



GACETA OFICIAL

DIGITAL

Año

Panamá, R. de Panamá viernes 10 de mayo de 2024

N° 30028-A

CONTENIDO

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 19095-Elec-TOMO V
(De lunes 08 de abril de 2024)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA CELEBRACIÓN DE LA CONSULTA PÚBLICA NO. 006-24-ELEC PARA CONSIDERAR LA PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL CORRESPONDIENTE AL PERIODO 2023-2037 (PESIN-2023), PRESENTADA POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA).



Gaceta Oficial Digital

Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO663E5B0E0B2CE** en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 19095-Elec

Panamá, 8 de abril de 2024

Por la cual se aprueba la celebración de la Consulta Pública No.006-24-Elec, para considerera la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al periodo 2023-2037 (PESIN 2023), presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

TOMO V
801-1000





ESCENARIO ALTERNATIVO A1

El escenario alternativo A1 (Prosumidores) es un escenario que explora el impacto de la generación y el almacenamiento distribuidos en el sector eléctrico de Panamá. Este escenario considera los siguientes aspectos:

Consumo: se considera un incremento en el autoconsumo de los prosumidores, que son los consumidores que también generan su propia energía eléctrica, principalmente a partir de fuentes

renovables. Se asume que el autoconsumo de los prosumidores comienza en el año 2023 con 89 MW y un factor de planta inicial del 14.5%, y que sigue la curva de crecimiento del Gráfico 7. 16, para incluir el efecto de la generación distribuida. La generación distribuida se refiere a la generación que se conecta a la red de distribución o que se consume en el mismo lugar donde se produce, sin pasar por la red de transmisión.

Gráfico 7. 15: Potencia instalada - Prosumidores

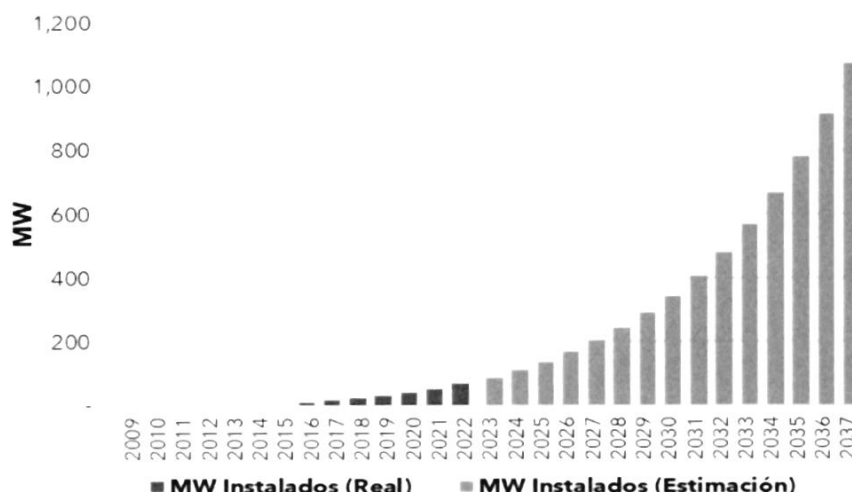
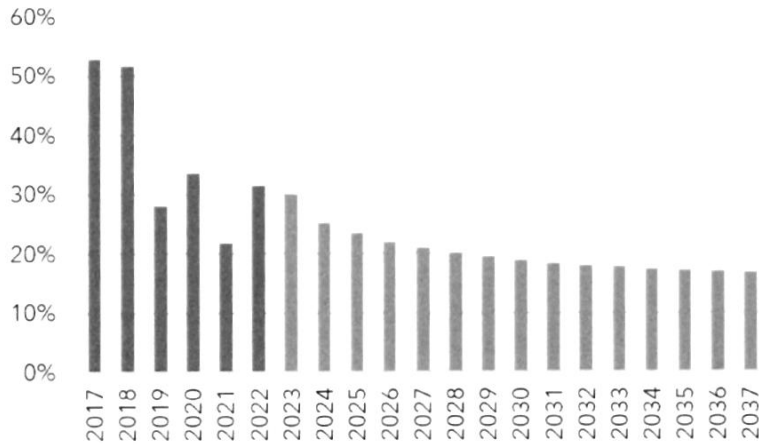




Gráfico 7. 16: Crecimiento de instalación anual de prosumidores



Almacenamiento distribuido: se modela a partir del 2028 la introducción de sistemas de almacenamiento en conjunto con generación de autoconsumo fotovoltaica en un mismo sistema para los prosumidores a razón de 5 MW tanto del sistema de almacenamiento como del sistema fotovoltaico y se utiliza la curva de crecimiento del Gráfico 7. 18. El almacenamiento distribuido se refiere al almacenamiento que se conecta a la red de distribución o que se utiliza en el mismo lugar donde se genera la energía, sin pasar por la red de transmisión. El almacenamiento distribuido permite a los prosumidores gestionar mejor su consumo y su generación, así como aportar servicios al sistema eléctrico.

