIONES 2021-2025 .....	7
5	ELEMENTOS QUE NO SE EJECUTARAN HASTA ABRIL DE 2025.....	9
6	TRANSFORMADORES DE RESERVA .....	10
7	TRANSFORMADORES SST SIN USO .....	10

## RESUMEN EJECUTIVO

### Información del Sistema Eléctrico Existente

Conforme a lo establecido en el numeral 5.7.2 de la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión (en adelante, NORMA TARIFAS)", en este Volumen se describe el sistema de transmisión de Electro Ucayali S.A., existente al año 2022, incluyendo además proyectos que se ejecutarán y se prevé serán puestas en operación comercial hasta abril de 2025, y que fueron aprobados por Osinergmin en el Plan de Inversiones (PI) de procesos anteriores: PI 2017-2021 y PI 2021-2025. Adicionalmente, se incluye el plan de obras de los proyectos aprobados por el COES en el Plan de Transmisión (PT).

El sistema de transmisión previsto al mes de abril de 2025 se considera como punto de partida para el desarrollo del diagnóstico del sistema, el planeamiento de la expansión del sistema de transmisión en el período 2025-2034: formulación de las alternativas de expansión, determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar y propuesta de Plan de Inversiones 2025-2029.

Adicionalmente, de ser el caso, en este Volumen se lista aquellos proyectos aprobados en el Plan de Inversiones y que no serán ejecutados hasta el último día de dicho mes de abril. Dichos proyectos, serán evaluados en el Volumen 4 para su retiro y/o inclusión al PIT 2025-2029, conforme a lo establecido en el segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS.

## 1 OBJETIVO

Identificar el sistema de transmisión correspondiente al Área de Demanda 14 y que será punto de partida para evaluar el diagnóstico del sistema, el planeamiento de la expansión del sistema de transmisión en el período 2025-2034: formulación de las alternativas de expansión, determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar y propuesta de Plan de Inversiones 2025-2029.

## 2 ALCANCES

- Sistema de transmisión del Área de Demanda 14, existente al año 2022.
- Plan de obras previsto para el período 2023 - abril 2025, de proyectos aprobados en estudios Plan de Inversiones anteriores, identificando aquellos que ya fueron ejecutados y los pendientes de ejecutar.
- Proyectos del Plan de Transmisión.
- Sistema de transmisión del Área de Demanda 14, previsto al mes de abril de 2025.

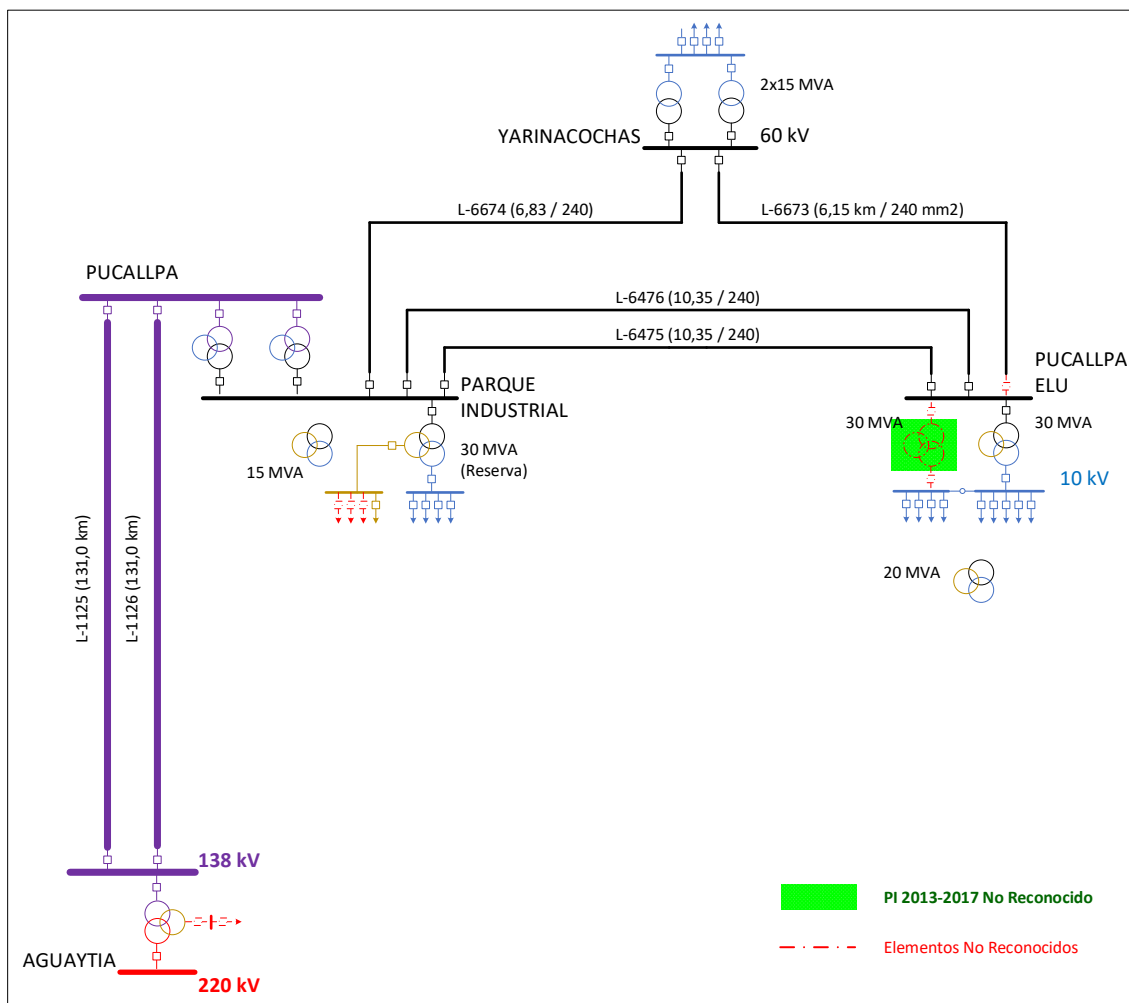


- Identificando de proyectos que no serán ejecutados hasta abril de 2025.
- Identificación de la reserva de transformación.

### 3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN A DICIEMBRE 2022

El sistema de transmisión existente de Electro Ucayali S.A. a diciembre de 2022 se muestra en la siguiente figura:

Figura N° 1: Sistema de Transmisión de Electro Ucayali – 2022



Respecto a los transformadores de 60/22,9/10 kV:

- El transformador de 30 MVA (fondo verde) se aprobó en el PIT 2013-2017 para la SET Manantay; sin embargo, ésta se instaló en la SET Pucallpa para evitar sobrecargas. Dicho transformador se puso en servicio el 2020;



Por dicho motivo, al poner en servicio la subestación Manantay (2025), se instalará temporalmente el transformador de 20 MVA que se encuentra ubicado en la subestación Pucallpa;

- El transformador con fondo amarillo en la SET Cerro Verde se aprobó en el PIT 2017-2021 se aprobó como 138/22,9 kV - 20 MVA; sin embargo, se instaló uno de 138/60/22,9 kV - 30 MVA que incluye el devanado de 60 kV para la conexión de futuras SETS en dicha zona;

La regularización de dichos transformadores conforme fue aprobada por Osinergmin forma parte de la propuesta PIT 2025-2029 de Electro Ucayali.

## 4 PROYECTOS DE PLAN DE INVERSIONES

A continuación, se describe los proyectos aprobados por Osinergmin en procesos PIT anteriores y que se prevé entrarán en operación comercial en el período 2023 – abril 2025.

### 4.1 PLAN DE INVERSIONES 2017-2021

Comprende los siguientes proyectos que serán ejecutados:

- Subestación Manantay 60/22,9/10 kV - 30 MVA, tramo de línea 60 kV y celdas de 22,9 y 10 kV.

Debido a que el transformador de 30 MVA se encuentra instalado y en operación en la subestación Pucallpa, temporalmente, se utilizará el transformador de 20 MVA disponible y que esta ubicado en la SET Pucallpa.

En el PIT 2025-2029 se solicitará un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV en la SET Pucallpa, y como consecuencia, se estaría regularizando el uso del transformador aprobado por Osinergmin en el PIT 2013-2017.

- Subestación Campo Verde 138/22,9 kV - 20 MVA, celdas de conexión en 138 kV y celdas de 22,9 kV.

En este proyecto es importante precisar que el transformador que será instalado es de tres devanados “138/60/22,9 kV – 30 MVA”, incluye el devanado de 60 kV e incremento de la potencia en base a los nuevos resultados del plan de expansión del sistema de transmisión a largo plazo.

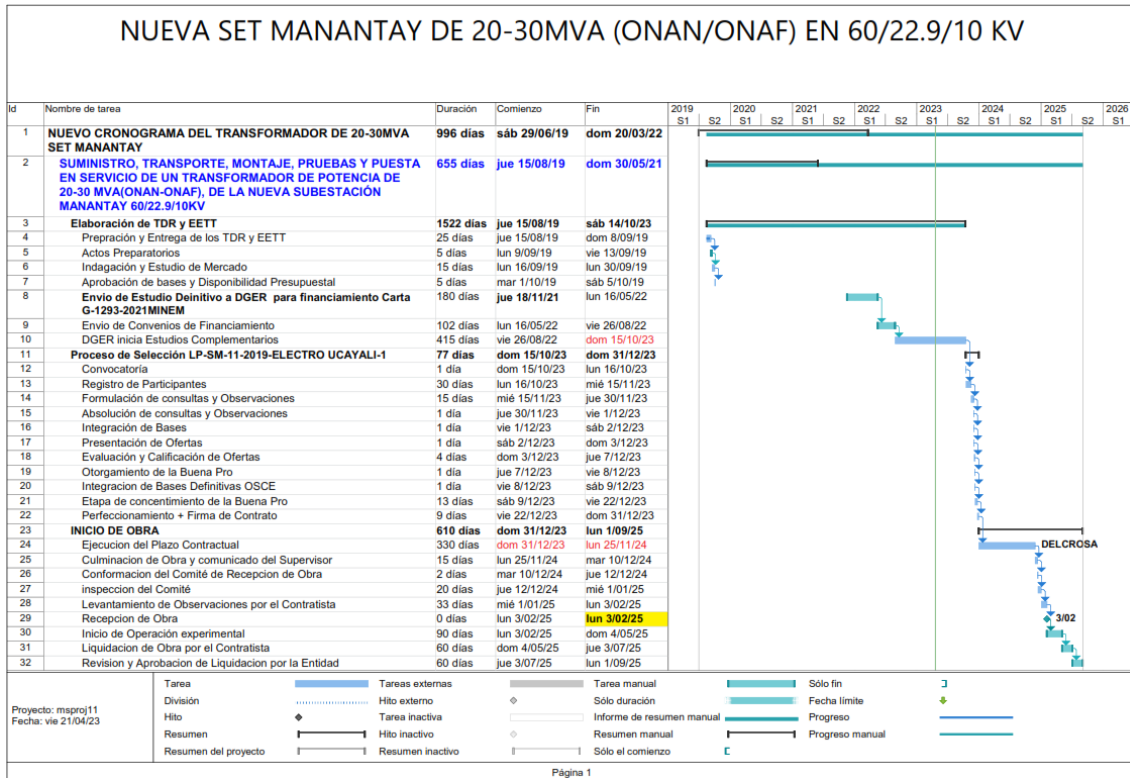
Por lo tanto, en el Plan de Inversiones 2025-2029 se solicitará la regularización de dicho transformador de 138/60/22,9 kV – 30 MVA; asimismo, el retiro del transformador de 138/22,9 kV – 20 MVA aprobado en el PIT 2017-2021.



### Subestación Manantay 60/22,9/10 kV - 30 MVA

El proceso de selección para la ejecución de dicho proyecto se iniciará este año y se prevé su puesta en operación comercial el año 2025. En la siguiente figura se muestra el cronograma actualizado.

Figura N° 2: Cronograma de ejecución de SET Manantay 60/22,9/10 kV

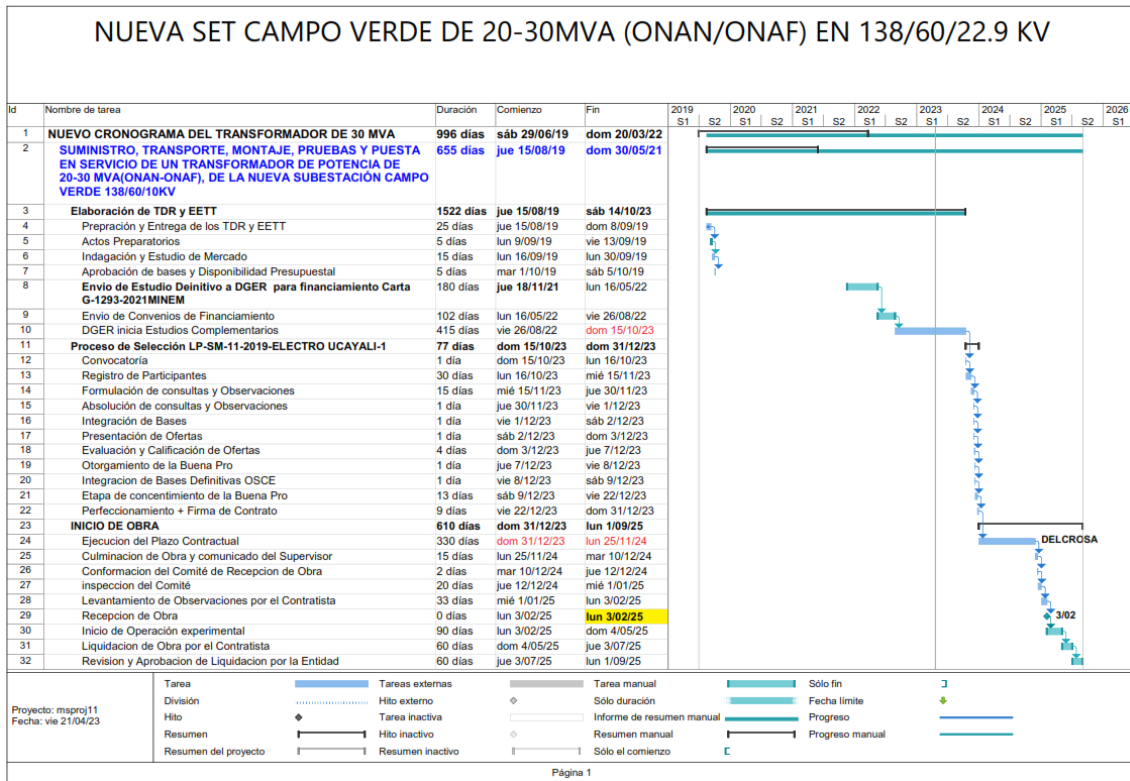


### Subestación Campo Verde 138/60/22,9 kV - 30 MVA

El proceso de selección para la ejecución de dicho proyecto se iniciará este año y se prevé su puesta en operación comercial el año 2025. En la siguiente figura se muestra el cronograma actualizado.



Figura N° 3: Cronograma de ejecución de SET Campo Verde 138/60/22,9 kV



## 4.2 PLAN DE INVERSIONES 2021-2025

Comprende los siguientes proyectos a ejecutar:

- Tramo de línea de 138 kV para la conexión de la subestación Campo Verde a la línea 138 kV existente L-1126.

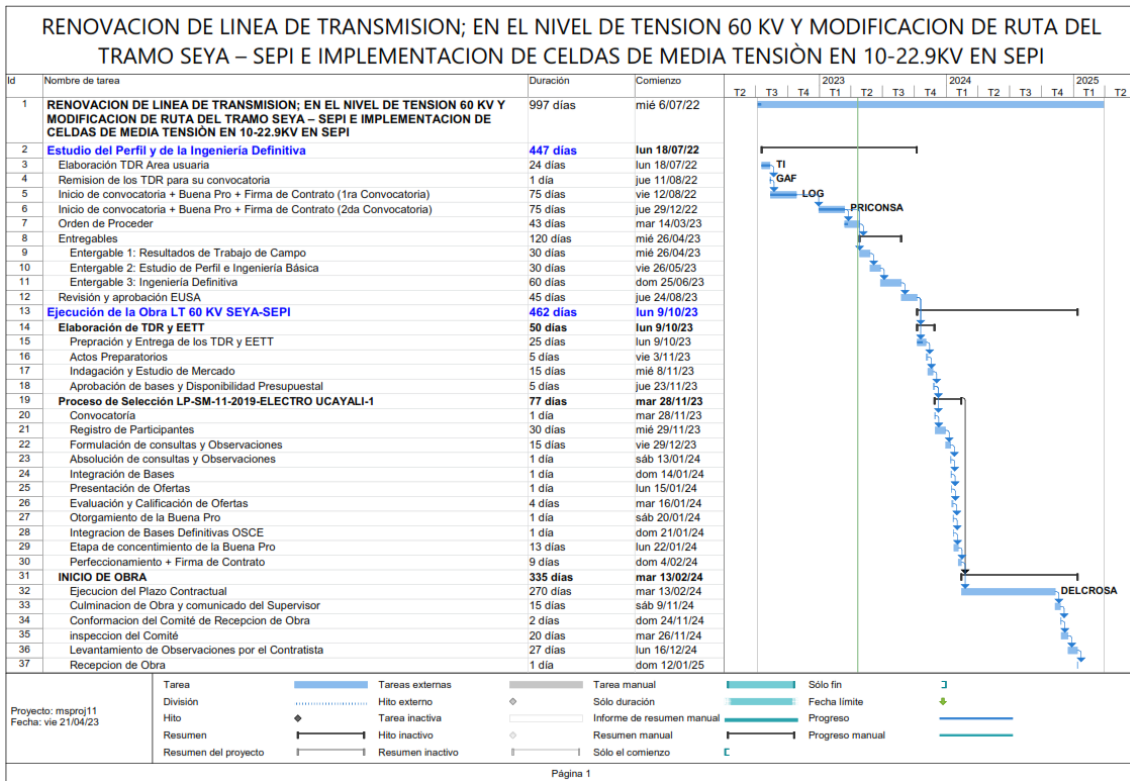
### Tramo de línea 138 kV para conexión a Subestación Campo Verde 138/60/22,9 kV

La puesta en operación comercial de dicho tramo de línea de 138 kV está prevista para el año 2025, junto con la subestación Campo Verde.

El proceso de selección para la ejecución de dicho proyecto se iniciará este año y se prevé su puesta en operación comercial el año 2025. En la siguiente figura se muestra el cronograma actualizado.



Figura N° 4: Cronograma de ejecución Tramo de LT 138 kV



### Transformadores de reserva

Respecto a los transformadores de 60/22,9/10 kV, a abril de 2025 se tendría:

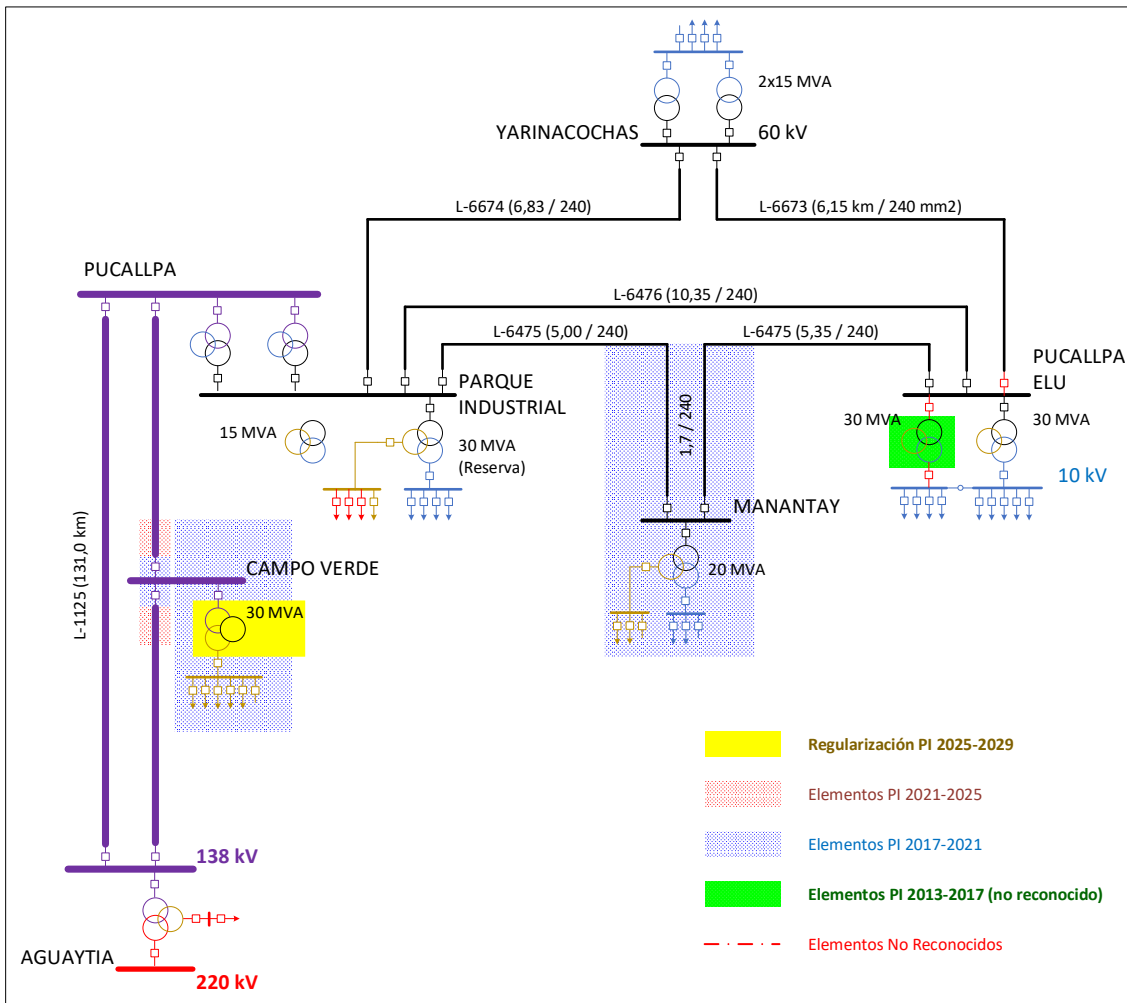
- El transformador de 30 MVA aprobado como “reserva” está instalado en la subestación Parque Industrial; asimismo, en dicha subestación se tiene un transformador de 15 MVA del SST, que está sin uso.
- Se tienen un transformador de 20 MVA del SST ubicado en la subestación Pucallpa, que está sin uso.

Dicho transformador se instalará provisionalmente en la subestación Manantay.

Considerando dichos proyectos, el sistema de transmisión de Electro Ucayali S.A. previsto a abril de 2025 se muestra en la siguiente figura:



Figura N° 5: Sistema de Transmisión de Electro Ucayali – Abril 2025



## 5 ELEMENTOS QUE NO SE EJECUTARAN HASTA ABRIL DE 2025

A continuación se lista los proyectos aprobados en PIT anteriores y que no se ejecutarán hasta abril de 2025:

- Transformador de 138/22,9 kV – 20 MVA de la subestación Campo Verde.
- Renovación de línea 60 kV “Parque Industrial – Yarinacocha”.
- Renovación de 04 celdas de alimentador en 10 kV y 04 celdas de alimentador en 22,9 kV en subestación Parque Industrial.



## 6 TRANSFORMADORES DE RESERVA

A abril de 2025 se tendría la siguiente reserva de transformadores de 60/22,9/10 kV:

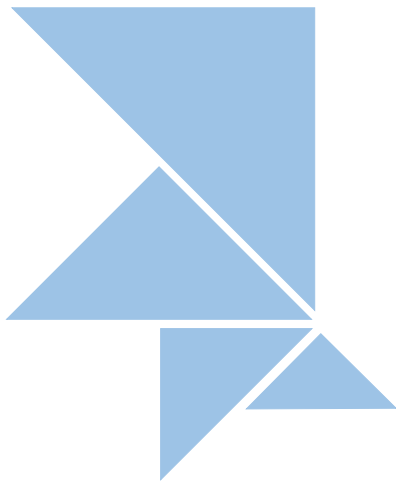
- Un transformador de 30 MVA que está en operación en la subestación Parque Industrial.

## 7 TRANSFORMADORES SST SIN USO

A abril de 2025 se tendría:

- Un transformador de 60/22,9/10 kV - 15 MVA ubicado en la subestación Parque Industrial.
- Un transformador de 60/22,9/10 kV - 20 MVA ubicado en la subestación Pucallpa.





**“Propuesta de Plan de Inversiones  
Transmisión 2025 – 2029 de  
Electro Ucayali S.A.”**

**Área de Demanda 14**

**VOLUMEN III**

**Estudio de Proyección de Demanda**

**Noviembre 2023**

## INDICE

1	OBJETIVO .....	3
2	ALCANCES .....	3
3	CRITERIOS .....	3
4	METODOLOGÍA GENERAL .....	4
5	PROYECCIÓN DE LAS VENTAS DE ENERGIA .....	5
5.1	MERCADO REGULADO .....	5
5.1.1	Información histórica.....	5
5.1.2	Proyección de variables explicativas.....	13
5.1.3	Proyección de ventas de energía.....	18
6	INTEGRACIÓN DE PÉRDIDAS .....	29
7	CONVERSIÓN DE ENERGÍA EN POTENCIA.....	30
7.1	FACTORES DE CARGA, DE CONTRIBUCIÓN A LA PUNTA Y DE SIMULTANEIDAD.....	31
7.2	CÁLCULO DE POTENCIAS MÁXIMAS NO COINCIDENTES DE USUARIOS LIBRES Y REGULADOS .....	31
7.3	CÁLCULO DE POTENCIAS COINCIDENTES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	32
8	PROYECCIÓN DE DEMANDA DE USUARIOS LIBRES EXISTENTES.....	32
9	PROYECCIÓN DE DEMANDA DE NUEVAS CARGAS .....	33
9.1	SOLICITUDES DE FACTIBILIDAD .....	33
10	PROYECCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA.....	38
10.1	SISTEMA PUCALLPA CAMPO VERDE.....	38
10.2	SISTEMA AGUAYTIA .....	39
10.3	MÁXIMA DEMANDA EN SUBESTACIONES .....	40
11	ELABORACIÓN DE LOS MAPAS DE DENSIDAD DE CARGA.....	41



## ESTUDIO DE PROYECCIÓN DE DEMANDA – ÁREA DE DEMANDA 14

### PERÍODO: 2025 – 2054

El estudio de proyección de demanda se elaboró sobre la base de los criterios y metodología establecidos en el Capítulo Primero “Proyección de la Demanda” de la “Norma Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión (en adelante, Norma Tarifas)”, aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 217-2013-OS/CD y modificatorias.

Los resultados obtenidos servirán de base para sustentar el Plan de Inversiones 2025-2029, conforme lo establecido en el numeral VI.1) del Literal d) del Artículo 139° del Reglamento de la LCE.

### 1 OBJETIVO

El objetivo del presente estudio es determinar la proyección de demanda de los sistemas eléctricos de Electro Ucayali S.A. que forman parte del Área de Demanda 14, para el periodo 2025-2054.

### 2 ALCANCES

La proyección de demanda para el periodo 2025-2054, comprenden:

- Ventas de energía en el mercado libre y regulado, incluyendo además las nuevas factibilidades de carga y nuevos proyectos de habilitaciones urbanas.
- Máxima demanda por sistema eléctrico.
- Máxima demanda de las subestaciones AT/MT, máxima demanda de los sistemas eléctricos y la demanda coincidente con el SEIN.
- Determinación del mapa de densidades en el corto, mediano y largo plazo.

La proyección de la demanda de potencia y energía se efectúa para un periodo de 30 años.

### 3 CRITERIOS

A continuación, las premisas consideradas en el desarrollo del estudio:

- Criterios y métodos establecidos en la Norma Tarifas.
- Año base de estudio: 2022
- Horizonte de estudio: 2025-2054
- La proyección se realiza para dos grupos de usuarios: Usuarios regulados y libres. Adicionalmente, se incluyen nuevas demandas debido a solicitudes de factibilidad.



- Según lo aprobado en la Resolución N° 081-2021-OS/CD de Osinergmin, Electro Ucayali S.A. es la empresa distribuidora representativa que se encuentra en el Área de Demanda 14.

## 4 METODOLOGÍA GENERAL

El procedimiento seguido comprende:

### Usuarios regulados:

- 1) Considerando la información histórica real al año 2022, se desarrollan modelos tendenciales y econométricos para determinar la tasa de crecimiento anual del mercado regulado.
- 2) Sobre la base la información de registros de medición en los transformadores, correspondientes al año 2022, para el mercado regulado, se determina la energía anual abastecida por las subestaciones y su respectiva máxima demanda. Para obtener dicho valor máximo, previamente se depura aquellos registros atípicos provocados por traslados de carga temporales debido a contingencias en la red de distribución. Adicionalmente, para cada subestación, se determina la demanda simultánea con el sistema eléctrico asociado y la demanda coincidente con el SEIN.
- 3) Obtenidos los valores según el procedimiento del punto 2), para cada subestación, se procede a determinar los factores de carga, simultaneidad y de coincidencia.
- 4) Luego, se proyecta la energía de las subestaciones en base a los resultados obtenidos según el procedimiento 1) “tasa anual” y 2) “energía anual”.
- 5) Finalmente, considerando las energías obtenidas en el paso anterior y los factores obtenidos en el paso 3), se determina la demanda máxima, simultánea y coincidente de las subestaciones.

### Usuarios libres:

- 1) Sobre la base de lo registrado durante el año 2022 en cada uno de los clientes libres, se procede a determinar las demandas respectivas para los instantes de máxima demanda de las subestaciones, máxima demanda de los sistemas eléctricos y la coincidente con el SEIN; asimismo, el consumo anual de cada usuario.
- 2) Sobre la base de los resultados obtenidos en el punto 1) se determina los factores de simultaneidad y de contribución para cada usuario; asimismo, su factor de carga.
- 3) Para las proyecciones se consideran el resultado de las encuestas, caso contrario, se mantiene constante durante todo el período.

### Nuevas cargas:

- 1) Se incluye a la proyección los nuevos requerimientos de incrementos de carga y solicitudes de factibilidad de nuevas cargas, considerando además los cronogramas de toma de carga respectivos.



## 5 PROYECCIÓN DE LAS VENTAS DE ENERGIA

La proyección de la venta de energía se efectuó mediante distintas metodologías (modelos tendenciales y/o econométricos) según el tipo de usuario, tal como se indica:

- A) Usuarios regulados: Modelos tendenciales y econométricos.
- B) Usuarios libres existentes: Resultado de encuestas, caso contrario se mantiene constante lo registrado el año base.
- C) Nuevas cargas: Consumos relacionados con las demandas solicitadas en las solicitudes de factibilidad.

### 5.1 MERCADO REGULADO

#### 5.1.1 INFORMACIÓN HISTÓRICA

Para formular el modelo de proyección de energía para los usuarios regulados se consideran diferentes modelos tendenciales sobre la base de la información histórica de ventas registradas; asimismo, se consideran diferentes modelos econométricos que utilizan como variables explicativas al PBI, el número de clientes, la población y el precio de la energía eléctrica.

La proyección de demanda se realizará por sistema eléctrico y finalmente en forma global para toda el Área de Demanda. Se realizará el análisis de los datos históricos para establecer tendencias y parámetros estadísticos. A continuación, se describe cada una de las variables consideradas en los modelos tendenciales y econométricos.

##### 5.1.1.1 VENTAS DE ENERGÍA

En el siguiente cuadro se muestra las ventas históricas del mercado regulado, agrupados por Área de Demanda y sistemas eléctricos:



Cuadro 1: Ventas Históricas de Energía – Usuarios Regulados<sup>1</sup>

VENTAS HISTÓRICAS DE ENERGÍA (MWh) USUARIOS REGULADOS				
AREA DE DEMANDA:14				
AÑO	Mercado Regulado MT+BT			TOTAL VENTAS
	AT	MT(1)	BT(1)	
1996	0.00	25,579.44	30,134.75	55,714.19
1997	0.00	26,181.15	28,653.87	54,835.02
1998	0.00	31,288.98	36,975.62	68,264.60
1999	0.00	33,125.65	41,281.49	74,407.14
2000	0.00	36,499.69	43,816.37	80,316.06
2001	0.00	43,609.72	43,972.94	87,582.67
2002	0.00	43,429.66	49,611.03	93,040.69
2003	0.00	42,724.40	55,559.61	98,284.01
2004	0.00	46,344.42	59,833.03	106,177.44
2005	0.00	51,833.01	69,055.94	120,888.95
2006	0.00	56,167.38	75,358.37	131,525.75
2007	0.00	61,078.06	85,649.29	146,727.34
2008	0.00	67,730.79	96,115.77	163,846.57
2009	0.00	66,412.81	102,236.11	168,648.92
2010	0.00	83,486.88	112,258.88	195,745.77
2011	0.00	87,709.72	117,538.02	205,247.74
2012	0.00	90,669.86	125,533.72	216,203.58
2013	0.00	95,971.49	135,522.68	231,494.17
2014	0.00	111,796.32	145,854.60	257,650.92
2015	0.00	129,286.19	159,147.78	288,433.96
2016	0.00	119,572.36	165,090.31	284,662.67
2017	0.00	92,429.61	175,676.72	268,106.33
2018	0.00	90,532.35	186,873.37	277,405.72
2019	0.00	88,814.57	192,053.40	280,867.97
2020	0.00	72,899.29	190,552.87	263,452.15
2021	0.00	75,667.13	206,329.93	281,997.06
2022	0.00	82,723.63	215,955.99	298,679.62
			<b>TASA PROM.</b>	<b>6.67%</b>

(1) No incluye pérdidas en media y baja tensión.

<sup>1</sup> La Base de datos del SICOM de Osinermin es preliminar publicada en febrero del 2022.

VENTAS HISTÓRICAS DE ENERGÍA (MWh) USUARIOS REGULADOS				
SISTEMA ELÉCTRICO: AGUAYTÍA				
AÑO	Mercado Regulado MT+BT			TOTAL VENTAS
	AT	MT(1)	BT(1)	
1996	0.00	0.00	0.00	0.00
1997	0.00	0.00	0.00	0.00
1998	0.00	0.00	0.00	0.00
1999	0.00	0.00	0.00	0.00
2000	0.00	0.00	0.00	0.00
2001	0.00	0.00	0.00	0.00
2002	0.00	2.46	519.36	521.82
2003	0.00	24.36	1,786.02	1,810.38
2004	0.00	50.11	2,180.26	2,230.37
2005	0.00	536.73	3,092.79	3,629.52
2006	0.00	950.81	3,294.66	4,245.46
2007	0.00	1,527.56	4,069.38	5,596.94
2008	0.00	2,004.75	4,582.32	6,587.07
2009	0.00	2,297.92	5,184.99	7,482.90
2010	0.00	2,551.65	5,355.70	7,907.35
2011	0.00	2,919.54	5,849.43	8,768.97
2012	0.00	3,592.33	6,268.11	9,860.44
2013	0.00	3,918.92	6,818.35	10,737.27
2014	0.00	4,150.90	7,343.84	11,494.75
2015	0.00	5,543.65	7,759.93	13,303.58
2016	0.00	5,376.29	8,457.98	13,834.27
2017	0.00	3,244.09	11,370.81	14,614.90
2018	0.00	3,213.34	11,982.79	15,196.13
2019	0.00	3,285.91	12,936.95	16,222.86
2020	0.00	3,194.48	12,700.04	15,894.52
2021	0.00	3,712.34	14,093.02	17,805.37
2022	0.00	3,928.62	15,057.83	18,986.44

(1) No incluye pérdidas en media y baja tensión.

VENTAS HISTÓRICAS DE ENERGÍA (MWh) USUARIOS REGULADOS				
SISTEMA ELÉCTRICO: CAMPO VERDE Y PUCALLPA				
AÑO	Mercado Regulado MT+BT			TOTAL VENTAS
	AT	MT(1)	BT(1)	
1996	0.00	25,579.44	30,134.75	55,714.19
1997	0.00	26,181.15	28,653.87	54,835.02
1998	0.00	31,288.98	36,975.62	68,264.60
1999	0.00	33,125.65	41,281.49	74,407.14
2000	0.00	36,499.69	43,816.37	80,316.06
2001	0.00	43,552.51	43,371.97	86,924.48
2002	0.00	43,365.27	48,265.78	91,631.06
2003	0.00	42,635.85	52,833.77	95,469.62
2004	0.00	46,239.68	56,627.81	102,867.49
2005	0.00	51,230.17	64,708.01	115,938.17
2006	0.00	55,157.07	70,575.48	125,732.55
2007	0.00	59,497.37	79,859.52	139,356.90
2008	0.00	65,665.79	89,441.61	155,107.39
2009	0.00	64,046.13	94,666.89	158,713.02
2010	0.00	80,788.59	104,167.26	184,955.85
2011	0.00	84,249.55	108,552.85	192,802.40
2012	0.00	86,209.06	115,651.85	201,860.91
2013	0.00	91,232.77	124,742.49	215,975.27
2014	0.00	106,845.56	134,321.75	241,167.30
2015	0.00	122,785.35	146,903.26	269,688.60
2016	0.00	113,104.66	151,730.30	264,834.95
2017	0.00	87,911.99	159,016.45	246,928.44
2018	0.00	86,261.89	169,438.61	255,700.50
2019	0.00	85,528.66	179,116.45	264,645.10
2020	0.00	69,704.80	177,852.83	247,557.63
2021	0.00	71,954.79	192,236.91	264,191.70
2022	0.00	78,795.01	200,898.16	279,693.18

(1) No incluye pérdidas en media y baja tensión.



### 5.1.1.2 PRODUCTO BRUTO INTERNO (PBI)

El PBI empleado para la construcción de los modelos econométricos es obtenido de las publicaciones realizadas por el Instituto Nacional de Estadísticas e Informática (INEI).

Para el periodo 2007-2022, esta información se extrajo a partir del siguiente link <https://www.gob.pe/institucion/inei/informes-publicaciones/4390712-producto-bruto-interno-por-departamentos-2007-2022-cifras-preliminares> en la web del INEI.

Para el periodo 1996-2006 se calculó estos valores departamentales multiplicando el PBI nacional, en millones de soles del 2007, por la participación relativa del PBI departamental sobre el PBI nacional correspondiente al año base 1994 (ver: Producto Bruto Interno por Departamentos 2001-2012, Año Base 1994, INEI, octubre 2013; y Compendio Estadísticos, 2005). Estos cálculos se efectúan porque no existe información oficial del PBI departamental con año base 2007 para el periodo previo al 2007.

Las expectativas sobre el crecimiento del PBI se han actualizado en línea con los últimos acontecimientos económicos. La última Encuesta de Expectativas Macroeconómicas indica que los Analistas Económicos proyectan 0,7 por ciento para el 2023, 2,6 por ciento para 2024 y un 3,0 por ciento para el 2025.

Figura 1: Expectativas de Crecimiento de PBI nacional

## NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 72 - 4 de octubre de 2023

### ENCUESTA DE EXPECTATIVAS MACROECONÓMICAS: CRECIMIENTO DEL PBI (%)

	Encuesta realizada al:			
	31 de Jul.	31 de Ago.	29 de Set.	
<b>ANALISTAS ECONÓMICOS 1/</b>				
2023	1,2	1,0	0,7	↓
2024	2,5	2,6	2,6	=
2025	2,9	3,0	3,0	=
<b>SISTEMA FINANCIERO 2/</b>				
2023	1,4	1,1	0,6	↓
2024	2,3	2,3	2,2	↓
2025	2,6	2,7	2,7	=
<b>EMPRESAS NO FINANCIERAS 3/</b>				
2023	2,0	1,9	1,3	↓
2024	2,9	2,6	2,5	↓
2025	3,0	3,0	3,0	=

<sup>1/</sup> 19 analistas en Julio, 16 en Agosto, y 21 en Setiembre de 2023

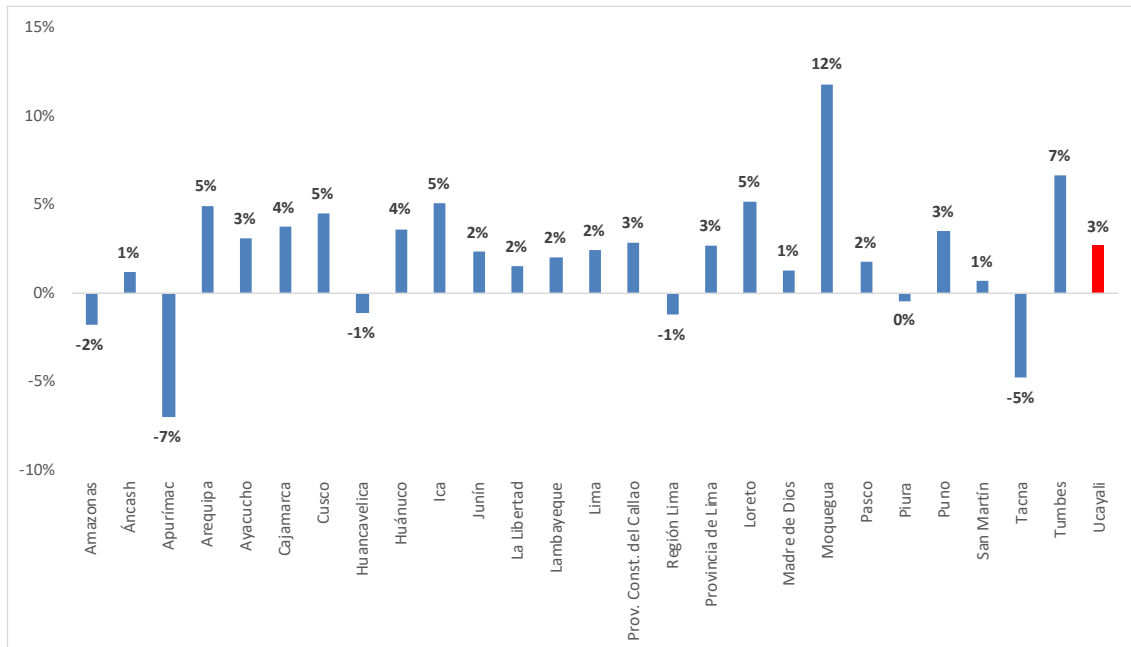
<sup>2/</sup> 14 empresas financieras en Julio, 16 en Agosto, y 18 en Setiembre de 2023

<sup>3/</sup> 277 empresas no financieras en Julio, 285 en Agosto, y 278 en Setiembre de 2023



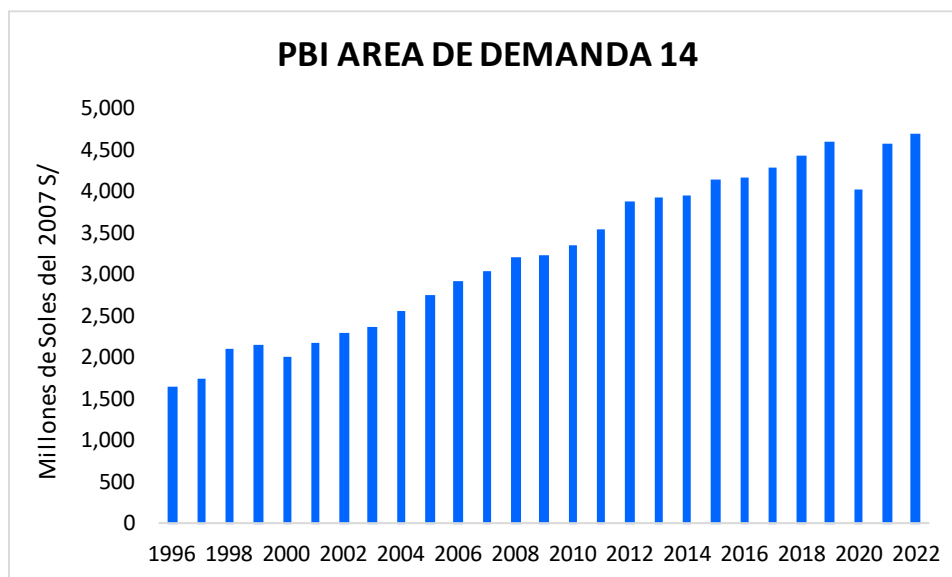
En la siguiente figura se muestra el crecimiento del PBI por departamento registrado el año 2022.

Figura 2: Crecimiento de PBI por departamento - Año 2022



Asimismo, en lo correspondiente al Área de Demanda 14, en la siguiente figura se muestra la evolución del PBI en el Área de Demanda 14 para el período 1996-2022<sup>2</sup>.

Figura 3: Evolución del PBI – Área de Demanda 14 (1996-2022)



<sup>2</sup> El PBI del año 2022 es preliminar como señala el INEI.



### 5.1.1.3 POBLACIÓN

La información base para la estimación del crecimiento histórico de la población proviene de los Censos Nacionales de Población realizados en los años 1993, 2007 y 2017<sup>3</sup>. Los valores entre esos años fueron interpolados a la tasa de crecimiento promedio anual. La población de los departamentos se ponderó de igual manera que para el caso del PBI departamental, y utilizando idéntico factor de participación.

Con las series históricas y pronóstico del INEI, los valores ponderados para el Área de Demanda 14 son los que se presentan en el siguiente cuadro:

**Cuadro 2: Evolución de la Población – Área de Demanda 14**

AÑO <sup>(2)</sup>	POBLACIÓN	
	HABITANTES	TASA DE CRECIM. (%)
1996	368,545	
1997	377,382	2.4%
1998	385,904	2.3%
1999	394,024	2.1%
2000	390,261	-1.0%
2001	398,941	2.2%
2002	407,027	2.0%
2003	414,704	1.9%
2004	422,158	1.8%
2005	429,576	1.8%
2006	436,967	1.7%
2007	444,209	1.7%
2008	451,284	1.6%
2009	458,177	1.5%
2010	464,875	1.5%
2011	471,351	1.4%
2012	477,616	1.3%
2013	483,708	1.3%
2014	489,664	1.2%
2015	495,522	1.2%
2016	527,717	6.5%
2017	542,847	2.9%
2018	558,767	2.9%
2019	574,509	2.8%
2020	589,110	2.5%
2021	602,400	2.3%
2022	615,024	2.1%

<sup>3</sup> <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>



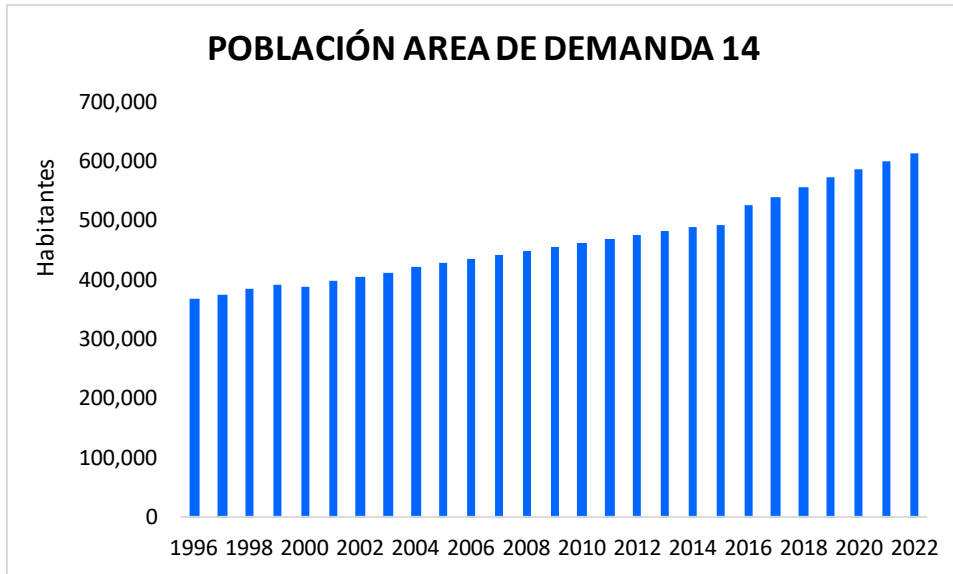


Figura 4: Evolución de la Población– Área de Demanda 14 (1996-2022)

#### 5.1.1.4 NÚMERO DE CLIENTES

La cantidad de clientes por Área de Demanda proviene de la Base de Datos Comercial “SICOM” del periodo 1996-2022 que dispone OSINERGMIN, la cual se mantiene actualizada con la información reportada por las empresas concesionarias del sector eléctrico. Al igual que la energía vendida, dicha base de datos contiene también la cantidad de usuarios regulados por sistema eléctrico.