B





Gráfico 7. 17: Crecimiento de instalación anual de almacenamiento distribuido

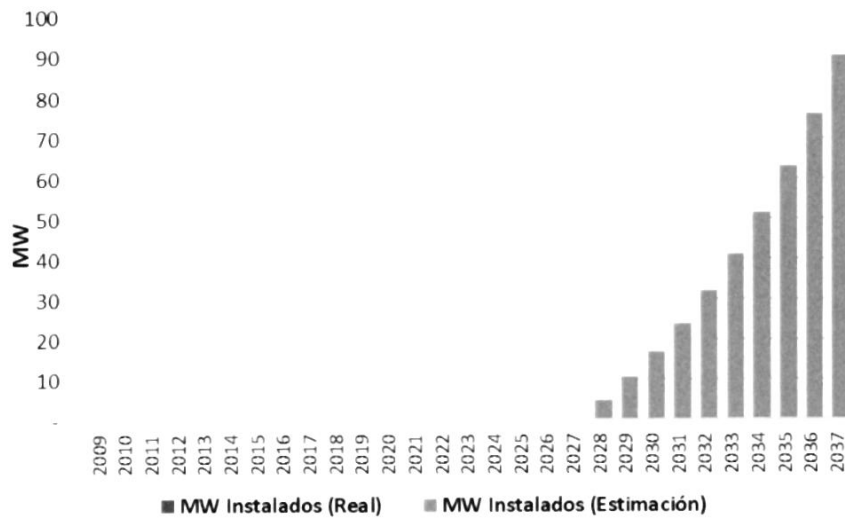
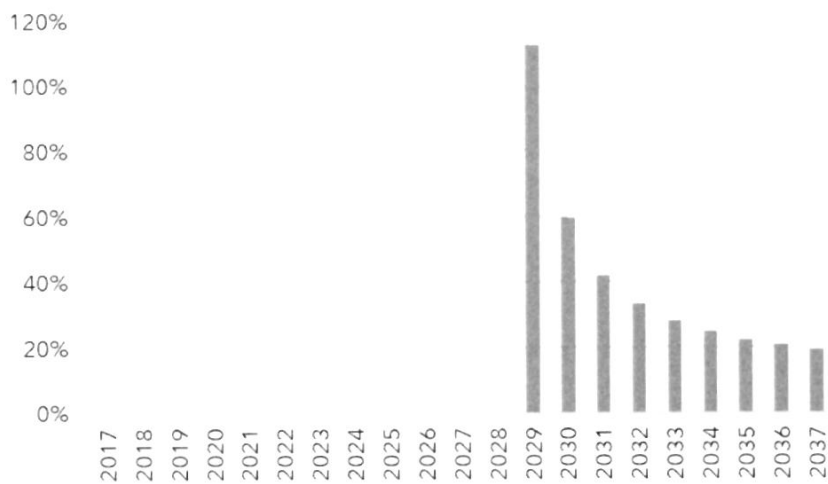


Gráfico 7. 18: Potencia instalada - Almacenamiento distribuido (Prosumidores)



Handwritten signature





Este escenario considera además los siguientes aspectos:

- **Demanda:** se basa en los resultados de crecimiento moderado de la demanda del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN), que proyecta una demanda máxima de 3,695 MW para el año 2037. Esta demanda se reduce por el efecto del autoconsumo de los prosumidores, que disminuye la demanda neta que se atiende desde el sistema eléctrico nacional.
- **Generación:**
 Los proyectos considerados en el escenario son aquellos que cumplen con los requisitos legales y técnicos para ser parte del sistema eléctrico nacional. Estos proyectos se denominan proyectos candidatos y se clasifican según su fuente de generación: hidroeléctrica, térmica o renovable. Los proyectos candidatos son aquellos que:
 - Tienen trámite de solicitud de concesión o licencia ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.
 - tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.
 - tienen, por lo menos, la autorización de conducencia del Ministerio de Ambiente.
 - O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
 - O, en el caso de centrales renovables, que dispongan de licencia provisional o concesión vigentes, otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
 - que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante el Ministerio de Ambiente, y se haya formalizado mediante el pago por este derecho.
 - que, los promotores hayan realizado los trámites de viabilidad de conexión ante la Empresa de Transmisión

B





Eléctrica, S.A. (ETESA) y entregado la información solicitada en el Reglamento de Operación.