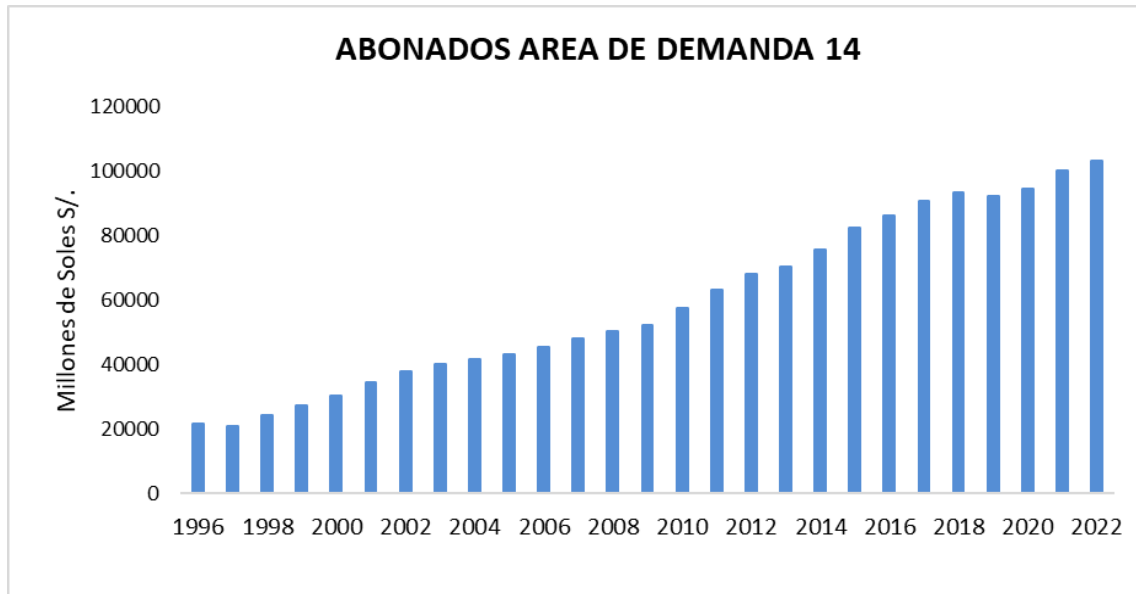


Cuadro 3: Cantidad de Clientes – Área de Demanda 14

AÑO <sup>(2)</sup>	NÚMERO DE CLIENTES	
	Nro CLIENTES	TASA DE CRECIM. (%)
1996	21,712	
1997	20,844	-4.0%
1998	24,230	16.2%
1999	27,348	12.9%
2000	30,311	10.8%
2001	34,376	13.4%
2002	38,090	10.8%
2003	40,121	5.3%
2004	41,810	4.2%
2005	43,374	3.7%
2006	45,675	5.3%
2007	48,015	5.1%
2008	50,302	4.8%
2009	52,311	4.0%
2010	57,667	10.2%
2011	63,077	9.4%
2012	68,155	8.1%
2013	70,536	3.5%
2014	75,654	7.3%
2015	82,470	9.0%
2016	86,295	4.6%
2017	90,827	5.3%
2018	93,506	2.9%
2019	92,319	-1.3%
2020	94,522	2.4%
2021	100,323	6.1%
2022	103,161	2.8%



Figura 5: Evolución del N° de Clientes– Área de Demanda 14 (1996-2022)



### 5.1.2 PROYECCIÓN DE VARIABLES EXPLICATIVAS

En la evaluación del modelo econométrico se requiere la proyección de sus variables explicativas: PBI, Clientes, Población y Precio de Energía.

A continuación, se desarrolla la metodología y resultados obtenidos:

#### 5.1.2.1 PROYECCIÓN DEL PBI

El PBI que interviene en el modelo es el correspondiente al departamento de Ucayali.

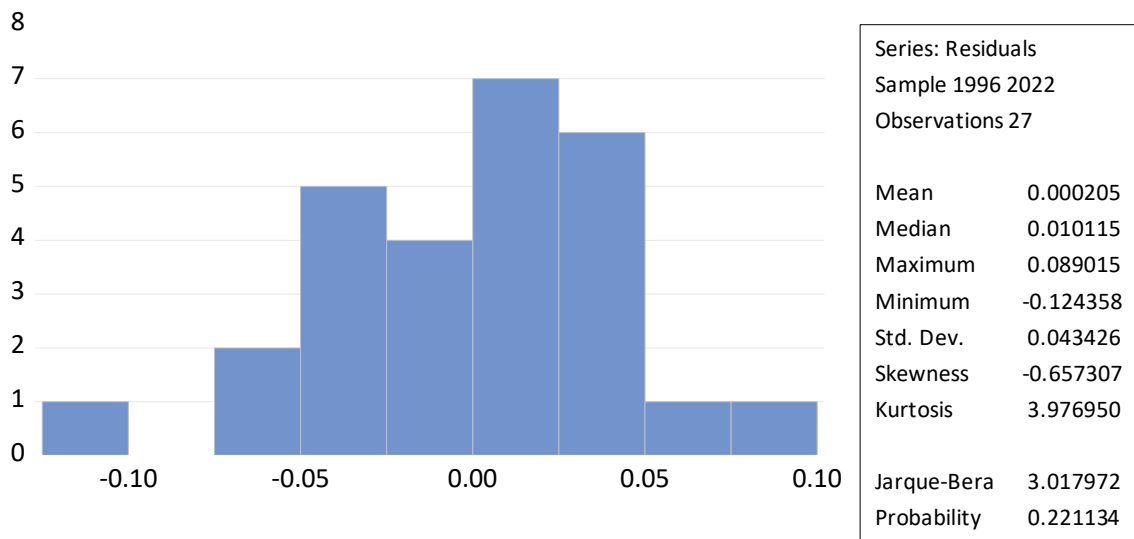
A continuación, se detalla el modelo que correlaciona el PBI regional en correlación con el PBI nacional y un coeficiente autoregresivo:



Cuadro 4: Ecuación de la estimación econométrica y su test de Heterocedasticidad

Dependent Variable: LOG(PBI14)  
 Method: ARMA Conditional Least Squares (Marquardt - EViews legacy)  
 Date: 10/20/23 Time: 12:42  
 Sample (adjusted): 1996 2022  
 Included observations: 27 after adjustments  
 Convergence achieved after 7 iterations  
 MA Backcast: 1995

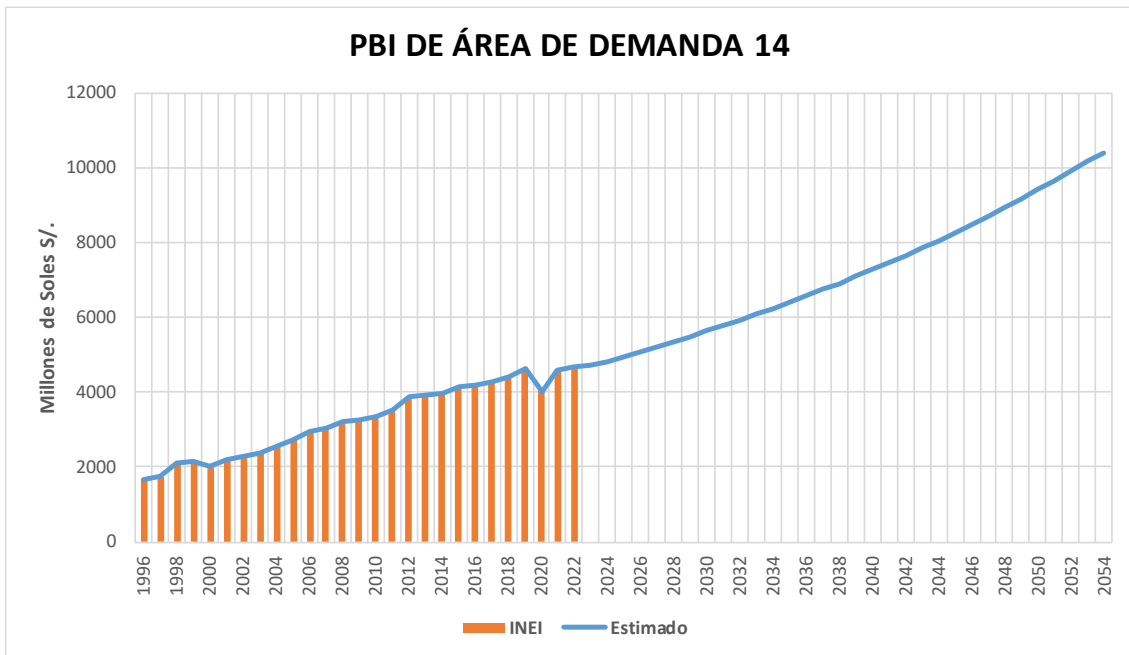
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-3.014132	0.569220	-5.295194	0.0000
LOG(PBIPERU)	0.866779	0.044569	19.44811	0.0000
MA(1)	0.844989	0.135491	6.236509	0.0000
R-squared	0.981771	Mean dependent var		8.042243
Adjusted R-squared	0.980252	S.D. dependent var		0.321644
S.E. of regression	0.045200	Akaike info criterion		-3.251009
Sum squared resid	0.049033	Schwarz criterion		-3.107027
Log likelihood	46.88862	Hannan-Quinn criter.		-3.208195
F-statistic	646.2955	Durbin-Watson stat		1.776746
Prob(F-statistic)	0.000000			



Finalmente, con estas estimaciones previstas de crecimiento del PBI nacional se calcula el PBI del Área de Demanda 14.



Figura 6: Proyección PBI Área de Demanda 14



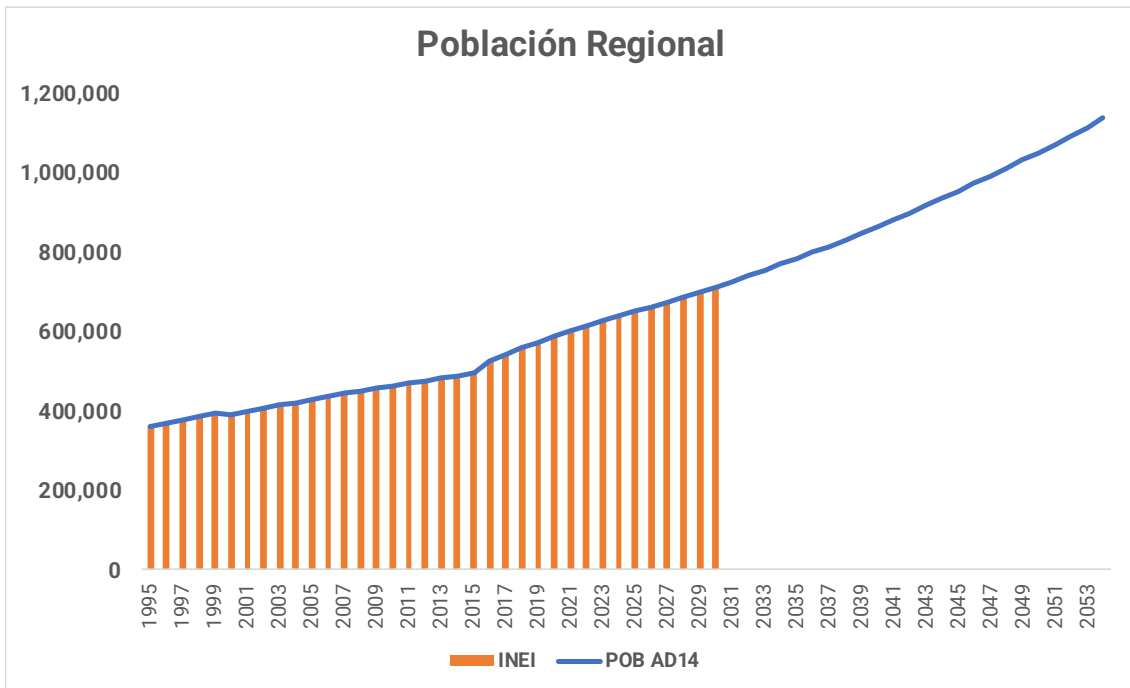
### 5.1.2.2 PROYECCIÓN DE LA POBLACIÓN

Puesto que el INEI efectuó sus pronósticos de población hasta el año 2030, para el resto del período, se estimó un crecimiento hasta el Año Horizonte del estudio (2054). Para ello se consideró un crecimiento promedio del INEI para el área de demanda objeto del estudio. En el horizonte se obtuvo una tasa de 2.0%.

Los resultados se presentan la siguiente figura:



Figura 7: Resultados Proyección de la Población – Área de Demanda 14



### 5.1.2.3 PROYECCIÓN DE NÚMERO DE CLIENTES

En la proyección de clientes, se plantearon los diferentes modelos tendenciales (lineal, polinómico, potencial, cuadrático, exponencial), sobre la serie 1996-2022 obtenida del SICOM<sup>4</sup> para el área de demanda objeto del estudio.

Para la proyección se seleccionó un modelo de extrapolación lineal con un  $r^2$  de 0,9848, debido a que se alinea a las variaciones de los años 2020 y 2022.

Los parámetros del modelo se presentan en el siguiente cuadro:

<sup>4</sup> Información disponible a febrero de 2023



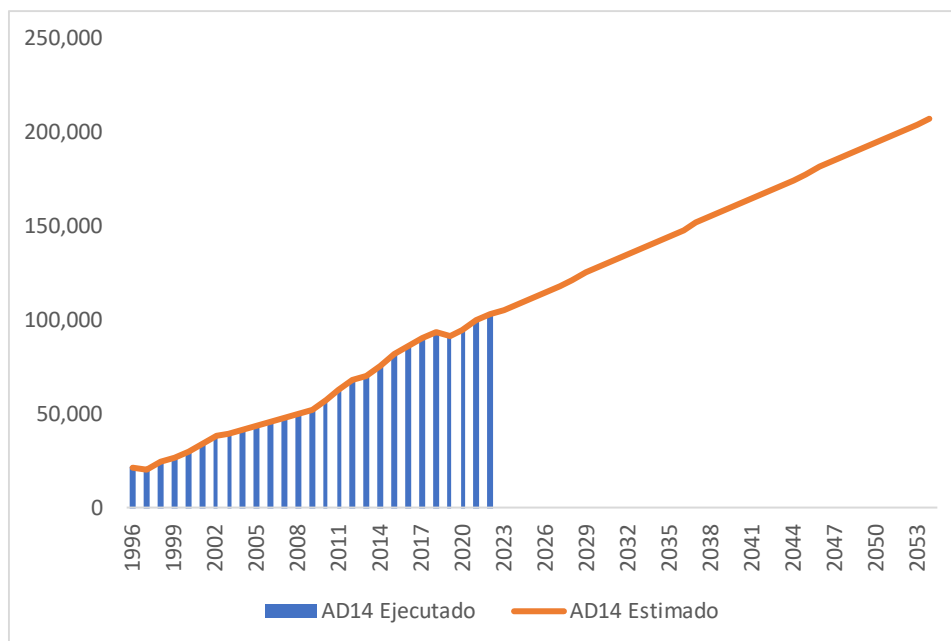
Cuadro 5: Modelo de Proyección de Clientes – Área de Demanda 14

Dependent Variable: CLI14  
 Method: Least Squares  
 Date: 04/16/23 Time: 10:33  
 Sample (adjusted): 1996 2022  
 Included observations: 27 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	16052.50	1248.309	12.85940	0.0000
@TREND	3315.138	82.37075	40.24654	0.0000
R-squared	0.984800	Mean dependent var		59149.30
Adjusted R-squared	0.984192	S.D. dependent var		26515.37
S.E. of regression	3333.727	Akaike info criterion		19.13276
Sum squared resid	2.78E+08	Schwarz criterion		19.22874
Log likelihood	-256.2922	Hannan-Quinn criter.		19.16130
F-statistic	1619.784	Durbin-Watson stat		0.318845
Prob(F-statistic)	0.000000			

Sobre dicha base, los resultados de proyección de clientes se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro 6: Resultados Proyección de Clientes– Área de Demanda 14



#### 5.1.2.4 PROYECCIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA

La tarifa de la energía eléctrica de la respectiva Área de Demanda, valorados en céntimos de Sol del 2009 por kWh, se considera constante para todo el periodo de proyección; lo que significa que el precio de la energía del año 2022 se mantendrá estable en términos reales entre el 2023 y el 2054.

Para el cálculo de dicha tarifa se ha utilizado la facturación del mercado regulado (Soles), las ventas de energía anual y el Índice de Precios al consumidor.



IPC	2021	2022
UCAYALI	151	162

(1) Fuente: INEI

<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>

Facturación	2022
Soles	230,811

(3) Fuentes: SICOM Osinergmin 2022

Figura 8: Cálculo de la tarifa eléctrica del año 2022 (cts. S/. 47.84)

### 5.1.3 PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA

#### 5.1.3.1 MODELOS TENDENCIALES

Para la elección del mejor modelo a utilizar para la proyección de venta de energía para toda el área de demanda, previamente se analizaron los modelos tendenciales: Lineal, Exponencial, Logarítmica, Polinómica y Potencial.

Los criterios de aceptación para los modelos tendenciales, los siguientes:

- Valor aceptable del coeficiente de determinación  $R^2$
- Valor aceptable de t-student superior a 2 en términos absolutos.
- Valor aceptable de estadístico F: el mayor valor obtenido.

En caso de cumplirse todas las condiciones anteriores, se elegirán los 2 mejores modelos:



**Cuadro 7: Evaluación de Modelos de Tendencias**

PROYECCIÓN DE VENTAS GLOBALES <sup>(1)</sup> DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS REGULADOS METODO DE TENDENCIAS						
ÁREA DE DEMANDA:14						
AÑO	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmica	Polinomio 2	Polinomio 3	Potencial
2022	315,874.16	380,877.94	260,391.63	311,288.53	283,144.76	276,294.06
2023	326,496.37	408,176.40	263,711.85	320,767.85	276,820.29	282,797.69
2024	337,118.58	437,431.41	266,915.55	330,162.52	267,380.28	289,218.16
2025	347,740.79	468,783.19	270,010.63	339,472.54	254,608.27	295,559.35
2026	358,362.99	502,382.04	273,004.21	348,697.89	238,287.75	301,824.83
2027	368,985.20	538,388.99	275,902.74	357,838.59	218,202.23	308,017.91
2028	379,607.41	576,976.65	278,712.07	366,894.63	194,135.22	314,141.64
2029	390,229.62	618,329.99	281,437.52	375,866.01	165,870.24	320,198.87
2030	400,851.83	662,647.22	284,083.97	384,752.73	133,190.79	326,192.25
2031	411,474.04	710,140.77	286,655.86	393,554.80	95,880.38	332,124.25
2032	422,096.25	761,038.31	289,157.28	402,272.20	53,722.53	337,997.17
2033	432,718.46	815,583.79	291,591.98	410,904.95	6,500.73	343,813.18
2034	443,340.66	874,038.69	293,963.44	419,453.05	-46,001.49	349,574.30
2035	453,962.87	936,683.19	296,274.85	427,916.48	-104,000.64	355,282.45
2036	464,585.08	1,003,817.58	298,529.19	436,295.26	-167,713.19	360,939.41
2037	475,207.29	1,075,763.65	300,729.20	444,589.38	-237,355.65	366,546.87
2038	485,829.50	1,152,866.28	302,877.44	452,798.84	-313,144.49	372,106.44
2039	496,451.71	1,235,495.03	304,976.30	460,923.64	-395,296.22	377,619.62
2040	507,073.92	1,324,046.00	307,027.98	468,963.78	-484,027.32	383,087.84
2041	517,696.13	1,418,943.63	309,034.56	476,919.27	-579,554.29	388,512.45
2042	528,318.33	1,520,642.81	310,998.00	484,790.10	-682,093.60	393,894.74
2043	538,940.54	1,629,631.02	312,920.09	492,576.27	-791,861.76	399,235.94
2044	549,562.75	1,746,430.68	314,802.55	500,277.79	-909,075.26	404,537.19
2045	560,184.96	1,871,601.66	316,646.97	507,894.64	-1,033,950.58	409,799.60
2046	570,807.17	2,005,743.95	318,454.87	515,426.84	-1,166,704.21	415,024.23
2047	581,429.38	2,149,500.55	320,227.67	522,874.38	-1,307,552.65	420,212.09
2048	592,051.59	2,303,560.53	321,966.69	530,237.26	-1,456,712.39	425,364.12
2049	602,673.80	2,468,662.38	323,673.21	537,515.49	-1,614,399.91	430,481.25
2050	613,296.00	2,645,597.48	325,348.41	544,709.05	-1,780,831.71	435,564.36
2051	623,918.21	2,835,213.95	326,993.43	551,817.96	-1,956,224.28	440,614.27
2052	634,540.42	3,038,420.70	328,609.33	558,842.21	-2,140,794.11	445,631.80
2053	645,162.63	3,256,191.78	330,197.13	565,781.81	-2,334,757.68	450,617.72
2054	655,784.84	3,489,571.05	331,757.78	572,636.74	-2,538,331.50	455,572.76
	<b>2.31%</b>	<b>7.17%</b>	<b>0.76%</b>	<b>1.92%</b>		<b>1.58%</b>

ECUACIÓN:	VENTAS C T	LOG (VENTAS) C T	VENTAS C LOG(T)	VENTAS C T T^2	VENTAS C T T^2 T^3	LOG(VENTAS) C LOG(T)
COEFICIENTE DE DETERMINACION (r <sup>2</sup> )	0.9596					

ESTADISTICO F:						
Valor	594.45					
Prob.	0.0000					

**REVISAR ARCHIVO EIEWS**

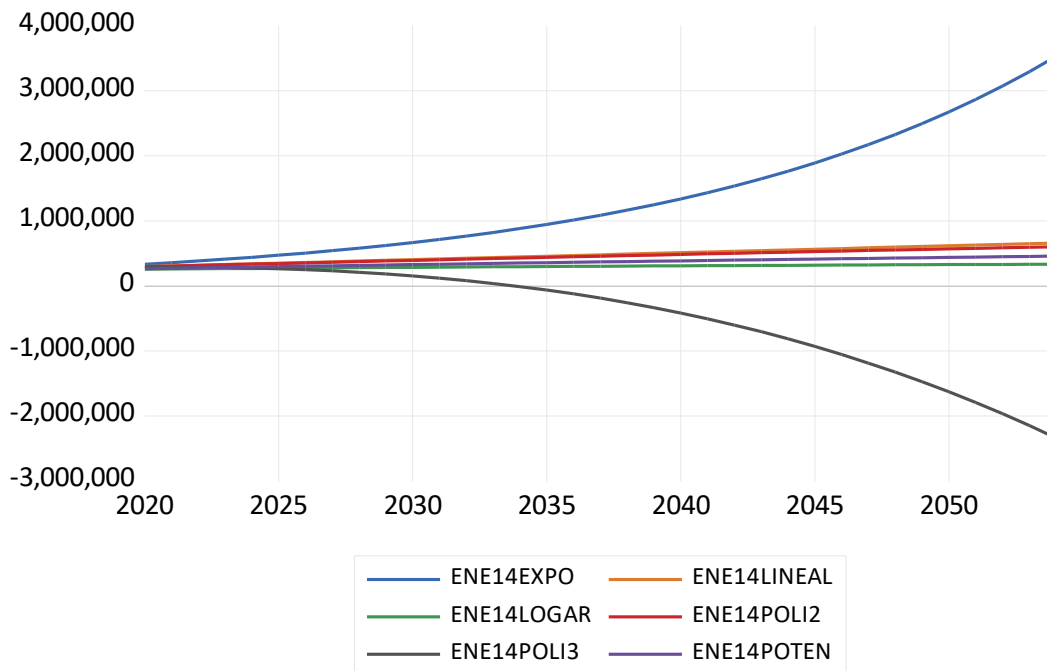
ESTADISTICO t:						
Variable 1	Valor	6.01				
	Prob.	0.0000				
Variable 2	Valor	24.38				
	Prob.	0.0000				

Fuente: Formato F-106

La proyección de los modelos tendencias para el periodo 2022-2054 se muestra en la figura 9. Si bien casi todos los modelos presentan un coeficiente de determinación (R<sup>2</sup>) cercanos al 90%, la proyección de estos es muy diferente, descartándose, en primer lugar, los modelos polinómicos por presentar tasas negativas. De los modelos restante, el modelo lineal es el que más se ajusta a lo observado históricamente ya que arroja un crecimiento promedio anual de 2,31% mientras el crecimiento observado entre 1996 y 2022 fue de 6,8% al año.



Figura 9: Proyección Tendencial Área de Demanda 14 (MWh)



Finalmente, se puede concluir que los modelos tendenciales presentan serias limitaciones no solo por ser restrictivo en la medida que es determinado en función de su propia historia y, por lo tanto, no permite plantear escenarios futuros alternativos a lo ya observado, sino que también se observa que los indicadores estadísticos, como el  $R^2$ , no es representativo de la capacidad predictiva de los modelos y no garantiza una proyección apropiada, tal como se demuestra en los resultados de las proyecciones.

### 5.1.3.2 MODELOS ECONÓMICOS

Frente a las limitaciones de los modelos tendenciales, los modelos econométricos o estructurales son más explicativos y sustentados, conceptualmente, ya que buscan comprender y definir las variables que explican el comportamiento de la demanda de energía. Una vez determinado las variables que explican el comportamiento de la demanda, es posible pronosticarla suponiendo ciertos valores de las variables explicativas o exógenas en el futuro. Así, por ejemplo, si el modelo econométrico estima que el consumo de energía crece a la mitad de lo que crece el PBI, se puede predecir que, si el PBI crece en 2%, entonces, la demanda aumentaría en 1%.

Los modelos que relacionan las ventas de energía a usuarios regulados con el PBI, la población, el precio medio de venta de la energía eléctrica y el número de clientes como variables explicativas, tienen la siguiente forma:

$$Energía_i = b_1 + b_2 * PBI_i + b_3 * POB_i + b_4 * TAR_i + b_5 * CLI_i + e_i$$

Donde:

Energía<sub>i</sub> : Energía demandada en el Área de Demanda 14 el año i

b<sub>i</sub> : Parámetro de la Regresión.

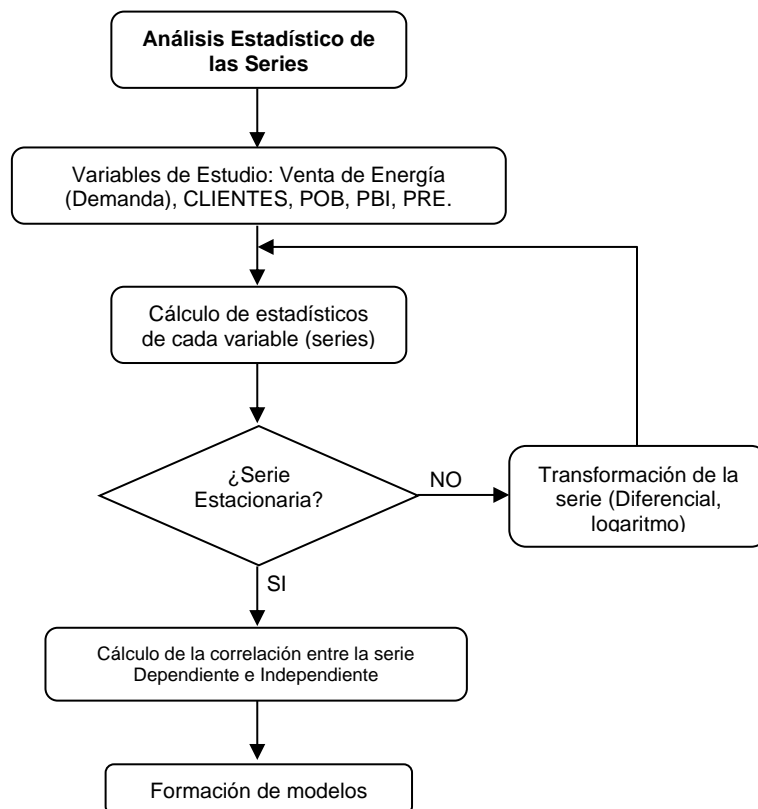


- PBI<sub>i</sub> : Producto Bruto Interno del Área de Demanda 14 el año i.
- POB<sub>i</sub> : Población del Área de Demanda 14 el año i.
- TAR<sub>i</sub> : Precio medio de venta de la energía en el Área de Demanda 14 el año i
- CLI<sub>i</sub> : Número de clientes en el Área de Demanda 14 el año
- e<sub>i</sub> : Se denomina término error

Las diferentes variables independientes ensayadas en cada modelo y los estadísticos obtenidos con cada uno de ellos:

- Venta de energía en función del PBI, la Población y el Precio medio de venta.
- Venta de energía en función del PBI, la Población y los Clientes.
- Venta de energía en función del PBI y los Clientes.
- Venta de energía en función del PBI y la Población.
- Venta de energía en función del PBI.
- Venta de energía en función de los Clientes.
- Venta de energía en función de la Población.

Figura 10: Análisis Estadístico de las Series de Tiempo



El análisis, parte calculando los estadísticos de cada una de las series, de acuerdo a ello se determina si la serie es estacionaria o no (Estacionaridad de una serie es cuando tiene en el tiempo una media igual a cero y una varianza constante). Si no es estacionaria la serie, ésta es transformada en otra, sin distorsionar tanto su estructura histórica (principalmente su tendencia); una vez transformada la serie, se calcula nuevamente sus estadísticos. Cuando las series son estacionarias, se calcula la correlación de la Demanda con el resto de las series, finalmente se procede a formar los modelos econométricos.

Para la formación de los modelos econométricos, se buscará una combinación de las variables dependiente con las variables independientes. Teniendo en cuenta la rigurosidad que exige la Teoría Económica, se requiere que los modelos formados sean consistentes con el comportamiento normal de serie dependiente, para ello se hace uso de los estadísticos del modelo, a este proceso se denomina “Validación del modelo”.

Bajo el plano estadístico, el modelo de regresión lineal por mínimos cuadrados ordinarios que describe y proyecta a la variable dependiente, debe cumplir los siguientes requisitos:

- Las variables participantes deben ser o transformarse en estacionarias.
- El término de error del modelo lineal debe comportarse como un ruido blanco; es decir, que la esperanza matemática del término de error sea cero, la varianza del error sea constante y se demuestre ausencia de autocorrelación entre los errores (covarianza nula).
- No existencia de colinealidad entre regresores o variables independientes, consecuentemente, ausencia de multicolinealidad en la matriz de observaciones correspondientes a las variables independientes del modelo.
- Los parámetros o coeficientes de cada variable explicativa deben ser constantes.

Entre las pruebas a realizar para el cumplimiento de estas condicionantes se tienen:

- Bondad o grado de ajuste del modelo, medido por el coeficiente de determinación **R<sup>2</sup>**, debe ser elevado.
- Estacionariedad, medido por el estadístico **Dickey–Fuller Aumentado**, ADF.
- Prueba de significancia de la variable en el modelo, medido por el estadístico **t-Student**.
- Prueba de significancia conjunta de las variables del modelo, medido por el estadístico **F-statistic**.
- Contraste de la presencia de **autocorrelación** serial de primer orden, medido por el estadístico **Durbin Watson**, DW.

Estas pruebas permiten encontrar problemas de autocorrelación de los residuos, éste es el principal problema de perturbación esférica ya que se está trabajando con variables que son series de tiempo. En general se corrige este problema utilizando variables autorregresivas (AR) y de medias móviles (MA). Para detectar si los residuos no presentan este problema es analizando el estadístico Durbin Watson que su valor debe circular en 2. Debe tenerse presente que el estadístico de Durbin Watson muestra un test de autocorrelación de primer orden, más no de orden superior.



Para un test completo se busca que el **correlograma de los residuos** estimados evidencie el comportamiento de un ruido blanco (white noise)<sup>5</sup>, es decir, cuando las barras horizontales no traspasen la banda de confianza, además de ello se tiene el test de **Breusch-Godfrey (o test LM)** para Autocorrelación de cualquier orden. Específicamente se indicará este test para Autocorrelación de primer orden (ya que no conocemos las bandas de confianza del test de Durbin Watson). El que no se tenga autocorrelación de primer orden significara implícitamente, al momento de presentar este resultado, que el correlograma de los residuos estimados son los de una serie ruido blanco.

La hipótesis nula viene dada por:

Ho : No Existe Autocorrelación de orden “i” en los residuos estimados

Por lo que se buscará aceptar dicha hipótesis nula, para ello la probabilidad del F–statistic debe ser > 5%.

- Contraste de la presencia de **homocedasticidad** en la variación de los residuos, medido por el **Test de White**.

Se pretende que la varianza de los residuos sea constante a lo largo de todo el período de estimación, así permitir que las variables cointegren en el tiempo y reflejen el comportamiento de la serie. Este sería un problema menos probable ya que se trata de series de tiempo. No obstante, se indicará el resultado del test de White sin términos cruzados bajo la hipótesis nula:

Ho : Existe Homoscedasticidad en los residuos estimados

Por lo que se buscará aceptar dicha hipótesis nula, para ello la probabilidad del F–statistic del **Test White Heteroskedasticity** sea >5%.

- Contraste de **Normalidad de los residuos**, medido por el Test de Jarque-Bera.

Se procura que la media de los residuos sera igual a cero. El supuesto de normalidad en los residuos estimados es válido para la realización de inferencia estadística por lo que es menos prioritario. Para este fin se indicará el resultado del test de Jarque-Bera bajo la hipótesis nula:

Ho: La serie de residuos estimados se distribuye aproximadamente normal

Por lo que se buscará aceptar dicha hipótesis nula, para la cual la probabilidad del F–statistic del **Test de Jarque–Bera** debe ser >5%

Una vez que el modelo sea validado y haya cumplido con las condiciones estadísticas, mencionado anteriormente, se procede a pronosticar el modelo multivariados.

- Efectuado el análisis estadístico y la validación del modelo. Se procede al pronóstico del modelo econométrico formado. Para ello se procede a proyectar cada una de las variables independientes que integra un modelo.

<sup>5</sup> Se dice que una serie es un ruido blanco si se distribuye idéntica e independientemente con media cero y varianza constante.



- Una vez teniendo proyectada las variables independientes, se proyecta el modelo econométrico, calculándose luego la Tasa de crecimiento de la curva proyectada. Finalmente, la Proyección de la Demanda es producto de la aplicación de la Tasa de crecimiento en la venta de energía.

De acuerdo a la participación de los mercados, se calcula la demanda proyectada de los Mercados de Baja Tensión (BT) y de Media Tensión (MT), además se efectúa la proyección por Área de Demanda.

A continuación, se resumen los estadísticos econométricos de los modelos mencionados:



**Cuadro 8: Resultados Modelos Económicos**

PROYECCIÓN DE VENTAS GLOBALES(1) DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS REGULADOS						
METODO ECONOMÉTRICO						
ÁREA DE I14						
AÑO	Modelos Comparados					
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6
2022	305,702.94	308,585.06	310,774.75	310,104.98	307,263.20	306,040.47
2023	311,707.06	311,080.35	315,175.54	314,470.18	311,664.42	308,559.26
2024	321,709.81	322,500.40	325,051.24	324,392.91	321,392.10	319,800.81
2025	332,267.51	334,949.39	336,009.80	335,425.87	332,160.34	332,053.66
2026	342,928.77	347,679.34	347,151.55	346,646.73	343,104.52	344,579.94
2027	353,699.85	360,700.21	358,482.93	358,062.02	354,230.91	357,389.35
2028	364,584.50	374,019.28	370,008.35	369,676.27	365,543.75	370,488.96
2029	375,586.89	387,644.80	381,733.36	381,495.16	377,048.37	383,886.80
2030	386,710.45	401,583.83	393,662.21	393,523.05	388,748.85	397,589.72
2031	397,959.46	415,845.23	405,801.13	405,766.33	400,651.17	411,606.33
2032	409,337.61	430,436.96	418,155.37	418,230.40	412,760.39	425,944.35
2033	420,850.51	445,369.13	430,731.43	430,921.84	425,082.82	440,613.59
2034	432,497.64	460,645.68	443,532.42	443,843.96	437,621.30	455,617.85
2035	444,284.92	476,277.69	456,565.89	457,004.46	450,383.17	470,967.89
2036	456,216.00	492,273.96	469,838.03	470,409.67	463,374.36	486,672.23
2037	468,294.15	508,642.75	483,354.43	484,065.33	476,600.25	502,738.87
2038	480,523.15	525,393.57	497,122.00	497,978.53	490,067.48	519,177.03
2039	492,906.38	542,535.34	511,147.03	512,155.70	503,782.10	535,995.33
2040	505,449.32	560,079.49	525,437.25	526,604.72	517,751.59	553,204.87
2041	518,151.24	578,031.07	539,997.24	541,330.40	531,980.23	570,810.49
2042	531,017.72	596,402.12	554,835.35	556,341.26	546,476.10	588,823.84
2043	544,051.89	615,202.00	569,958.32	571,644.19	561,245.69	607,253.99
2044	557,257.44	634,441.36	585,374.20	587,247.45	576,296.72	626,111.23
2045	570,637.61	654,130.19	601,090.34	603,158.57	591,636.26	645,405.23
2046	584,195.58	674,278.59	617,114.22	619,385.23	607,271.49	665,145.73
2047	597,936.95	694,899.83	633,455.21	635,936.97	623,211.49	685,345.59
2048	611,860.83	716,000.09	650,119.36	652,820.12	639,461.94	706,010.72
2049	625,972.65	737,592.72	667,116.17	670,044.35	656,032.02	727,154.06
2050	640,275.73	759,688.97	684,454.23	687,618.49	672,930.00	748,786.46
2051	654,773.39	782,300.32	702,142.38	705,551.58	690,164.36	770,918.99
2052	669,468.91	805,438.42	720,189.63	723,852.86	707,743.77	793,562.90
2053	684,365.69	829,115.29	738,605.36	742,531.97	725,677.24	816,729.82
2054	699,469.41	853,346.01	757,400.49	761,600.01	743,975.33	840,434.29
	2.62%	3.23%	2.82%	2.85%	2.80%	3.21%

ECUACIÓN:	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(CLIENTES) AR(1)	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA(-1))	VENTAS C PBI CLIENTES D2017 D2020	VENTAS C PBI CLIENTES TARIFA	VENTAS C PBI CLIENTES D2015	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(CLIENTES) LOG(TARIFA(-1)) D2015
COEFICIENTE DE DETERMINACION (r <sup>2</sup> )						0.9912

ESTADÍSTICO F:			
Valor			566.17
Prob.			0.0000

ESTADÍSTICO t:		REVISAR ARCHIVO EIEWS		
Variable 1	Valor			5.14
	Prob.			0.0000
Variable 2	Valor			3.05
	Prob.			0.0063
Variable 3	Valor			5.65
	Prob.			0.0000
Variable 4	Valor			-7.00
	Prob.			0.0000
Variable 5	Valor			2.27
	Prob.			0.0344

El modelo econométrico aceptado es el modelo de proyección de ventas de energía que está en función del PBI, CLIE, TAR rezagada un periodo y una variable Dummy<sup>6</sup>. Se escogió el mismo ya que presenta un R<sup>2</sup> de 99.23 % y los errores de los residuos se distribuyen de manera normal.

<sup>6</sup> Cambio estructural de la serie por migración de clientes regulados al mercado libre a partir del año 2015.



### Cuadro 9: Modelo Econométrico Elegido

Dependent Variable: LOG(ENE14)

Method: Least Squares

Date: 10/20/23 Time: 13:22

Sample (adjusted): 1998 2022

Included observations: 25 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.185706	0.565772	0.328236	0.7461
LOG(PBIAD14)	0.713382	0.204717	3.484719	0.0023
LOG(CLIAD14)	0.643992	0.127695	5.043204	0.0001
LOG(TARAD14(-1))	-0.266762	0.071390	-3.736713	0.0013
D2015	0.111291	0.050824	2.189721	0.0406
R-squared	0.992016	Mean dependent var		12.03279
Adjusted R-squared	0.990419	S.D. dependent var		0.499850
S.E. of regression	0.048926	Akaike info criterion		-3.020177
Sum squared resid	0.047874	Schwarz criterion		-2.776402
Log likelihood	42.75221	Hannan-Quinn criter.		-2.952564
F-statistic	621.2656	Durbin-Watson stat		1.469505
Prob(F-statistic)	0.000000			

El  $R^2$  estimado es de 0.99, luego de corregida un problema de correlación, lo que significa que la regresión explica hasta el 99,2 % de la variación de las ventas de energía de los clientes regulados. Asimismo, cada una de las variables consideradas también son relevantes de manera individual de acuerdo con sus respectivas pruebas t-student.

Se calcula una elasticidad ingreso de la demanda de 0.713, lo que es concordante con la teoría económica que indica que debe ser positiva, pero menor a la unidad para ser considerada un bien normal.

Finalmente, la elasticidad de la tarifa es negativa pero menor a 1 (en términos absolutos), lo que permite calificarla como una demanda inelástica, es decir, la caída de la demanda será proporcionalmente menor al incremento de la tarifa real.

























Se evaluaron especificaciones alternativas que incluían la variable cantidad de usuarios (con uno y dos rezagos) y el impacto del número de clientes o población, pero fueron descartados por diversos aspectos (ver detalle en los archivos EVIEWS y los formularios de demanda).

### PRUEBAS DE VALIDACIÓN

#### a) Prueba de correlograma de los residuos



Date: 10/20/23 Time: 13:56  
 Sample (adjusted): 1998 2022  
 Included observations: 25 after adjustments

	Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
1			0.253	0.253	1.8053	0.179
2			0.082	0.019	2.0031	0.367
3			-0.051	-0.082	2.0840	0.555
4			-0.211	-0.194	3.5108	0.476
5			-0.234	-0.145	5.3536	0.374
6			-0.057	0.055	5.4702	0.485
7			-0.202	-0.221	7.0040	0.428
8			-0.060	-0.027	7.1450	0.521
9			0.054	0.031	7.2667	0.609
10			-0.057	-0.143	7.4143	0.686
11			-0.273	-0.378	11.017	0.442
12			-0.221	-0.261	13.557	0.330

En este modelo los residuos no presentan autocorrelación, dado que las barras se encuentran dentro de las bandas de confianza, además el estadístico de Durban Watson es 1.47

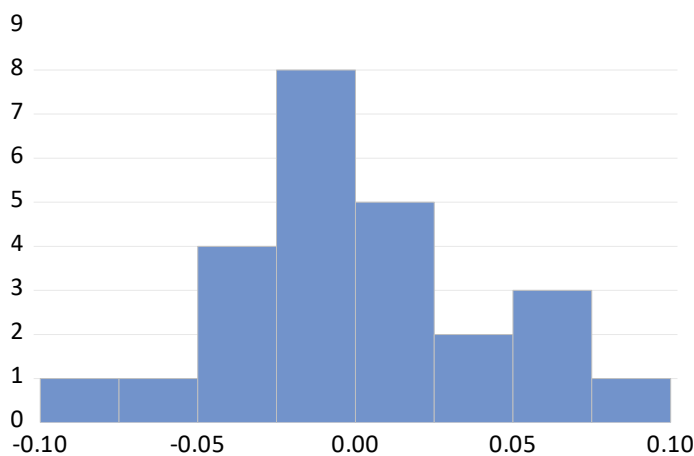
**Prueba de correlación entre las variables**

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:  
 Null hypothesis: No serial correlation at up to 1 lag

F-statistic	1.526615	Prob. F(1,19)	0.2317
Obs*R-squared	1.859311	Prob. Chi-Square(1)	0.1727

Para precisar la ausencia de autocorrelación de los residuales en este modelo se efectúa el Test de LM, de acuerdo a la Hipótesis Nula la probabilidad del F-statistic es 0.2317 y es mayor al 0.05, con lo que se concluye que no existe autocorrelación.

**b) Prueba de normalidad de los residuos**



Series: Residuals	
Sample 1998 2022	
Observations 25	
Mean	1.17e-15
Median	-0.005055
Maximum	0.095797
Minimum	-0.094997
Std. Dev.	0.044663
Skewness	0.293890
Kurtosis	2.862227
Jarque-Bera	0.379653
Probability	0.827103



Aquí se determina que los residuos tienen una media igual a cero, esto es reflejado en que la probabilidad del estadístico Jarque Bera es mayor a 0.05, en base a ello se puede sentenciar que la serie de residuos estimados se distribuye aproximadamente normal.

### c) Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White  
Null hypothesis: Homoskedasticity

F-statistic	1.408249	Prob. F(10,14)	0.2711
Obs*R-squared	12.53672	Prob. Chi-Square(10)	0.2507
Scaled explained SS	7.470787	Prob. Chi-Square(10)	0.6804

Los resultados de esta prueba nos muestran que la varianza de los residuos tiene una varianza constante, ya que de acuerdo con el criterio de evaluación la probabilidad del F-statistic es 0.2711 mayor a 0.05 y ello muestra que existe Heteroscedasticidad en los residuos estimados.

### 5.1.3.3 RESULTADOS DE PROYECCIÓN

Para el mercado regulado del Área de Demanda 14, los modelos tendenciales presentan serias limitaciones debido a los cambios estructurales en su serie histórica y que se manifiestan en indicadores estadísticos ( $R^2$ ) de baja representatividad y capacidad predictiva de los modelos, lo que no garantiza una proyección apropiada para el corto y mediano plazo.

Por tal motivo, se propone tomar en cuenta los resultados del modelo econométrico propuesto, el cual se encuentra debidamente validado con pruebas de correlación serial de los errores y la independencia entre variables exógenas, aspectos fundamentales en el análisis de series de tiempo.

En ese contexto, para este estudio se considera los siguientes criterios:

- Periodo 2023 – 2029: Tasas de crecimiento provenientes del modelo econométrico.
- Periodo 2030 – 2054: Tasas de crecimiento del modelo tendencial.

En el siguiente cuadro se muestra las proyecciones globales de ventas de energía para el periodo 2023 - 2054:



Cuadro 10: Resultados Proyección de Ventas de Energía

PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS REGULADOS				
AJUSTE FINAL				
ÁREA DE DEMANDA: 14				
AÑO	NIVEL DE TENSIÓN <sup>(1)</sup>			TOTAL VENTAS (AT+ MT+BT)
	(AT)	MT	BT	
2022	0.00	82,723.63	215,955.99	298,679.62
2023	0.00	85,376.77	222,882.21	308,258.98
2024	0.00	88,487.25	231,002.34	319,489.59
2025	0.00	91,877.55	239,852.97	331,730.52
2026	0.00	95,343.51	248,901.09	344,244.60
2027	0.00	98,887.81	258,153.74	357,041.55
2028	0.00	102,512.40	267,616.01	370,128.41
2029	0.00	106,219.52	277,293.69	383,513.21
2030	0.00	109,110.85	284,841.74	393,952.60
2031	0.00	112,002.19	292,389.79	404,391.98
2032	0.00	114,893.53	299,937.83	414,831.37
2033	0.00	117,784.87	307,485.88	425,270.75
2034	0.00	120,676.21	315,033.93	435,710.14
2035	0.00	123,567.55	322,581.98	446,149.52
2036	0.00	126,458.89	330,130.02	456,588.91
2037	0.00	129,350.22	337,678.07	467,028.29
2038	0.00	132,241.56	345,226.12	477,467.68
2039	0.00	135,132.90	352,774.16	487,907.06
2040	0.00	138,024.24	360,322.21	498,346.45
2041	0.00	140,915.58	367,870.26	508,785.83
2042	0.00	143,806.92	375,418.30	519,225.22
2043	0.00	146,698.25	382,966.35	529,664.61
2044	0.00	149,589.59	390,514.40	540,103.99
2045	0.00	152,480.93	398,062.45	550,543.38
2046	0.00	155,372.27	405,610.49	560,982.76
2047	0.00	158,263.61	413,158.54	571,422.15
2048	0.00	161,154.95	420,706.59	581,861.53
2049	0.00	164,046.28	428,254.63	592,300.92
2050	0.00	166,937.62	435,802.68	602,740.30
2051	0.00	169,828.96	443,350.73	613,179.69
2052	0.00	172,720.30	450,898.77	623,619.07
2053	0.00	175,611.64	458,446.82	634,058.46
2054	0.00	178,502.98	465,994.87	644,497.84

(1) No incluye pérdidas en media y baja tensión.

(2) El año "0" corresponde al año anterior al de vigencia de la fijación de tarifas. Se consigna el segundo valor proyectado.

TASA PROMEDIO (%):

2.43%

## 6 INTEGRACIÓN DE PÉRDIDAS

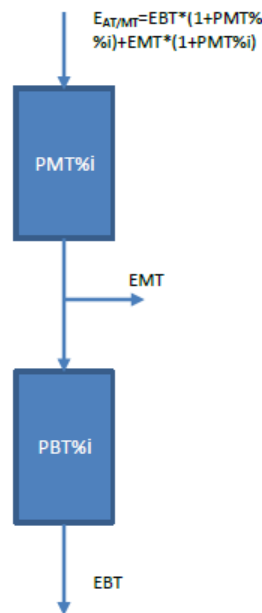
A la proyección global de ventas de energía al nivel de BT del Área de Demanda 14 se añade un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales en MT y BT vigentes.



Para los usuarios a nivel de MT se añadirá a la proyección de ventas de energía un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales en MT.

Tal como lo señala la Norma tarifas en el capítulo primero, las ventas de energía en MAT o AT no incluyen las pérdidas en las redes MAT o AT o las transformaciones del sistema de transmisión.

Figura 11: Esquema de Incorporación de las pérdidas



En el siguiente cuadro se muestra las pérdidas en MT:

Cuadro 11: Resultados Pérdidas en MT

Área	FPM (MT+BT)	FPM (MT)	FPM (BT)
14	1.0620	1.0260	1.0758

## 7 CONVERSIÓN DE ENERGÍA EN POTENCIA

La conversión de la proyección del consumo de energía por barra de SET a las proyecciones de potencias coincidentes con la máxima de cada SET (PCSET), coincidentes con la máxima del SEIN (PCSEIN) y coincidentes con la máxima del SST (PCSST) se efectuó utilizando los factores de carga (FC), factores de contribución a la punta (FCP) y factores de simultaneidad determinados para todos los usuarios libres y regulados en BT y MT agrupados por barra de MT.

La transformación de la proyección de la energía a proyección en potencia coincidente a nivel de barras en MT, AT, según corresponda, se realizará en cada SET a través de los FC y FCP:

$$Potencia = Ventas\ de\ energía * \left( \frac{(1 + \%p)}{(hsaño \times FC)} \right) \times FCP$$

Dónde:



- %p : porcentaje de pérdidas estándares en media tensión y baja tensión.
- FC : factor de carga calculado para el Año Representativo.
- FCP : factor de contribución a la punta del Año Representativo.
- h<sub>año</sub> : número de horas del Año Representativo.

Los resultados se presentarán por cada sistema eléctrico, SET y nivel de tensión MT, AT y MAT, según los formularios establecidos en la norma “Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”.

## 7.1 FACTORES DE CARGA, DE CONTRIBUCIÓN A LA PUNTA Y DE SIMULTANEIDAD

Se determinaron los factores de carga, factores de contribución a la punta y factores de simultaneidad con el SEIN y con el SST para los usuarios regulados (BT y MT) y libres en MT, de manera que reprodujeran las demandas de potencia simultáneas con la máxima de cada SET, simultáneas con la máxima del SEIN y simultáneas con la máxima del SST obtenidas de las mediciones de los devanados secundarios de los transformadores AT/MT de cada SET.

- Los valores calculados para los nuevos usuarios libres, para los usuarios libres en MT existentes y para los usuarios libres existentes en AT se presentan en el Formato de Demanda F-113.
- Los valores calculados para los usuarios regulados en BT y MT agrupados en cada barra MT se muestran en el Formato de Demanda F-102

## 7.2 CÁLCULO DE POTENCIAS MÁXIMAS NO COINCIDENTES DE USUARIOS LIBRES Y REGULADOS

La proyección de potencias máximas no coincidentes (PM) de usuarios libres y regulados se determinaron a partir de la proyección de energías de usuarios libres y de la proyección de energías de usuarios regulados por barra MT, y utilizando los factores de carga determinados.

Las expresiones utilizadas para determinar las potencias máximas fueron las siguientes:

$$PMLIBi = \frac{ELIBi}{(FCLIBi \times 8760)}$$

$$PMREGMTj = \frac{EREGMTj}{(FCREGMTj \times 8760)}$$

Donde:

- PMLIBi : Potencia máxima no coincidente de cada usuario libre MT i
- PMREGMTj : Potencia máx. no coincidente de los usuarios regulados a nivel de MT de la barra j



- ELIBi : Energía de cada usuario libre i
- EREGMTj : Energía de los usuarios regulados en MT de la barra j
- FCLIBi : Factor de carga de cada usuario libre MT i
- FCREGMTj : Factor de carga de los usuarios regulados MT de la barra j

- Los valores resultantes para los usuarios libres en MT se muestran en el Formato de Demanda F-116.
- Los valores determinados para los usuarios regulados en BT y MT se presentan en el Formato de Demanda F-110.

### 7.3 CÁLCULO DE POTENCIAS COINCIDENTES CON LA MÁXIMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

A partir de la proyección de potencias máximas no coincidentes por barra MT efectuada, se desarrolló la proyección de potencias coincidentes con la máxima del Sistema Eléctrico por barra MT.

La expresión utilizada para determinar las potencias coincidentes:

$$PCSSTk = PMk \times FSEk$$

Dónde:

- PCSSTk : Potencia coincidente con la máxima del SST en cada barra MT k
- PMk : Potencia máxima no coincidente en cada barra MT k
- FSETk : Factor de simultaneidad con la máxima del SST de cada barra MT k

- Los valores resultantes para los usuarios libres en MT se muestran en el Formato de Demanda F-117.
- Los valores determinados para los usuarios regulados en BT y MT se presentan en el Formato de Demanda F-111.

## 8 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE USUARIOS LIBRES EXISTENTES

Para la proyección de la demanda correspondiente a los usuarios libres, se consideran las cargas concentradas en cada punto de suministro. Se consideran las cargas de usuarios libres existentes constantes en el horizonte de evaluación, para ello se han considerado información de los clientes libres existentes a diciembre del año 2022.



Cuadro 12: Usuarios Libres Existentes

ITEM	SET	BARRA	DENOMINACION	MD (MW)
1	PUCALLPA	10.0	INFORHUAY	0.59
2	PUCALLPA	10.0	AJEPER PUCALLPA	0.68
3	AGUAYTÍA	22.9	ASERRADERO DEL ORIENTE	0.14
4	PUCALLPA	10.0	VALENTINA NATHALY	0.47
5	PUCALLPA	10.0	SANSHIN AMAZON	0.28
6	PUCALLPA	10.0	MADERAS Y TRIPLAYS	0.33
7	PUCALLPA	10.0	TIENDAS RIPLEY ORIENTE	0.34
8	PUCALLPA	10.0	SAGA FALABELLA 8	0.27
9	PUCALLPA	10.0	SODIMAC PERÚ 10	0.45
10	PUCALLPA	10.0	INMOBILIARIA DOMEL 2	0.29
11	PUCALLPA	10.0	OPEN PLAZA (PUCALLPA)	0.70
12	PUCALLPA	10.0	HIPERMERCADOS TOTTUS ORIENTE	0.69
13	PUCALLPA	10.0	PERU CERAMICO	0.71
14	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	CONSORCIO MADERERO	0.82
15	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	INDUSTRIAL UCAYALI	0.64
16	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	GRUPO VARGAS NEGOCIOS AMAZONICOS	0.36
17	PUCALLPA	10.0	PLAZA VEA - YARINACOCHA 1	0.39
18	PUCALLPA	10.0	REAL PLAZA - YARINACOCHA 1	1.04
19	PUCALLPA	10.0	OESCHLE - YARINACOCHA 1	0.29
20	PUCALLPA	10.0	PROMART - YARINACOCHA 1	0.36
21	PUCALLPA	10.0	CERVECERÍA SAN JUAN	2.72
22	PUCALLPA	10.0	COSTA DEL SOL PUCALLPA	0.29
23	PUCALLPA	10.0	CAMPO VERDE	0.34
24	PUCALLPA	10.0	JM UCAYALI	0.54

## 9 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE NUEVAS CARGAS

Se consideran las demandas nuevas que cuenten con solicitudes de factibilidad de suministro para nuevas cargas y los proyectos de habilitación urbana en zonas sin cobertura eléctrica.

### 9.1 SOLICITUDES DE FACTIBILIDAD

En el siguiente cuadro se muestra el listado de demandas nuevas sustentada en estudios de factibilidad de suministro presentados al Área Comercial de ELECTROUCAYALI.

Para la proyección de demanda de dichas cargas se considera el grado de similitud con las tasas de crecimiento del sistema eléctrico al que se incorpora; y en el caso de algunas cargas especiales se considerarán comportamientos similares a usuarios existentes del mismo tipo.



Cuadro 13: Área de Demanda 14 – Factibilidad de suministro de nuevas cargas

ITEM	SET	BARRA	DENOMINACION	MD (MW)
1	PUCALLPA	10.0	INCREMENTO DE POTENCIA DEL SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 10 kV (PREPARADO PARA 22.9 kV) PARA EL HOSPITAL II PUCALLPA - RED ASISTENCIAL UCAYALI	3.15
2	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA EMPRESA TY(PR) MANUFACTURING S.A.C.	2.50
3	PUCALLPA	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 10 kV (PROYECTADO A 22.9 kV) PARA EL MEJORAMIENTO DE LA GESTIÓN INSTITUCIONAL DE LA SEDE CENTRAL Y DE LAS DIRECCIONES REGIONALES ADSCRITAS EN LA PROVINCIA DE CORONEL PORTILLO DEL GOBIERNO REGIONAL DE UCAYALI REGIÓN UCAYALI	1.68
4	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACION 22.9 KV PARA EL COMPLEJO INDUSTRIAL OLGA AMELIA E.I.R.L.	1.06
5	PUCALLPA	10.0	INCREMENTO DE POTENCIA DEL SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 10 kV (PREPARADO PARA 22.9 kV) PARA EL FOTALECIMIENTO DE LOS SERVICIOS DE SALUD DEL HOSPITAL DE PUCALLPA	0.91
6	PUCALLPA	10.0	SISTEMA DE UTILIZACION EN 10 -22.9 KV PARA EL MEJORAMIENTO Y AMPLIACION DE LOS SERVICIOS DE AGUA POTABLE, ALCANTARILLADO Y TRATAMIENTO DE AGUA RESIDUAL	0.87
7	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACION EN 10 -22.9 KV PARA HABILICION URBANA ROGRESIA LOS PORTALES I Y II ETAPA	0.81
8	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA PREDIO DE HABILITACION URBANA LOS JARDINES DE PUCALLPA	0.80
9	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV, PARA LA HABILITACIÓN URBANA DIVINA MONTAÑA	0.62
10	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACION 10-22.9 kV PARA CREACION DE REDES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS DE ASENTAMIENTOS HUMANOS V ETAPA CALLERIA-HH.UU. 2 DE ABRIL	0.59
11	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACION EN 10 -22.9 KV PARA EL MEJORAMIENTO Y AMPLIACION DE LOS SERVICIOS DE AGUA POTABLE, ALCANTARILLADO Y TRATAMIENTO DE AGUA RESIDUAL	0.59
12	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN EN 22.9 KV PARA REMODELACIÓN DE PTAR; EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES DEL SECTOR 9 EN EL DISTRITO DE CALLERIA- PROVINCIA DE CORONEL PORTILLO- UCAYALI	0.53
13	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACION EN 22.9 KV PARA MOLINERA SAN LUIS S.A.C.	0.53
14	PUCALLPA	10.0	SISTEMA DE UTILIZACION EN 10 -22.9 KV PARA EL PREDIO CENTRO DE INNOVACION PRODUCTIVA Y TRANSFERENCIA TECNOLOGICA FORESTAL PUCALLPA	0.50
15	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA MEJORAMIENTO Y AMPLIACION DE ELECTRIFICACION RURAL DE LOS CASERIOS MIRAFLORES, MONTE DE LOS OLIVOS , VILLA MERCEDES Y VILLA DEL CAMPO	0.48
16	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA LA EMPRESA AGUAYTIA ENERGY DEL PERU S.R.L.	0.48
17	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA LA EMPRESA AGUAYTIA ENERGY DEL PERU S.R.L.	0.48
18	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA EL MEJORAMIENTO DEL LOS SERVICIOS DE SALUD DEL CENTRO DE SALUD CAMPO VERDE.	0.48
19	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACION 22.9 KV PARA LA HABILITACION URBANA CIUDAD SATAN	0.48
20	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACION EN 10 -22.9 KV PARA LA CREACION DEL CENTRO DE CAPACITACION SENCICO	0.47
21	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA LA EMPRESA PLUS TRANS E.I.R.L.	0.45
22	AGUAYTÍA	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA CONCRETERA ATLANTICA S.A.C.	0.42



ITEM	SET	BARRA	DENOMINACION	MD (MW)
23	PUCALLPA	10.0	SISTEMA DE UTILIZACION EN 10 -22.9 kV PARA EL DEPOSITO DE LA EMPRESA INVERSIONES VALENTINA & NATHALY SAC	0.42
24	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	Habilitación Urbana Las Villas de Santa Elena, del predio rural, Calleria C.P./ PARC. S/N AREA Ha 197480 HAS "FUNDO HOREB"	0.42
25	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACION EN 10 -22.9 kV PARA LA EMPRESA NEGOCIACIONES FORESTALES OSTUA E.I.R.L.	0.41
26	PUCALLPA	10.0	ISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 10 kV (PREPARADO PARA 22.9 kV) PARA LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DEL PERÚ - FILIAL PUCALLPA	0.41
27	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 kV PARA LA EMPRESA FORMAMOS ACEROS UCAYALI	0.40
28	AGUAYTÍA	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 10-22.9 kV PARA PREDIO DE RUTH MARIA CASTRO WESTREICHER	0.40
29	AGUAYTÍA	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 kV PARA CAMARA DE BOMBEO DE AGUA Y EL PTAP DEL DISTRITO DE SAN ALEJANDRO.	0.40
30	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 kV PARA LA EMPRESA DEMETRIOS CHICKEN S.A.C. UBICABO C.F.B. KM 55.00	0.34
31	PUCALLPA	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN 22.9 kV PARA CENTRO DE HEMODIALISIS JUAN PABLO II S.A.C.	0.34
32	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACION 10-22.9 kV PARA CREACION DE REDES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS DE ASENTAMIENTOS HUMANOS V ETAPA CALLERIA-HH.UU. BRISAS DE LA FLORIDA	0.33
33	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACION EN MEDIA TENSION 22.9 kV PARA PREDIO DE ZARINA ESTHER GONZALES MESTANZA	0.33
34	PUCALLPA	10.0	INVERSIONES MAXAEL SAC	0.32
35	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 10-22.9 kV PARA PREDIO DE LSEÑOR ELEUTERIO OLEGARIO ABANTO HUACCHA	0.28
36	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 kV PARA LA EMPRESA FLOR DE UCAYALI S.A.C.	0.27
37	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 kV PARA LA ASOCIACION DE PEQUEÑOS EMPRESARIOS MADEREROS EN MADERA PREDIMENSIONADA - APEMEPD	0.26
38	PUCALLPA	10.0	SISTEMA DE UTILIZACION EN 10 -22.9 kV PARA HOTEL TAMBO VERDE	0.24
39	YARINACOCHA	10.0	SISTEMA DE UTILIZACION 10-22.9 kV PARA LA RESIDENCIA UNIVERSITARIA DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA AMAZONIA - UNIA	0.24
40	PUCALLPA	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 10-22.9 kV PARA SERVICIOS GENERALES SERFARMED S Y S S.A.	0.23
41	PUCALLPA	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN 1 O KV (PREPARADO PARA 22.9 kV) PARA LA PLANTA DE OXIGENO INDUSTRIAL DE LA EMPRESA INVERSIONES GENERALES FRANS CHLOE E.I.R.L.	0.23
42	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 kV PARA PUESTO DE SALUD DEL AA.HH. SAGRADA FAMILIA DE NUEVA PUCALLPA - KM 13	0.22
43	AGUAYTÍA	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 kV PARA LA I.E. JULIO C. TELLO	0.22
44	PUCALLPA	10.0	SISTEMA DE UTILIZACION 10-22.9 kV PARA LA EMPRESA ASERRADERO SELVA SUR E.I.R.L.	0.22
45	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 kV PARA LA EMPRESA DEMETRIOS CHICKEN S.A.C. UBICABO C.F.B. KM 48.00	0.20
46	PARQUE INDUSTRIAL	22.9	AJEPER	2.40
47	PARQUE INDUSTRIAL	22.9	APEMEPD	2.25
48	PUCALLPA	10.0	CIENCIAS DE LA SALUD	0.10
49	PUCALLPA	10.0	CORTE SUPERIOR DE JUSTICIA DE UCAYALI	0.35
50	PUCALLPA	10.0	GRUPO MANANTAY SAC	0.15
51	YARINACOCHA	10.0	HOSPITAL AMAZONICO	0.35
52	PUCALLPA	22.9	HOSPITAL REGIONAL DE PUCALLPA	3.15



ITEM	SET	BARRA	DENOMINACION	MD (MW)
53	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	INDOLMASA	0.41
54	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	INSTITUTO SUPERIOR SUIZA	0.15
55	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	TY(PR) MANUFACTUIRNG SAC	3.79
56	PARQUE INDUSTRIAL	10.0	OLEAGINOSAS PUCALLPA SAC	0.40

Es importante precisar que adicional a las solicitudes listadas en el cuadro anterior, ELECTROUCAYALI cuenta con otras solicitudes de factibilidad provenientes del Gobierno Regional de Pucallpa; asimismo, también hay pedidos que están en proceso de complementar los requisitos establecidos en la NORMA TARIFAS. Dichas solicitudes se muestran en el siguiente cuadro:

Estas cargas no están consideradas en las proyecciones; sin embargo, se están considerando para el planeamiento de largo plazo.



Cuadro 14: Factibilidad de suministro de nuevas cargas - Adicionales

ÍTEM	NOMBRE DEL PROYECTO	DNI/RUC	DIRECCIÓN	MÁXIMA DEMANDA	ALIMENTADOR	NUMERO DE CARTA T
1	INCREMENTO DE POTENCIA PARA EL SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA LA EMPRESA TY (PR) MANUFACTURING S.A.C.	20005007409	CAR. FEDERICO BASADRE KM. 25 - CAMPO VERDE	3100.00	D-9	Carta N° 001 - 2023 - TYPROMA
2	INCREMENTO DE POTENCIA PARA EL SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA AJEPER DEL ORIENTE S. A	20393177706	AV. CENTENARIO KM 3.0	2400.00	C-11	Carta S/N de AJEPER
3	INCREMENTO DE POTENCIA PARA EL SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA EL COMPLEJO INDUSTRIAL OLGA AMELIA	20393247500	CAR. FEDERICO BASADRE KM. 10.8 (COSTADO CUARTEL DEL EJÉRCITO) UCAYALI - CORONEL PORTILLO - CALLERÍA	1190.00	D-5	T-385-2022
4	SISTEMA DE UTILIZACIÓN PARA MARUSKA CAVA RIOS	10434152149	CAR. FEDERICO BASADRE KM. 16.00	1000.00	D-5	T-746-2022
5	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA PREDIO DE HABILITACIÓN URBANA LOS JARDINES DE PUCALLPA	NO PRECISA	HABILITACIÓN URBANA LOS JARDINES DE PUCALLPA	796.88	D-5	T-282-2021
6	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV, PARA LA HABILITACIÓN URBANA DIVINA MONTAÑA	20128882015	CARR. FEDERICO BASADRE KM 11.300	620.31	D-5	T-1268-2021
7	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA EN 22.9 KV, SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA EN 380/220 V, PARA LA HABILITACIÓN URBANA PARQUE INDUSTRIAL PARA LA ASOCIACIÓN DE PEQUEÑOS EMPRESARIOS MADEREROS EN MADERA PREDIMENSIONADA - APEMEPD	NO PRECISA	NO PRECISA	300.00	D-5	T-005-2023
8	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA EL MEJORAMIENTO DE LOS SERVICIOS DE SALUD DEL CENTRO DE SALUD CAMPO VERDE.	NO PRECISA	NO PRECISA	475.50	D-5	T-281-2021
9	SISTEMA DE UTILIZACIÓN 22.9 KV PARA LA HABILITACIÓN URBANA CIUDAD SATAN	NO PRECISA	NO PRECISA	475.27	D-5	T-225-2022
10	INCREMENTO DE POTENCIA AL SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA LA LADRILLERA PUCALLPA E.I.R.L	20393705390	CARRETA. FEDERICO BASADRE KM. 25.000 - CAMPO VERDE	400.00	D-5	T-014-2023
11	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 10-22.9 KV PARA PREDIO DE SEÑOR ELEUTERIO OLEGARIO ABANTO HUACCHA	NO PRECISA	NO PRECISA	278.40	D-5	T-026-2022
12	HABILITACIÓN URBANA PROGRESIVA LAS PRADERAS	NO PRECISA	NO PRECISA	209.17	D-5	T-486-2022
13	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN 22.9 KV PARA PREDIO DE LA HABILITACIÓN URBANA DE LA EMPRESA DESIG INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN S.A.C.	NO PRECISA	NO PRECISA	205.00	D-5	T-933-2022
14	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA EL MEJORAMIENTO DE LOS SERVICIOS DEL CETRO DE SALUD NUEVA REQUENA	NO PRECISA	NO PRECISA	177.61	D-5	T-120-2020
15	SISTEMA DE UTILIZACIÓN PARA LA HABILITACIÓN URBANA METSA MAY	NO PRECISA	NO PRECISA	172.42	D-5	T-417-2022
16	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA EMPRESA DON POLLO TROPICAL S.A.C. KM 12 CARRETERA A NUEVA REQUENA	20450497950	CARR. FEDERICO BASADRE KM 12 CARRETERA A NUEVA REQUENA	94.39	D-5	T-309-2021
17	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA ALMACÉN DE EMPRESA DON POLLO TROPICAL S.A.C. SITO EN KM 12 CARRETERA A NUEVA REQUENA	20450497950	CARR. FEDERICO BASADRE KM 12 CARRETERA A NUEVA REQUENA	86.21	D-5	T-1016-2022
18	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN 22.9 KV PARA LA PROPIEDAD DE ROSA YNES MARTÍNEZ VASQUEZ	NO PRECISA	NO PRECISA	72.93	D-5	T-977-2021
19	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA LA URBANIZACIÓN VILLA VERDE EN EL SECTOR CAMPO VERDE	NO PRECISA	NO PRECISA	56.81	D-5	T-1051-2021
22	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA PREDIO DE TEODOSIO YOSEKH ANAYA SÁNCHEZ	NO PRECISA	NO PRECISA	42.50	D-5	T-1239-2021
23	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA LA CREACIÓN DEL SISTEMA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO BÁSICO EN EL SECTOR 05 AMPLIACIÓN URBANA DEL DISTRITO DE NUEVA REQUENA	NO PRECISA	NO PRECISA	36.50	D-5	T-1557-2022
24	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN 10 -22.9 KV PARA EL MEJORAMIENTO Y AMPLIACIÓN DE LOS SERVICIOS DE AGUA POTABLE, ALCANTARILLADO Y TRATAMIENTO DE AGUA RESIDUAL	NO PRECISA	NO PRECISA	27.00	D-5	T-1014-2021
25	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA SERVICENTRO LAS PALMAS	NO PRECISA	NO PRECISA	25.00	D-5	T-254-2021
26	SISTEMA DE UTILIZACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 22.9 KV PARA PREDIO DEL SEÑOR HECTOR JUSTO RAON MAYTA	NO PRECISA	NO PRECISA	22.90	D-5	T-178-2021
27	SISTEMA DE UTILIZACIÓN YORCH RAFAEL TIRADO	NO PRECISA	NO PRECISA	10.00	D-5	T-490-2022



## 10 PROYECCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA

A continuación, se muestran los resultados de la proyección de máxima demanda por sistema eléctrico; asimismo, un comparativo con los obtenidos en la aprobación del Plan de Inversiones vigente (PIT 2025-2054). En el siguiente cuadro se muestra La proyección de máxima demanda por sistema eléctrico en el Área de Demanda 14:

Cuadro 15: Máxima Demanda de Sistema Eléctrico Electro Ucayali S.A. (MW)

Año	MPIT 21-25	PIT 25-29
2022	68.6	<b>69.8</b>
2023	71.5	72.7
2024	74.1	77.6
2025	76.6	85.6
2026	78.2	93.9
2027	79.9	102.3
2028	81.6	107.7
2029	83.3	113.3
2030	85.1	115.9
2031	87.0	118.0
2032	88.9	120.1
2033	90.8	122.2
2034	92.8	124.3
2023-2029	2.8%	7.2%
2023-2034	2.5%	4.9%

Del cuadro se observa que las ventas reales registradas el año 2022 resultó 1,8% más lo estimado por Osinergmin en la Modificación del PI 2021-2025.

Para el mediano plazo, se estima un crecimiento anual promedio de 7,2% (2023-2029); asimismo, en el largo plazo (2023-2034) dicho crecimiento se reduce a 4,9% anual.

### 10.1 SISTEMA PUCALLPA CAMPO VERDE

A continuación, se muestran los resultados de proyección de máxima demanda del “Sistema Eléctrico Pucallpa”.

Para el período 2025-2029 se tiene un crecimiento anual promedio de 5.7%. Asimismo, para el período 2025-2034, un crecimiento promedio de 4.0%. En el siguiente cuadro se muestran los resultados:

Cuadro 16: Máxima Demanda de Sistema – Media Tensión



Año	MPIT 21-25	PIT 25-29
2022	35.98	<b>36.36</b>
2023	37.34	38.18
2024	38.55	40.15
2025	39.71	43.15
2026	40.48	46.18
2027	41.26	49.23
2028	42.07	51.37
2029	42.89	53.54
2030	43.74	54.50
2031	44.61	55.45
2032	45.49	56.41
2033	46.40	57.37
2034	47.33	58.32
2023-2029	2.5%	5.7%
2023-2034	2.3%	4.0%

Del cuadro se observa que las ventas reales registradas el año 2022 resultó 1,1% más lo estimado por Osinergmin en la Modificación del PI 2021-2025.

## 10.2 SISTEMA AGUAYTIA

A continuación, se muestran los resultados de proyección de máxima demanda del “Sistema Eléctrico Aguaytía”.

Para el período 2025-2029 se tiene un crecimiento anual promedio de 6.6%. Asimismo, para el período 2025-2034, un crecimiento promedio de 4.7%. En el siguiente cuadro se muestran los resultados:

Cuadro 17: Máxima Demanda de Sistema – Media Tensión

Año	MPIT 21-25	PIT 25-29
2022	3.81	<b>3.94</b>
2023	4.00	4.17
2024	4.17	4.43
2025	4.33	4.82
2026	4.43	5.21
2027	4.54	5.60
2028	4.65	5.88
2029	4.77	6.17
2030	4.88	6.31
2031	5.00	6.44



Año	MPIT 21-25	PIT 25-29
2032	5.12	6.58
2033	5.25	6.72
2034	5.38	6.85

2023-2029	3.2%	6.6%
2023-2034	2.9%	4.7%

Del cuadro se observa que las ventas reales registradas el año 2022 resultó 3,3% más lo estimado por Osinergmin en la Modificación del PI 2021-2025.

### 10.3 MÁXIMA DEMANDA EN SUBESTACIONES

En el siguiente cuadro se muestra la proyección de máxima demanda en las subestaciones existentes:

Cuadro 18: Máxima Demanda en SETs (MW)

Año	Pucallpa	Parque Industrial	Yarinacocha	Aguaytia
2022	36.4	20.3	11.9	3.9
2023	38.2	22.7	12.3	4.2
2024	40.1	25.3	12.8	4.4
2025	43.2	29.7	13.3	4.8
2026	46.2	34.2	13.9	5.2
2027	49.2	38.7	14.5	5.6
2028	51.4	41.3	15.0	5.9
2029	53.5	44.0	15.6	6.2
2030	54.5	44.7	16.0	6.3
2031	55.5	45.3	16.4	6.4
2032	56.4	46.0	16.8	6.6
2033	57.4	46.7	17.2	6.7
2034	58.3	47.3	17.7	6.9

2023-2029	5.7%	11.7%	4.0%	6.6%
2023-2034	3.6%	6.3%	3.1%	4.2%

De los resultados obtenidos se tiene lo siguiente:

- La subestación Pucallpa tiene un crecimiento anual promedio de 5,7% en el mediano plazo y 3,6% en el largo plazo.
- La subestación Parque Industrial tiene un crecimiento anual promedio de 11,7% en el mediano plazo y 6,3% en el largo plazo.



- La subestación Yarinacocha tiene un crecimiento anual promedio de 4,0% en el mediano plazo y 3,1% en el largo plazo.
- La demanda de 22,9 kV en la subestación Aguaytía tiene un crecimiento anual promedio de 6,6% en el mediano plazo y 4,2% en el largo plazo.

## 11 ELABORACIÓN DE LOS MAPAS DE DENSIDAD DE CARGA

Se ha realizado la elaboración de los mapas de densidades de carga de acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS.

El archivo fuente utilizado para la elaboración del mapa de densidades corresponde a la demanda de clientes regulados, libres y nuevas factibilidades obtenidos como resultado de la proyección de demanda del Área de Demanda 14 y consignados en los formatos F100 de demanda definidos por Osinergmin. Con esta información, se procedió a realizar el prorrateo de las demandas presentadas por barra, a las subestaciones de distribución tomando como referencia el alimentador a la que pertenece cada subestación.

La información consolidada de subestaciones (regulados + libres + factibilidades), se presenta en el archivo “SED\_GIS\_Proyección.xlsx”, el cual fue utilizado para la elaboración de los mapas de densidad de carga, según el siguiente procedimiento:

- Se elaboraron cuadrículas de 1km de lado.
- Se realizó el cruce de la información consolidada de subestaciones georreferenciadas con el mapa de cuadrículas, obteniéndose así una lista de cuadrículas con data de demanda, el cual fue clasificada de acuerdo con los niveles de densidad de carga establecidos por Osinergmin en los Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costos del VAD 2022-2026 y 2023-2027: Muy Alta densidad (MAD) de color rojo, Alta densidad (AD) de color anaranjado, Media densidad (MD) de color azul, Baja densidad (BD) de color verde y Muy Baja densidad de color amarillo.
- La clasificación de valores de densidad para cada rango es como sigue: densidad de 4 MW/km a más para el rango MAD, densidad de 2,5 MW/km a 4 MW/km para el rango AD, densidad de 1,5 MW/km a 2,5 MW/km para el MD, densidad de 0,25 MW/km a 1,5 MW/km para el rango BD y menor a 0,25 MW/km para el rango MBD, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 19: Rango de Densidad



Zona	Rango de densidad de carga (MW/km <sup>2</sup> )	Color
Muy Alta	$\delta \geq 4,0$	Rojo
Alta	$4,0 > \delta \geq 2,5$	Anaranjado
Media	$2,5 > \delta \geq 1,5$	Azul
Baja	$1,5 > \delta \geq 0,25$	Verde
Muy Baja	$\delta < 0,25$	Amarillo

Fuente: Informe Técnico N° 730-2021-GRT de Resolución OSINERGMIN N° 240-2021-OS/CD

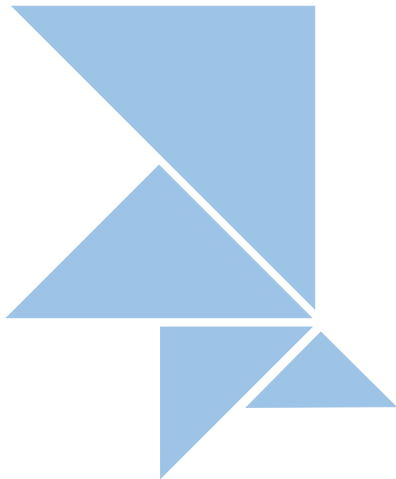
Con la clasificación ya realizada, se procedió a elaborar los mapas de densidad de carga, en el software ARCGIS 10.5, los cuales fueron agrupados en sistema eléctricos y exportados en formato PDF, presentados en archivos magnético.

Los mapas de densidad de carga fueron exportados para los años 5, 10, 15, 20 y 30 de la proyección, tomando como referencia el año 2024 (año cero).

Todo el proceso de cruce y cálculo de la densidad para cada cuadrícula se presentan en el archivo Excel: “SEDS\_Proyección\_Cuadri\_Proceso.xlsx”

El entorno gráfico en donde se ha trabajado es el software ARCGIS 10.5, los archivos shape de trabajo correspondientes se presentan en la carpeta “Mapa Densidades”, mediante archivos magnético. En dicha carpeta se incluye el mapa de densidades de Electro Ucayali.





**“Propuesta de Plan de Inversiones  
Transmisión 2025 – 2029 de  
Electro Ucayali S.A.”**

**Área de Demanda 14**

**VOLUMEN IV**

**Análisis Técnico y Económico de Alternativas de  
Expansión y Definición del Plan Inversiones**

**Noviembre 2023**

## Contenido

1	OBJETIVO.....	4
1.1	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	4
2	PREMISAS .....	4
3	DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA.....	5
3.1	ALCANCES.....	5
3.2	METODOLOGÍA.....	6
3.3	SISTEMA DE TRANSMISIÓN BASE .....	6
3.4	SUBESTACIONES .....	7
3.5	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	9
3.6	NIVELES DE TENSIÓN EN BARRAS .....	10
4	EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN .....	13
4.1	ALCANCES.....	13
4.2	METODOLOGÍA.....	14
4.3	AMPLIACIONES EN SUBESTACIONES .....	15
4.3.1	SET PUCALLPA.....	15
4.3.2	SET PARQUE INDUSTRIAL .....	16
4.3.3	SET YARINACOCHAS.....	17
4.4	AMPLIACIONES EN SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	17
4.4.1	Período 2025-2029 .....	17
4.4.2	LARGO PLAZO .....	17
4.4.3	NECESIDAD DE DEVANADO DE 60 KV EN SET CAMPO VERDE.....	20
5	SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR .....	21

## **Análisis Técnico y Económico de Alternativas de Expansión y Definición del Plan Inversiones 2025-2029**

Conforme a lo establecido en el numeral 5.7.4 de la Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión (en adelante, NORMA TARIFAS)”, en este Volumen se desarrolla el diagnóstico, análisis técnico y económico de diversas alternativas que sean excluyentes entre sí y la definición del Plan Inversiones 2025-2029.

Sobre la base de los resultados obtenidos en el estudio de demanda y el sistema de transmisión previsto hasta abril de 2025, en este Volumen se desarrolla el estudio de diagnóstico de los sistemas eléctricos y análisis técnico y económico de diversas alternativas como parte del plan de expansión del sistema de transmisión del Área de Demanda 14, con el objeto de identificar las necesidades de expansión en el período 2029-2034 y determinar la propuesta de Plan de Inversiones 2025-2029 de Electro Ucayali S.A.

Los análisis y definición del Plan de Inversiones se han realizado en base a los criterios y metodología establecidos en el Capítulo Segundo “Definición del Plan de Inversiones” del Título II “Criterios y Metodología para la Determinación del Plan de Inversiones” de la NORMA TARIFAS. Adicionalmente, se ha tomado en consideración los últimos criterios de “confiabilidad y seguridad” introducidos a la Norma Tarifas, mediante Resolución OSINERGMIN N° 018-2018-OS/CD.

Dichos nuevos criterios contemplan:

- La redundancia bajo el criterio N-1, para la transmisión que atienda una demanda superior a los 30 MW y aquellos casos en los cuales existan razones de calidad y confiabilidad debidamente sustentadas.
- Razones de seguridad, para líneas de los SST que no cumplan con las distancias de seguridad (DS) y aquellos que no cumplan con los anchos mínimos de faja de servidumbre, establecidos en el Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011, o aquel que lo sustituya.



## 1 OBJETIVO

El objetivo principal de este Volumen es determinar la “Propuesta de Plan de Inversiones 2025-2029 correspondiente al sistema de transmisión de Electro Ucayali S.A.”.

### 1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Los objetivos específicos comprenden:

- Desarrollar el diagnóstico del sistema de transmisión en el periodo 2025-2034,
- Evaluar alternativas de expansión del sistema en el período 2025-2034,
- Propuesta de Plan de Inversiones 2025-2029 de Electro Ucayali S.A.

## 2 PREMISAS

Para el desarrollo del estudio se han considerado las siguientes premisas:

- Año base de estudio: 2022, con horizonte de estudio: 2023-2034
- Se considera como base la información del sistema de transmisión existente a abril de 2025, desarrollado en el Volumen 2.
- Se consideran los resultados del estudio de proyección de demanda obtenidos en el Volumen 3.
- Criterios y metodología establecidos en la NORMA TARIFAS.
- Según lo aprobado en la Resolución N° 081-2021-OS/CD de Osinergmin, el área de Demanda 14 cuenta con sólo instalaciones del SST y SCT de Electro Ucayali S.A.
- Para la valorización de las alternativas de expansión y propuesta de Plan de Inversiones se considera la “Actualización de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión” vigente, modificado mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.
- Actualización de los modelos eléctricos de los sistemas eléctricos de transmisión para análisis de la operación mediante la plataforma PowerFactory DigSilent.
- En general, no se considera el despacho de unidades de generación ubicadas dentro de los sistemas eléctricos, dado que esto configura la peor condición de operación que debe ser estudiada en la planificación.
- Los criterios de desempeño eléctrico en estado estacionario se resumen a continuación:

En operación normal (condición N):



- Las tensiones en barras deben mantenerse dentro de las tolerancias permitidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), es decir, dentro de un rango de tensiones de 5% respecto a la tensión operativa.
- No se admiten sobrecargas en las líneas de transmisión ni en transformadores de potencia.
- La regulación de tensión puede ser realizada usando los recursos existentes en el sistema (cambio de tomas en transformadores de potencia bajo carga, banco de capacitores shunt, tensiones de generación).

En casos de contingencia (condición N-1):

- Las tensiones en barras deben mantenerse dentro de un rango de tensiones de 10% respecto a la tensión operativa.
- No se admiten sobrecargas en las líneas de transmisión ni en transformadores de potencia mayores a 120% respecto a su capacidad nominal.

### 3 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA

El análisis del diagnóstico de las instalaciones de transmisión se ha realizado considerando los resultados obtenidos en el estudio de demanda (Volumen 2) y la información del sistema eléctrico previsto a abril 2025 (Volumen 3).

#### 3.1 ALCANCES

El diagnóstico de los sistemas eléctricos para el periodo 2025-2034 comprende los siguientes alcances:

- Identificación de las subestaciones de transmisión (SETs) existentes con cargas en media tensión y que superan la capacidad de transformación.
- Identificación de las Líneas de Transmisión (LTs) existentes que superan su capacidad de transporte.
- Identificación de barras MAT, AT y MT de SETs que transgreden las tolerancias de tensión.
- Identificación de los sistemas eléctricos que requieren redundancia bajo el criterio N-1.



### 3.2 METODOLOGÍA

Sobre la base de los resultados obtenidos en el estudio de demanda y la información del sistema eléctrico existente a abril 2025, el procedimiento seguido comprende:

- 1) Determinación del nivel de carga de los transformadores existentes a partir de los resultados de proyección de la potencia no coincidente (MW) en las subestaciones de potencia y considerando un factor de potencia de 0,95 conforme lo establecido en la NORMA TARIFAS.
- 2) Determinación de la cargabilidad en las líneas y subestaciones de transmisión obtenidos a partir de la modelación eléctrica en condiciones normales de operación (condición N) y considerando los resultados de proyección de demanda coincidente a nivel de sistema eléctrico.
- 3) Determinación de los niveles de tensión en las barras MT, AT y MAT de las subestaciones, obtenidos a partir de la modelación eléctrica en condiciones normales de operación (condición N) y considerando los resultados de proyección de demanda coincidente a nivel de sistema eléctrico.
- 4) Análisis de la operación en contingencias, obtenidos a partir de la modelación eléctrica en condiciones normales de operación y considerando una línea de transmisión fuera de servicio (condición N-1).

A continuación, se muestran los resultados de la proyección de demanda, sistema eléctrico a remunerar (SER) y el Plan de Inversiones 2025-2029.

### 3.3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN BASE

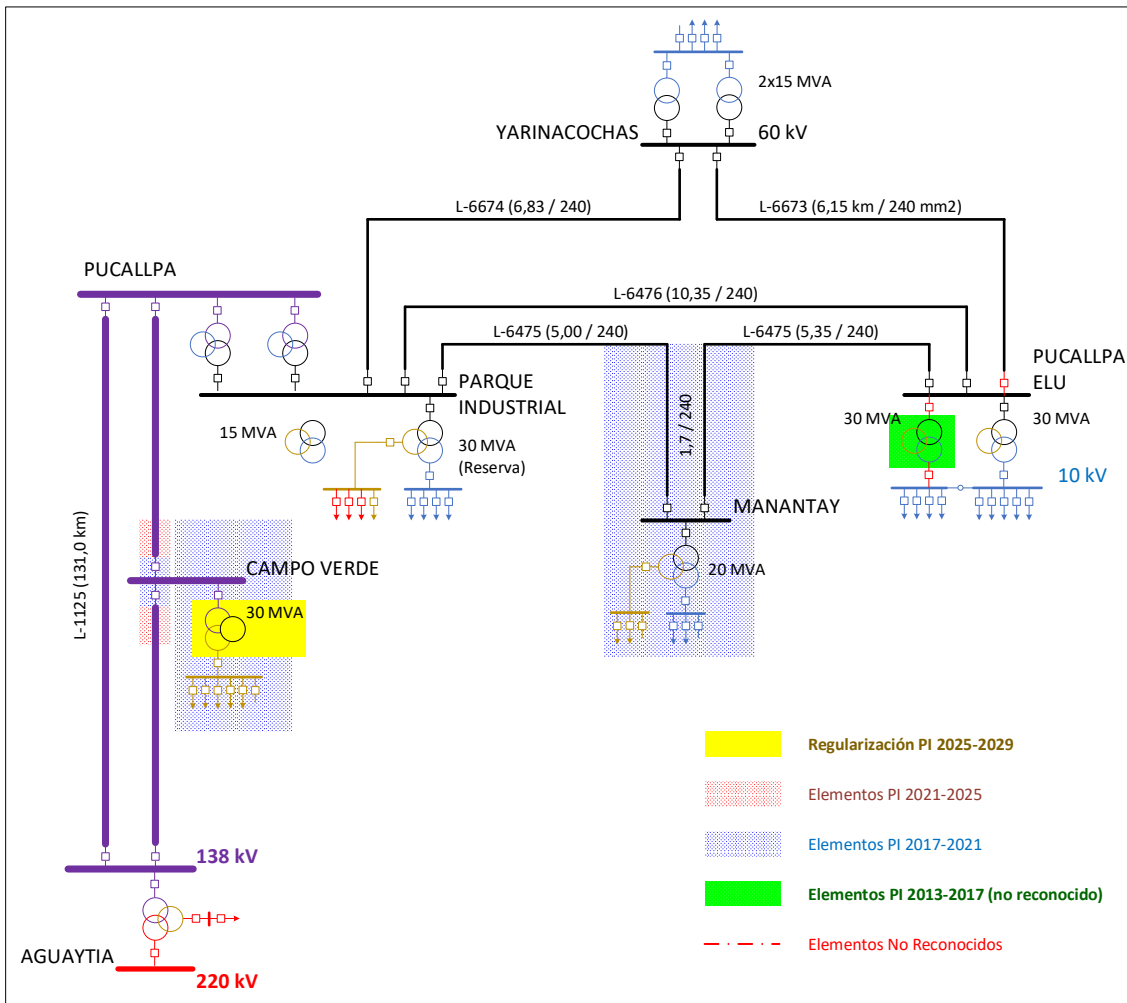
El sistema eléctrico de transmisión del sistema Electro Ucayali S.A. previsto a abril 2025 se muestra en la siguiente figura. Respecto a dicha configuración se precisa lo siguiente:

- El transformador de 30 MVA (fondo verde) se aprobó en el PIT 2013-2017 para la SET Manantay; sin embargo, ésta se instaló en la SET Pucallpa para evitar sobrecargas. Dicho transformador se puso en servicio el 2020;  
Por dicho motivo, cuando se ponga en servicio la subestación Manantay (2025), se instalará temporalmente el transformador de 20 MVA;
- El transformador con fondo amarillo en la SET Cerro Verde se aprobó en el PIT 2017-2021 se aprobó como 138/22,9 kV - 20 MVA; sin embargo, se instaló uno de 138/60/22,9 kV - 30 MVA que incluye el devanado de 60 kV para la conexión de futuras SETS en dicha zona;

La regularización de dichos transformadores conforme fue aprobada por Osinergmin será propuesto en el PIT 2025-2029.



Figura N° 1: Sistema de Transmisión de Electro Ucayali S.A. – Abril 2025



Dicha configuración será la base para el análisis del diagnóstico y planificación de la expansión del sistema de transmisión.

### 3.4 SUBESTACIONES

Sobre la base de los resultados de proyección de máxima demanda en las subestaciones del sistema Electro Ucayali S.A., se determina la cargabilidad en los transformadores existentes a abril 2025.

Para dicho cálculo se han considerados los siguientes traslados de carga previstos en las nuevas Manantay y Campo Verde. Dichos traslados de carga fueron revisados y aprobados en el proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2012-2021.

- 80% de la carga de 22,9 kV de la subestación Parque Industrial se traslada a la subestación Campo Verde: Año 2025.



- 35% de la carga de 10 kV de la subestación Pucallpa se traslada a la barra de 10 kV de la subestación Manantay: Año 2025.
- 15% de la carga de 10 kV de la subestación Pucallpa se traslada a la barra de 22,9 kV de la subestación Manantay.

Considerando dichos traslados, los resultados obtenidos se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro 1: Nivel de Carga en Transformadores

SET	TR	PI	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
AGUAYTÍA	SET	20	25%	27%	29%	31%	32%	33%	34%	35%	35%	36%
	TR 1	10	25%	27%	29%	31%	32%	33%	34%	35%	35%	36%
	TR 2	10	25%	27%	29%	31%	32%	33%	34%	35%	35%	36%
PARQUE INDUSTRIAL	SET	30	61%	72%	82%	88%	94%	95%	96%	98%	99%	100%
	TR 1	30	61%	72%	82%	88%	94%	95%	96%	98%	99%	100%
	TR 2											
PUCALLPA	SET	50	45%	49%	52%	54%	56%	57%	58%	59%	60%	62%
	TR 1	30	36%	39%	41%	43%	45%	45%	46%	47%	47%	48%
	TR 2	20	60%	64%	67%	70%	73%	75%	77%	78%	80%	82%
YARINACOCHA	SET	28	50%	52%	54%	56%	59%	60%	62%	63%	65%	66%
	TR 1	14	50%	52%	54%	56%	59%	60%	62%	63%	65%	66%
	TR 2	14	50%	52%	54%	56%	59%	60%	62%	63%	65%	66%
MANANTAY	SET		114%	122%	130%	136%	141%	144%	146%	148%	151%	153%
	TR 1		114%	122%	130%	136%	141%	144%	146%	148%	151%	153%
	TR 2											
CAMPO VERDE	SET		64%	72%	80%	86%	91%	92%	94%	96%	97%	99%
	TR 1		64%	72%	80%	86%	91%	92%	94%	96%	97%	99%
	TR 2											

De los resultados obtenidos, se observa lo siguiente:

- De acuerdo con los resultados de proyección, la demanda de la subestación Parque Industrial superaría los 20 MVA ( $72\% \times 30 = 21,5$ ) a partir del año 2026.
- Considerando el traslado de carga previsto, el transformador de la subestación Manantay (20 MVA) presentarían problemas de sobrecarga en todo el período 2025-2034.

De acuerdo con los resultados de proyección, la demanda de la subestación Parque Industrial superaría los 20 MVA a partir del año 2025.

El detalle de los cálculos realizados y los resultados obtenidos se muestra en el formato F-202.



### 3.5 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Sobre la base de los resultados de proyección de máxima demanda del sistema eléctrico Chincha, se determina la cargabilidad en las líneas de transmisión existentes a abril 2025.

#### Condición N:

En el siguiente cuadro se muestran los niveles de carga en condiciones normales de operación:

Cuadro 2: Nivel de Carga en Líneas de Transmisión (condición N)

Línea de Transmisión	Terminal i	Terminal j	kV	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Subsistema de transmisión "Campo Verde, Pucallpa"													
Lne PInd-Pucallpa_L1	PUCALLPA ISA 60	MANANTAY60	138	45%	49%	52%	55%	57%	59%	60%	61%	62%	63%
Lne PInd-Pucallpa_L2	PUCAL60	MANANTAY60	138	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%
L-6475	PUCALLPA ISA 60	PUCAL60	60	34%	36%	39%	40%	42%	43%	44%	45%	46%	47%
L-6673	YARIN60	PUCAL60	60	13%	14%	15%	16%	17%	17%	17%	18%	18%	18%
L-6674	PUCALLPA ISA 60	YARIN60	60	34%	36%	39%	40%	42%	43%	44%	45%	46%	47%

En dicha condición las líneas de transmisión no presentan sobrecargas en el período 2025-2034.

#### Condición N-1:

Se han realizado contingencias en las líneas:

- Yarinacochas-Pucallpa (L-6673)
- Yarinacochas-Parque Industrial (L-6674)
- Pucallpa-Parque Industrial (L-6476)
- Pucallpa-Manantay (L-6675A)
- Parque Industrial-Manantay (L-6675B)

Los resultados obtenidos se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro 3: Nivel de Carga en Líneas de Transmisión (condición N-1)

Año 2025

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:				
	L-6673	L-6674	L-6475	L-6476_A	L-6476_B
L-6673	---	26%	30%	37%	14%
L-6674	23%	---	50%	57%	35%
L-6475	41%	56%	---	65%	36%
Lne PInd-Pucallpa_L1	50%	60%	60%	---	43%
Lne PInd-Pucallpa_L2	7%	17%	17%	44%	---

Año 2026



L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:				
	L-6673	L-6674	L-6475	L-6476_A	L-6476_B
L-6673	---	27%	32%	41%	15%
L-6674	24%	---	53%	61%	38%
L-6475	44%	60%	---	70%	38%
Lne PInd-Pucallpa_L1	54%	65%	65%	---	46%
Lne PInd-Pucallpa_L2	8%	18%	18%	48%	---

Año 2027

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:				
	L-6673	L-6674	L-6475	L-6476_A	L-6476_B
L-6673	---	28%	35%	44%	16%
L-6674	25%	---	56%	64%	40%
L-6475	47%	63%	---	75%	40%
Lne PInd-Pucallpa_L1	58%	69%	69%	---	50%
Lne PInd-Pucallpa_L2	8%	19%	19%	52%	---

Año 2028

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:				
	L-6673	L-6674	L-6475	L-6476_A	L-6476_B
L-6673	---	30%	36%	46%	17%
L-6674	26%	---	59%	68%	42%
L-6475	49%	66%	---	79%	42%
Lne PInd-Pucallpa_L1	61%	72%	72%	---	52%
Lne PInd-Pucallpa_L2	9%	20%	20%	54%	---

Año 2029

L.T.	Nivel de carga (FU) debido a Contingencias en Líneas:				
	L-6673	L-6674	L-6475	L-6476_A	L-6476_B
L-6673	---	31%	38%	48%	18%
L-6674	27%	---	62%	71%	43%
L-6475	52%	69%	---	82%	44%
Lne PInd-Pucallpa_L1	64%	76%	76%	---	55%
Lne PInd-Pucallpa_L2	9%	21%	21%	57%	---

Para las contingencias evaluadas, las líneas de transmisión no se presentarían sobrecargas mayores a 20% en el período 2025-2029.

### 3.6 NIVELES DE TENSIÓN EN BARRAS

Sobre la base de los resultados de proyección de máxima demanda del sistema eléctrico, se determina el nivel de tensión en las barras de las subestaciones existentes a abril 2025.

Los resultados obtenidos se muestran en el siguiente cuadro:



Cuadro 4: Niveles de Tensión en Barras de Subestaciones

SET	Barra	kV	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
YARINACOCHAS	YARIN60	60	0.982	0.979	0.982	0.981	0.979	0.978	0.977	0.976	0.975	0.975
	YAR10	10	0.994	1.004	0.994	1.004	1.002	1.000	0.999	0.998	0.997	0.996
PUCALLPA	PUCAL60	60	0.979	0.976	0.978	0.977	0.975	0.973	0.972	0.972	0.971	0.970
	PUC10A	10	1.004	1.000	1.001	0.998	0.996	1.004	1.003	1.002	1.001	1.000
	PUC10B	10	1.002	0.996	0.996	1.002	0.998	0.994	1.002	0.999	0.997	0.994
PARQUE INDUSTRIAL	PUCALLPA ISA 60	60	0.992	0.991	0.994	0.993	0.992	0.991	0.991	0.991	0.990	0.990
	PIN23	22.9	1.004	0.999	0.999	1.006	1.003	1.001	1.000	0.999	1.009	0.997
	PIN10	10	1.001	0.995	0.995	1.001	0.998	0.996	0.995	0.994	1.004	0.992
MANANTAY	MANANTAY60	60	0.979	0.976	0.979	0.977	0.975	0.974	0.973	0.972	0.972	0.971
	MAN23	22.9	0.999	1.003	1.002	1.008	1.003	0.999	1.008	1.006	1.004	1.002
	MAN10	10	0.995	0.998	0.997	1.003	0.998	0.994	1.003	1.001	0.999	0.997
CAMPO VERDE	CAMPO VERDE138	138	0.994	0.988	1.014	1.011	1.009	1.004	1.002	1.002	1.001	1.001
	CVE23	22.9	0.982	0.973	0.999	0.994	0.991	0.985	0.983	0.982	0.981	0.981

Del cuadro se observa que en el período 2025-2034 no se presentarían problemas de tensión en las barras de las subestaciones.

#### Condición N-1:

Se han realizado contingencias en las líneas:

- Yarinacochas-Pucallpa (L-6673)
- Yarinacochas-Parque Industrial (L-6674)
- Pucallpa-Parque Industrial (L-6476)
- Pucallpa-Manantay (L-6675A)
- Parque Industrial-Manantay (L-6675B)

Los resultados obtenidos se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro 5: Niveles de Tensión en Barras de Subestaciones (condición N-1)

Año 2025

Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:				
	L-6673	L-6674	L-6475	L-6476_A	L-6476_B
YARIN60	0.986	0.964	0.977	0.974	0.981
YAR10	0.998	1.002	1.002	0.999	0.994
PUCAL60	0.975	0.969	0.970	0.965	0.978
PUC10A	1.000	1.004	1.004	0.999	1.003
PUC10B	0.998	1.002	1.002	0.997	1.001
PUCALLPA ISA 60	0.992	0.992	0.992	0.992	0.992
PIN23	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004
PIN10	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001
MANANTAY60	0.978	0.975	0.975	0.950	0.980
MAN23	1.008	1.004	1.004	0.998	0.999
MAN10	1.004	1.000	1.001	0.994	0.995
CAMPO VERDE138	0.994	0.994	0.994	0.994	0.994
CVE23	0.982	0.982	0.982	0.981	0.982



## Año 2026

Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:				
	L-6673	L-6674	L-6475	L-6476_A	L-6476_B
YARIN60	0.984	0.960	0.974	0.970	0.979
YAR10	0.995	0.997	0.998	0.995	1.004
PUCAL60	0.972	0.966	0.966	0.960	0.975
PUC10A	0.996	0.999	0.999	1.003	0.999
PUC10B	1.003	0.995	0.996	1.000	0.995
PUCALLPA ISA 60	0.991	0.990	0.991	0.990	0.991
PIN23	0.999	0.998	0.998	0.998	0.999
PIN10	0.995	0.995	0.995	0.994	0.995
MANANTAY60	0.975	0.971	0.972	<b>0.944</b>	0.977
MAN23	1.001	0.997	0.997	0.998	1.003
MAN10	0.996	0.993	0.993	0.994	0.999
CAMPO VERDE138	0.988	0.987	0.988	0.987	0.988
CVE23	0.973	0.973	0.973	0.973	0.973

## Año 2027

Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:				
	L-6673	L-6674	L-6475	L-6476_A	L-6476_B
YARIN60	0.987	0.962	0.976	0.973	0.982
YAR10	0.998	0.998	1.001	0.997	0.993
PUCAL60	0.975	0.968	0.968	0.962	0.978
PUC10A	0.997	1.000	1.000	1.004	1.001
PUC10B	1.002	0.995	0.995	0.998	0.996
PUCALLPA ISA 60	0.994	0.994	0.994	0.994	0.994
PIN23	0.999	0.998	0.998	0.998	0.999
PIN10	0.994	0.994	0.994	0.994	0.994
MANANTAY60	0.977	0.974	0.974	<b>0.944</b>	0.979
MAN23	0.999	1.006	1.006	0.994	1.002
MAN10	0.995	1.002	1.002	0.989	0.997
CAMPO VERDE138	1.014	1.014	1.014	1.014	1.014
CVE23	0.999	0.999	0.999	0.998	0.999

## Año 2028



Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:				
	L-6673	L-6674	L-6475	L-6476_A	L-6476_B
YARIN60	0.985	0.959	0.974	0.970	0.980
YAR10	0.996	0.995	0.998	0.994	1.004
PUCAL60	0.972	0.965	0.966	0.959	0.976
PUC10A	1.004	0.997	0.997	1.000	0.998
PUC10B	0.997	1.000	1.000	0.992	1.002
PUCALLPA ISA 60	0.993	0.993	0.993	0.993	0.993
PIN23	1.006	1.005	1.005	1.005	1.006
PIN10	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001
MANANTAY60	0.975	0.971	0.972	0.940	0.977
MAN23	1.005	1.001	1.001	0.986	1.008
MAN10	1.000	0.996	0.996	0.981	1.003
CAMPO VERDE138	1.011	1.010	1.011	1.010	1.011
CVE23	0.994	0.994	0.994	0.993	0.994

Año 2029

Barra	Nivel de tensión (PU) debido a Contingencias en Líneas:				
	L-6673	L-6674	L-6475	L-6476_A	L-6476_B
YARIN60	0.984	0.956	0.972	0.968	0.979
YAR10	0.994	1.005	0.995	1.004	1.002
PUCAL60	0.971	0.963	0.963	0.956	0.974
PUC10A	1.001	1.004	1.004	0.996	0.995
PUC10B	0.993	0.995	0.995	0.997	0.997
PUCALLPA ISA 60	0.992	0.992	0.992	0.992	0.992
PIN23	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002
PIN10	0.998	0.997	0.997	0.997	0.998
MANANTAY60	0.973	0.969	0.970	0.936	0.976
MAN23	1.000	1.007	1.007	0.978	1.003
MAN10	0.995	1.002	1.002	0.973	0.998
CAMPO VERDE138	1.009	1.008	1.008	1.008	1.009
CVE23	0.990	0.990	0.990	0.990	0.991

Para las contingencias evaluadas, las barras de 60, 22.9 y 10 kV en las subestaciones no presentarían tensiones menores a 0.9 pu en el período 2025-2029.

## 4 EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN

### 4.1 ALCANCES

La evaluación comprende la formulación de alternativas y la evaluación técnica y económica de proyectos para resolver la problemática de:



- Sobrecarga en las subestaciones existentes
- Sobrecarga en las líneas de transmisión existentes (condición N)
- Tensión en las barras MT, AT y MAT de las subestaciones existentes
- Confiabilidad bajo el criterio N-1, entre otros.

## 4.2 METODOLOGÍA

Para el caso específico del sistema de transmisión de Electro Ucayali S.A., sobre la base de los resultados obtenidos en el diagnóstico, se ha seguido el siguiente procedimiento:

1) Formulación de alternativas para ampliación de la capacidad de transformación en las subestaciones y/o necesidad de nuevas subestaciones. Para tal fin se realizó el siguiente análisis:

- Redistribución de la demanda mediante balances de carga en las subestaciones y/o traslados de carga entre subestaciones existentes.
- Rotación de transformadores y/o propuestas de ampliación de capacidad asociado a balances y/o traslados de carga.
- De ser necesario, propuesta de nuevas subestaciones, evaluando rotación de transformadores y traslados de carga a las nuevas subestaciones.
- Como consecuencia de la redistribución de carga, se determina la necesidad de nuevos alimentadores en media tensión.
- Para las alternativas técnicamente factibles, se realiza una evaluación económica y determina la de menor costo total.

2) Formulación de alternativas de expansión considerando nuevas las líneas de transmisión y/o ampliación en la capacidad de transporte. Para tal fin se realizó el siguiente análisis:

- Se considera como base los resultados obtenidos en el punto 1).
- Se plantean alternativas de configuración considerando nuevas líneas de transmisión y/o el incremento de capacidad de transporte de las líneas existentes.
- Se verifica la factibilidad técnica de cada alternativa evaluada.
- Para las alternativas técnicamente factibles, se realiza una evaluación económica y determina la de menor costo total.

3) Propuesta de proyectos para mejorar las tensiones en barra. Para tal fin se realizó el siguiente análisis:

- Se considera como base los resultados obtenidos en el punto 1) y 2).
- Se plantean proyectos de nuevas líneas y/o equipos de compensación reactiva para resolver los problemas de tensión.



- Se verifica el cumplimiento de las tolerancias de tensión establecidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico (NTCSE).
- Se verifica la factibilidad técnica de cada alternativa evaluada.
- Para las alternativas técnicamente factibles, se realiza una evaluación económica y determina la de menor costo total.

4) Formulación de alternativas para la condición N-1. Para tal fin se realizó el siguiente análisis:

- Se considera como base los resultados obtenidos en el punto 1), 2) y 3).
- Se plantean alternativas de configuración considerando nuevas líneas de transmisión y/o el incremento de capacidad de transporte de las líneas existentes.
- Se verifica la factibilidad técnica de cada alternativa evaluada.
- Para las alternativas técnicamente factibles, se realiza una evaluación económica y determina la de menor costo total.

5) Necesidad de transformadores de reserva en el Área de Demanda 14. En aplicación de la Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT”.

Finalmente, se incluye en los análisis la necesidad de nuevos elementos necesarios para mejorar la confiabilidad y la calidad de servicio (suministro y producto) en los sistemas eléctricos de distribución y los sistemas rurales. Asimismo, proyectos para resolver problemas de seguridad en líneas del Sistema Secundario de Transmisión (SST) que no cumplen con las distancias de seguridad (DS) y aquellos que no cumplan con los anchos mínimos de faja de servidumbre, establecidos en el Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011, o aquel que lo sustituya.

### 4.3 AMPLIACIONES EN SUBESTACIONES

En base a los resultados obtenidos en el capítulo 3.4, se plantea lo siguiente:

#### 4.3.1 SET PUCALLPA

Para evitar las sobrecargas estimadas en la subestación Manantay (a partir del año 2025) y que se muestran en el cuadro 1 líneas arriba, debido a la instalación provisional del transformador de 20 MVA, se propone un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA para la subestación Pucallpa.

Dicho transformador reemplazaría al transformador instalado y que fue aprobado para la SET Manantay, para la regularización correspondiente en reemplazo del transformador de 20 MVA.

Con dicho cambio, se estaría regularizando el uso del transformador aprobado por Osinergmin en el PIT 2013-2017, se tendría uno nuevo de 30 MVA para la SET Pucallpa.

El transformador saliente de 20 MVA se propone su Baja.



Considerando dicha capacidad (30 MVA), los niveles de carga estimados para el período 2025-2034 se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro 6: Nivel de Carga en Transformador de SET Manantay

SET	TR	PI	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
MANANTAY	SET	30	76%	81%	87%	90%	94%	82%	84%	85%	86%	88%
	TR 1	30	76%	81%	87%	90%	94%	82%	84%	85%	86%	88%
	TR 2											

Por lo tanto, considerando dicha ampliación no se presentarían problemas de sobrecarga hasta el año 2034.

#### 4.3.2 SET PARQUE INDUSTRIAL

En la subestación Parque Industrial se encuentra operando el transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA, reconocido como “reserva”. Dicha operación obedece al nivel de carga actual que supera la capacidad del transformador de 20 MVA.

En el siguiente cuadro se muestran los niveles de carga en el transformador de la subestación Parque Industrial si ésta fuera de 20 MVA conforme fue aprobado por Osinergmin:

Cuadro 7: Nivel de Carga en Transformador (60/22,9/10 kV – 20 MVA) de SET Parque Industrial

SET	TR	PI	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
PARQUE INDUSTRIAL	SET	30	92%	108%	123%	132%	141%	143%	145%	146%	148%	150%
	TR 1	30	92%	108%	123%	132%	141%	143%	145%	146%	148%	150%
	TR 2											

Como se puede notar, con el transformador de 60/22,9/10 kV - 20 MVA se presentarían sobrecargas a partir del 2026.

Por dicho motivo, para evitar dichas sobrecargas se propone para el año 2026 un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en la subestación Parque Industrial, en reemplazo del transformador de 20 MVA considerado por Osinergmin.

Considerando dicha ampliación la subestación Parque Industrial no presentaría sobrecargas hasta el 2034. En el siguiente cuadro se muestra los nuevos niveles de sobrecarga obtenidos:

Cuadro 8: Nivel de Carga en Transformador (60/22,9/10 kV – 30 MVA) de SET Parque Industrial

SET	TR	PI	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
PARQUE INDUSTRIAL	SET	30	61%	72%	82%	88%	94%	95%	96%	98%	99%	100%
	TR 1	30	61%	72%	82%	88%	94%	95%	96%	98%	99%	100%
	TR 2											

Finalmente, como se indicó en el primer párrafo de este punto, actualmente en la subestación está operando un transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA aprobado como reserva de



transformación. Por lo tanto, existen la necesidad de incluir al Plan de Inversiones 2025-2029 un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA.

#### **4.3.3 SET YARINACOCHAS**

En la SET Yarinacochas se tiene previsto el desarrollo de la distribución en 22,9 kV. Dicho escenario obedece a la mejora de la calidad del servicio debido a redes extensas en 10 kV.

Asimismo, dada la antigüedad de los transformadores existentes se requiere su reemplazo para garantizar la continuidad del servicio en caso de contingencias.

Por lo tanto, se propone incluir al Plan de Inversiones 2025-2029 el siguiente equipamiento:

- Instalación de un nuevo transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en reemplazo del existente,
- Implementación de nuevas celdas de 22,9 kV: 01, de transformación, 01 de medición y 01 alimentadores.
- Reemplazo de las celdas de 10 kV existentes: 01, de transformación, 01 de medición y 05 alimentadores.

#### **4.4 AMPLIACIONES EN SISTEMA DE TRANSMISIÓN**

##### **4.4.1 PERÍODO 2025-2029**

En base a los resultados obtenidos en el capítulo 3.5 y 3.6, se observa que el sistema de transmisión no presentaría problemas de sobrecarga en el período 2025-2029, en condiciones normales de operación (condición N) y contingencias (condición N-1); asimismo, para dichas condiciones no se presentarían problemas de tensión en las barras de las subestaciones de transmisión: 60, 22,9 y 10 kV.

##### **4.4.2 LARGO PLAZO**

Sin embargo, para un desarrollo eficiente de la red eléctrica en el largo plazo, es necesario incrementar el nivel de tensión de la carga atendida en “Nueva Requena”, “Honoría”, “Tournavista”, entre otros.

Actualmente, dichas zonas son atendidas a través de redes extensas de distribución, con longitudes mayores a 30 km, presentando deficiencias en la calidad de los niveles de calidad, confiabilidad y pérdidas.

Para determinar el nivel de tensión adecuado, se ha procedido a determinar las tensiones óptimas en función de las longitudes de la red eléctrica y la demanda respectiva.

Al respecto, la literatura propone técnicas que permiten resolver de forma simplificada, dicho problema. Entre ellos tenemos el método americano y el método sueco, que determinan el



“nivel de tensión óptimo” para los sistemas eléctricos en función de la potencia a transmitir y la distancia entre el punto de inyección y la carga.

**Método Americano:**

Para determinar el nivel de tensión a transmitir se utiliza la siguiente expresión:

$$kV = 5.5 * \sqrt{\left(\frac{L}{1.609} - \frac{P}{100}\right)}$$

Donde; L es la longitud de la línea de transmisión, expresado en km; y P es la carga y/o demanda a atender, expresado en MW.

En el siguiente cuadro se muestra la tensión obtenida para distintos valores de potencia “P” a transmitir (MW) y longitud de línea de transmisión “L” (km).

Cuadro 9: Tensión Óptima (kV): Método Americano

P↓   L→	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70
2	28	30	31	33	34	36	37	38	39	40	42	43	44
3	33	34	36	37	38	40	41	42	43	44	45	46	47
4	37	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
5	41	42	43	45	46	47	48	49	50	50	51	52	53
6	45	46	47	48	49	50	51	52	52	53	54	55	56
7	48	49	50	51	52	53	54	54	55	56	57	58	59
8	51	52	53	54	55	55	56	57	58	59	60	60	61
9	54	55	56	57	57	58	59	60	61	61	62	63	64
10	57	58	58	59	60	61	61	62	63	64	64	65	66
11	59	60	61	62	62	63	64	65	65	66	67	67	68
12	62	63	63	64	65	65	66	67	68	68	69	70	70
13	64	65	66	66	67	68	68	69	70	70	71	72	72
14	67	67	68	69	69	70	71	71	72	73	73	74	75
15	69	69	70	71	71	72	73	73	74	75	75	76	77
16	71	72	72	73	74	74	75	75	76	77	77	78	78
17	73	74	74	75	76	76	77	77	78	79	79	80	80
18	75	76	76	77	78	78	79	79	80	80	81	82	82
19	77	78	78	79	79	80	81	81	82	82	83	83	84
20	79	80	80	81	81	82	82	83	84	84	85	85	86

**Método Sueco:**

Para determinar el nivel de tensión a transmitir se utiliza la siguiente expresión:

$$kV = 8.5 * P^{0.45} * (Ln(L) - 1.9)$$

Donde; L es la longitud de la línea de transmisión, expresado en km; y P es la carga y/o demanda a atender, expresado en MW.



En el siguiente cuadro se muestra la tensión obtenida para distintos valores de potencia “P” a transmitir (MW) y longitud de línea de transmisión “L” (km).

Cuadro 10: Tensión Óptima (kV): Método Sueco

P↓   L→	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70
2	5	9	13	15	17	19	21	22	23	24	25	26	27
3	6	11	15	18	21	23	25	27	28	29	31	32	33
4	6	13	17	21	24	26	28	30	32	33	35	36	37
5	7	14	19	23	26	29	31	33	35	37	38	40	41
6	8	15	21	25	29	32	34	36	38	40	42	43	45
7	8	16	22	27	31	34	37	39	41	43	45	46	48
8	9	18	24	29	33	36	39	41	44	46	48	49	51
9	9	18	25	30	34	38	41	44	46	48	50	52	54
10	10	19	26	32	36	40	43	46	48	50	53	54	56
11	10	20	27	33	38	41	45	48	50	53	55	57	59
12	10	21	28	34	39	43	47	50	52	55	57	59	61
13	11	22	30	36	40	45	48	51	54	57	59	61	63
14	11	23	31	37	42	46	50	53	56	59	61	63	65
15	12	23	32	38	43	48	51	55	58	61	63	65	68
16	12	24	32	39	44	49	53	56	60	62	65	67	70
17	12	25	33	40	46	50	54	58	61	64	67	69	71
18	13	25	34	41	47	52	56	60	63	66	68	71	73
19	13	26	35	42	48	53	57	61	64	67	70	73	75
20	13	26	36	43	49	54	59	62	66	69	72	74	77

De los cuadros se observa que, para atender cargas (mayores a 4,0 MW) mediante redes extensas (mayores a 40 km), no sería eficiente en 22,9 kV. En ese sentido, se recomienda incrementar el nivel de tensión.

Dado que el sistema Electro Ucayali S.A. cuenta con instalaciones de transmisión de 60 y 138 kV, el nivel de tensión correspondiente sería 60 kV.

Por lo tanto, en el largo plazo será necesario implementar dos nuevas subestaciones:

- En la zona sur, una futura subestación de 60/22,9/10 kV “Tournavista”, que se conecta al sistema de transmisión existente a través de la línea “Campo Verde – Tournavista”, de 56,1 km.
- En la zona norte, una futura subestación de 60/22,9/10 kV “Requena”, que se conecta al sistema de transmisión existente a través de la línea “Campo Verde – Requena”, de 23,8 km.

En la siguiente figura se muestra la ubicación de dichas subestaciones.



Figura N° 2: Futuras Subestaciones en Electro Ucayali S.A. – Abril 2024



#### 4.4.3 NECESIDAD DE DEVANADO DE 60 KV EN SET CAMPO VERDE

Del análisis realizado en la sección anterior, en el largo plazo se prevé dos futuras subestaciones de 60/22,9/10 kv:



- En la zona sur, una futura subestación de 60/22,9/10 kV “Tournavista”, que se conecta al sistema de transmisión existente a través de la línea “Campo Verde – Tournavista”, de 56,1 km.
- En la zona norte, una futura subestación de 60/22,9/10 kV “Requena”, que se conecta al sistema de transmisión existente a través de la línea “Campo Verde – Requena”, de 23,8 km.

Por lo tanto, para el largo plazo es necesario implementar el devanado de 60 kV en la subestación Campo Verde.

A partir de dicho devanado, será posible el desarrollo de la transmisión en 60 kV en dicha zona, nivel de tensión óptimo obtenido para la demanda proyectada y distancias estimadas a la carga atendida, como se muestra en los cálculos del punto anterior.

## 5 SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR

En base a los resultados del plan de expansión de mediano (2029) y largo plazo (2034), análisis de los proyectos aprobados en PIT anteriores, en las siguientes figuras se muestran esquemas unifilares del Sistema Eléctrico a Remunerar de Electro Ucayali S.A. para los años 2029 y 2034.

Según los resultados obtenidos, el parque de transformadores del sistema Electro Ucayali estaría conformado por transformadores de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en todas las subestaciones; asimismo, una reserva de las mismas características.

El resto de los transformadores del SST, de 15 y 20 MVA, se propone su Baja.



Figura N° 3: Sistema Eléctrico a Remunerar – Año 2029

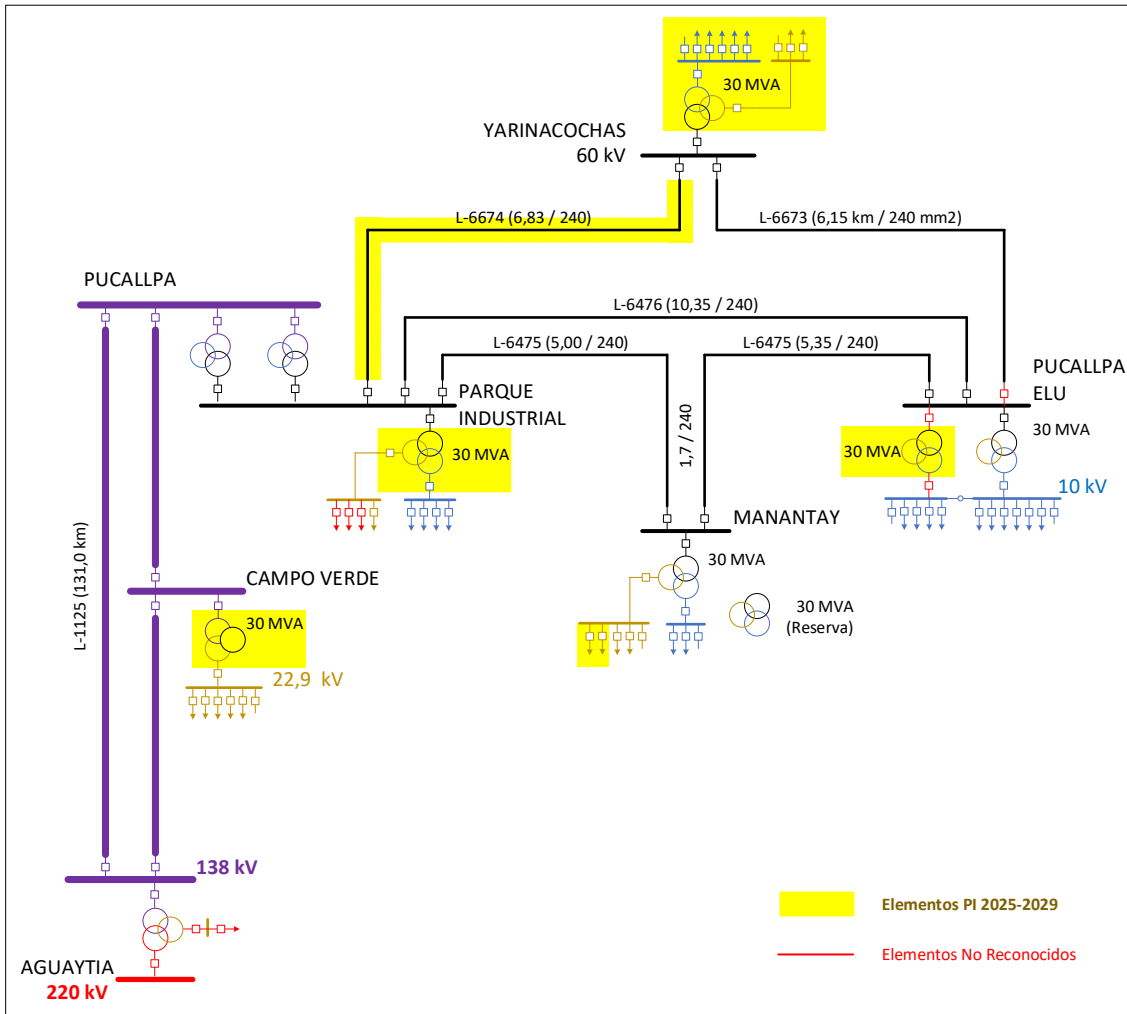
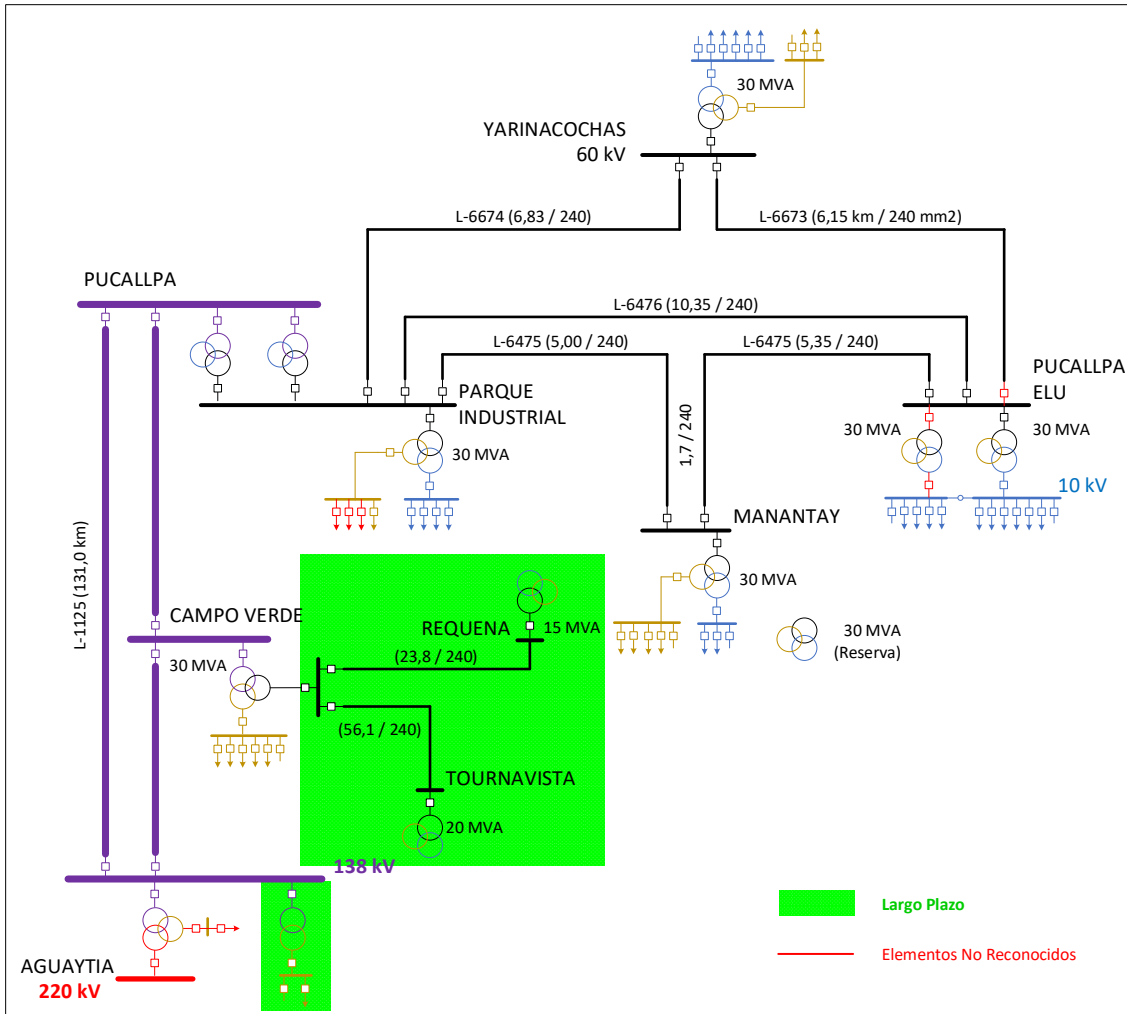


Figura N° 4: Sistema Eléctrico a Remunerar – Año 2034





**“Propuesta de Plan de Inversiones  
Transmisión 2025 – 2029 de  
Electro Ucayali S.A.”**

**Área de Demanda 14**

**VOLUMEN V**

**Propuesta de Plan de Inversiones 2025-2029**

**Noviembre 2023**

## Contenido

1	PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 .....	3
2	PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 .....	4
3	ELEMENTOS QUE SE RETIRAN DE PIT 2017-2021 Y 2021-2025 .....	6
4	ELEMENTOS QUE SE RETIRAN DE PIT 2021-2025 Y SE INCLUYEN AL PIT 2025-2029 .....	6
5	BAJA DE INSTALACIONES EXISTENTES .....	7

## Propuesta de Plan de Inversiones Transmisión de Electro Ucayali S.A. Período 2025-2029

De acuerdo con lo establecido en la Norma Tarifas, el Plan de Inversiones está conformado por todos aquellos elementos pertenecientes al SER y cuyas puestas en operación comercial deben efectuarse durante los cuatro primeros años del periodo de estudio considerado; es decir, para el presente estudio, dentro del periodo tarifario 2025 - 2029.

Por otro lado, conforme a lo establecido en el segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS, se incluye aquellos proyectos que no serán ejecutados hasta el último día de dicho mes de abril de 2025 y que son necesarios en el período 2025-2029.

Adicionalmente, conforme con lo establecido en el artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 094-2022-OS/CD que aprueba la Norma "Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT", se propone la necesidad de transformadores de reserva para el Área de Demanda 8. En ese contexto, la propuesta de Plan de Inversiones 2021-2025, está compuesta de dos grupos de proyectos:

- Propuesta de Plan de Inversiones 2025-2029.
- Incorporación de proyectos del Plan de Inversiones 2021-2025.

Adicionalmente, sobre la base de los resultados obtenidos en la planificación de mediano y largo plazo, de ser el caso:

- Retiro de proyectos del PIT 2021-2025.
- Propuesta de Bajas de instalaciones de transmisión existentes.

### 1 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029

En base al análisis realizado y resultados obtenidos en el Volumen 4, la propuesta de Plan de Inversiones 2025-2029 está conformado por los siguientes proyectos:

#### Año 2025:

- Regularización de transformador de 138/60/22,9 kV – 30 MVA en la subestación Campo Verde.
- Transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en la subestación Pucallpa.
- Transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en la subestación Parque Industrial.

#### Año 2028:



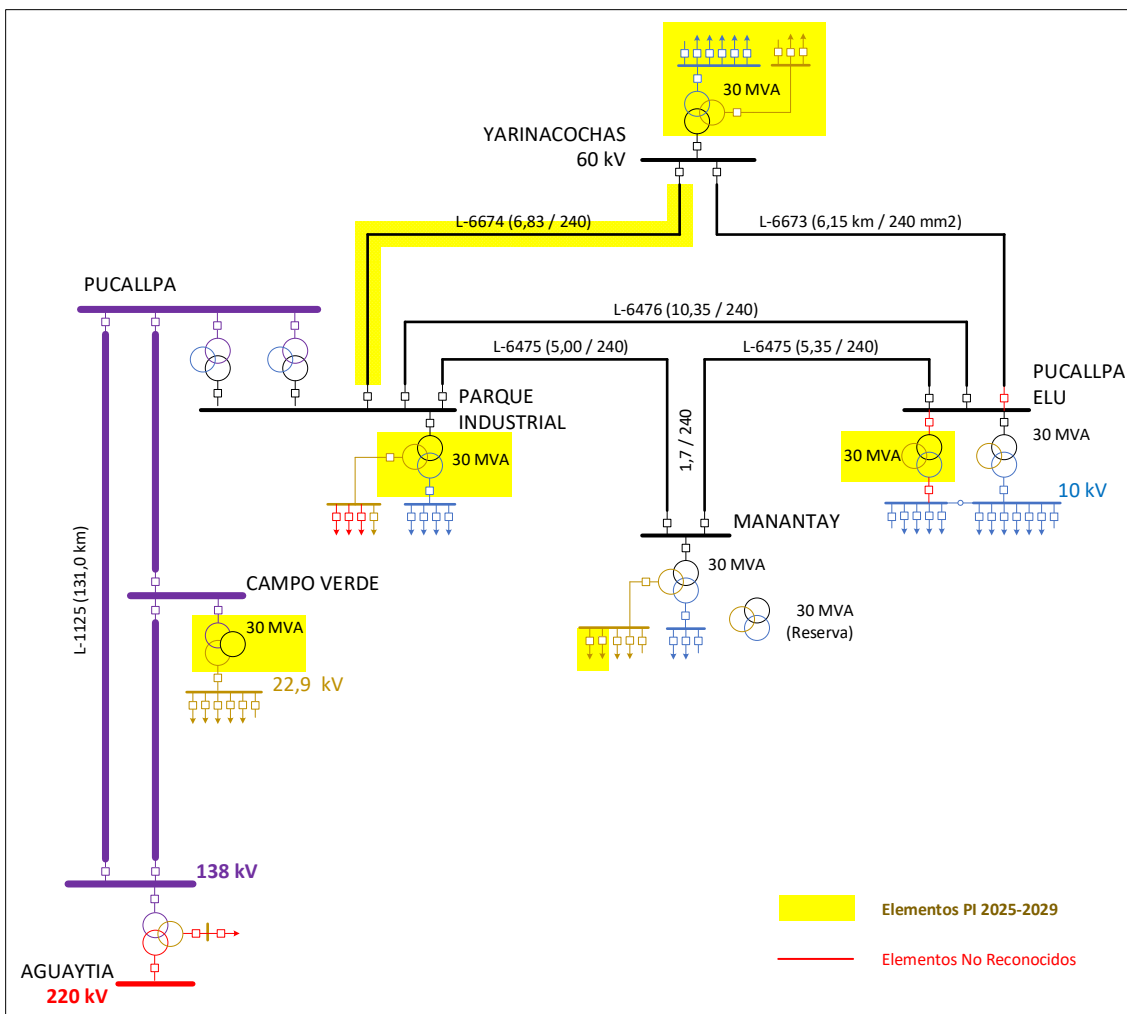
- Transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en la subestación Yarinacochas; asimismo, implementación de nuevas celdas de 10 kV (01 TR, 01 MD, 05 AL) y 22,9 kV (01 TR, 01 MD, 01 AL).
- Renovación de línea 60 kV “Parque Industrial – Yarinacocha”.

**Año 2029:**

- 02 celdas de alimentador de 10 kV en la subestación Manantay.

Considerando dichos proyectos, el Sistema Eléctrico a Remunerar del sistema Electro Ucayali S.A. al año 2029, se muestra en la siguiente figura:

Figura N° 1: Sistema Eléctrico a Remunerar de Sistema Electro Ucayali S.A. – Año 2029



**2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029**

La propuesta de Plan de Inversiones 2025-2029 de Electro Ucayali S.A. se muestra en el siguiente cuadro:



Cuadro 1: Propuesta de Plan de Inversiones 2025-2029 (US\$)

N°	Año	Proyecto	Inversión (Miles US\$)
<b>SET Campo Verde</b>			
1	2025	Transformador de 138/60/22,9 kV – 30 MVA en la subestación Campo Verde.	1 104.4
<b>SET Pucallpa</b>			
2	2025	Transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en la subestación Pucallpa.	899.9
<b>SET Parque Industrial</b>			
3	2025	Transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en la subestación Parque Industrial.	899.9
<b>SET Yarinacochas</b>			
4	2028	Transformador de 60/22,9/10 kV – 30 MVA en la subestación Yarinacochas; asimismo, implementación de nuevas celdas de 10 kV (01 TR, 01 MD, 05 AL) y 22,9 kV (01 TR, 01 MD, 01 AL).	1 519.5
<b>LT 60 kV Yarinacochas - Parque Industrial</b>			
5	2028	Renovación de línea 60 kV "Yarinacochas - Parque Industrial"	668.0
<b>LT 60 kV Yarinacochas - Parque Industrial</b>			
6	2029	02 celdas de alimentador de 10 kV en SET Manantay	145.6
<b>TOTAL</b>			<b>5 237.2</b>

Asimismo, los Elementos que forman para de la propuesta de Plan de Inversiones 2025-2029 de Electro Ucayali S.A. se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 2: Elemento de Plan de Inversiones 2025-2029

Nombre del Elemento	Instalación	Código	Año P/S	CI (\$)
TP 138/60/23 kV - 30 MVA	SET MAT/AT/MT "Campo Verde"	TP-138ATMT-030SEE	2025	1 104 381
TP 60/22,9/10 kV - 30 MVA	SET AT/MT/MT "Parque Industrial"	TP-060MTMT-030SEE	2025	899 860
TP 60/22,9/10 kV - 30 MVA	SET MAT/MT "Pucallpa"	TP-060MTMT-030SEE	2025	899 860
TP 60/22,9/10 kV - 30 MVA	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	TP-060MTMT-030SEE	2028	899 860
Celda de Transformación 22,9 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-023SEENISBTR	2028	81 482
Celda de Transformación 10 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-010SEENISBTR	2028	98 316
Celda de Medición 22,9 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-023SEENISBMD	2028	32 665
Celda de Medición 10 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-010SEENISBMD	2028	27 803
Celda de Alimentador 22,9 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-023SEENISBAL	2028	63 830
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-023SEENISBAL	2028	63 830
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-010SEENISBAL	2028	62 633
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-023SEENISBAL	2028	63 830
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-010SEENISBAL	2028	62 633



Nombre del Elemento	Instalación	Código	Año P/S	CI (\$)
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT/MT "Yarinacochas"	CE-010SEENISBAL	2028	62 633
LT 60 Parque Industrial - Yarinacocha	Línea	LT-060SER0TAS1C1240 A	2028	667 980
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT/MT "Manantay"	CE-010SEMCISBAL	2029	72 805
Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT/MT "Manantay"	CE-010SEMCISBAL	2029	72 805

### 3 ELEMENTOS QUE SE RETIRAN DE PIT 2017-2021 Y 2021-2025

Se propone retirar del PIT 2017-2021:

- Transformador de 138/22,9 kV – 20 MVA en la subestación Campo Verde.

Se propone su retiro debido a que se requiere implementar un devanado de 60 kV para la expansión futura de la red de transmisión en dicho nivel de tensión.

Se propone retirar del PIT 2021-2025 a los siguientes proyectos:

- Renovación de 04 celdas de alimentador en 10 kV y 04 celdas de alimentador en 22,9 kV en la subestación Parque Industrial.
- Retiro de la Baja asociada a la renovación de celdas de 10 y 22,9 kV en la subestación Parque Industrial.

La propuesta de retiro es debido a que en una primera Etapa se está realizando el cambio de algunos equipos en las celdas existentes. En la segunda Etapa se realizará el cambio total por equipos de nueva tecnología; sin embargo, esto se evaluará en el siguiente PIT 2029-2033.

Por lo tanto, el proyecto aprobado en el PIT 2021-2025 ya no sería necesario hasta el 2029 y corresponde su retiro.

### 4 ELEMENTOS QUE SE RETIRAN DE PIT 2021-2025 Y SE INCLUYEN AL PIT 2025-2029

En base al análisis realizado en el Volumen 4 de la presente propuesta, se propone retirar del PIT 2021-2025 e incluirlos al PIT 2025-2029 a los siguientes proyectos:

- Renovación de línea 60 kV "Parque Industrial – Yarinacocha".
- Baja asociada de la línea 60 kV "Parque Industrial – Yarinacocha" existente.

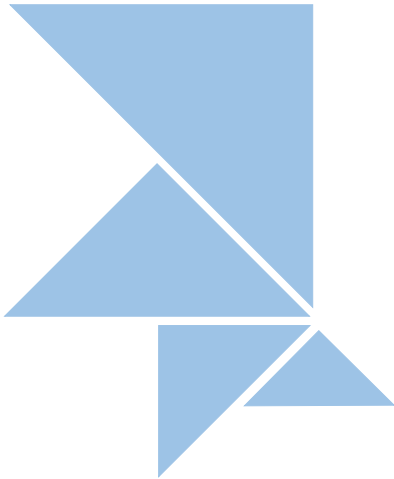


## 5 BAJA DE INSTALACIONES EXISTENTES

En base al análisis realizado en el Volumen 4 del presente informe, se propone incluir al Plan de Inversiones 2025-2029, la Baja de los siguientes Elementos del SST:

- 02 transformadores de 60/10 kV – 15 MVA y celdas de 10 kV en la subestación Yarinacochas.
- 01 transformador de 60/22,9/10 kV – 15 MVA ubicado en la subestación Parque Industrial.
- 01 transformador de 60/22,9/10 kV – 20 MVA ubicado en la subestación Pucallpa (y que temporalmente se utilizará en la SET Manantay).
- Línea 60 kV “Parque Industrial – Yarinacocha”.





**“Propuesta de Plan de Inversiones  
Transmisión 2025 – 2029 de  
Electro Ucayali S.A.”**

**Área de Demanda 14**

**VOLUMEN VI**

**Información General del Plan de Inversiones  
2025-2029**

**Noviembre 2023**

## Contenido

1	FORMATOS DE INFORMACIÓN GENERAL.....	3
2	FORMATOS DE DEMANDA .....	3
3	FORMATOS DEL SER .....	3
4	FORMATOS DE INVERSIÓN.....	3
5	FORMATOS DE COYM.....	3

## Información General del Plan de Inversiones 2021-2025

De acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, la propuesta de Plan de Inversiones debe contener los formatos establecidos en el Título IV de la referida Norma; es decir:

- Formatos de Información General
- Formatos de Demanda
- Formatos del SER
- Formatos de Inversión
- Formatos de COyM.

### 1 FORMATOS DE INFORMACIÓN GENERAL

Se adjunta los formatos y detalles de cálculo en el archivo magnético "F000-AD14.xlsx".

### 2 FORMATOS DE DEMANDA

Se adjunta los formatos y detalles de cálculo en el archivo magnético "F100-AD14.xlsx".

### 3 FORMATOS DEL SER

Se adjunta los formatos y detalles de cálculo en el archivo magnético "F200-AD14.xlsx".

### 4 FORMATOS DE INVERSIÓN

Se adjunta los formatos y detalles de cálculo en el archivo magnético "F300-AD14.xlsx".

### 5 FORMATOS DE COYM

Se adjunta los formatos y detalles de cálculo en el archivo magnético "F400-AD14.xlsx".

(SCT).