- Estos proyectos candidatos se consideran en el Escenario Alternativo A1 como parte de la oferta de generación disponible para satisfacer la demanda de energía eléctrica proyectada. Estos proyectos se encuentran en diferentes etapas de desarrollo y se espera que entren en operación en los próximos años, según el cronograma establecido por cada promotor.
- Estos proyectos son:
 - Proyectos hidroeléctricos: suman una capacidad instalada de 1,927 MW, de los cuales 1,848 MW ya están en operación. Se excluye el proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro (Changuinola II), que tiene una capacidad de 223 MW.
 - Proyectos eólicos y solares: suman una capacidad instalada de 3,575 MW, de los cuales 850 MW.
 - Proyectos térmicos: suman una capacidad instalada de 3,280 MW, de los cuales 1,382 MW ya están en operación. Estos proyectos utilizan los siguientes combustibles convencionales: búnker C o "heavy fuel oil" (HFO), diésel, gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación). Se retiran las plantas térmicas sin contratos actualmente a partir de finales del 2024, el resto de las térmicas que actualmente tienen contrato de potencia, se retiran 1 año posterior a la finalización de la vigencia de los mismos.
 - Plantas adicionales de fuentes eólicas, gas natural y solares: se consideran plantas adicionales de estas fuentes a partir del año 2024, para cubrir el déficit de generación que se presenta en el Escenario Alternativo A1. Estas plantas suman una capacidad instalada de 4,702 MW, de los cuales 78 MW son hidroeléctricas, 641 MW son eólicos, 1898 MW son de gas natural y 2084 MW son solares. Estas plantas incluyen las facilidades de regasificación, importación, control de emisiones, según aplique.
 - Sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión: se consideran sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión, en las que su potencia instalada no sea inferior a 100 MW en su totalidad. Se consideran 300 MW en Sistemas de Almacenamiento con Baterías, entrando

B





en 2025, 2030 y 2035 en etapas de 100 MW y regulación de 8 horas.

- o Precios de combustibles: se usan las proyecciones de crecimiento en el medio de la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA), que estiman los precios futuros de los combustibles convencionales utilizados por las plantas térmicas.
- o Interconexiones: se consideran las siguientes interconexiones eléctricas con otros países:
 - Segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300 MW adicionales, para un total de capacidad de intercambio de 600 MW a partir de enero 2027. El proyecto SIEPAC es el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, que conecta a Panamá con Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala.

El escenario alternativo A1 (Prosumidores) representa una visión innovadora de la evolución del sector eléctrico, que incorpora cambios significativos en el rol de los consumidores, las tecnologías de generación y almacenamiento distribuidos, y las interconexiones regionales. Este escenario sirve como una opción de desarrollo del sector eléctrico que busca aumentar la participación de las fuentes renovables, la eficiencia energética, la seguridad del suministro y la integración regional.

El costo de este escenario alternativo A1 es de 6667.95 millones de balboas como podemos observar en la Tabla 7. 9 y el cronograma de Expansión se presenta en la Tabla 7. 10.

Tabla 7. 9: Costo del escenario Alternativo A1

Costo	Escenario Alternativo A1
Inversión	4,729.68
Déficit	3.21
Operación	1,769.83
Ambiental	165.23
Total	6667.95

Nota: Los valores están dados en millones de balboas

Referencia: (ETESA, 2023)

B





Tabla 7. 10: Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo A1

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL	Biomasa	Baterías	Prosumidores
1	2023	Prosumidores		88.63										88.63
10	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A	Banco Solar	25.90		25.90								
1	2024	Progreso Energy S.A	Progreso Energy	1.05					1.05					
1	2024	Piedregallo Solar Power S.A	Piedregallo Solar Power	10.00		10.00								
1	2024	ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA	PV San Juan	5.00		5.00								
1	2024	ORO SOLAR S.A	PV Oro Solar	5.00		5.00								
1	2024	PHOTOVOLTAICS VENTURE CORP	PV EcoSolar 5	10.00		10.00								
1	2024	PHOTOVOLTAICS OPERATION CORP	PV EcoSolar 4	10.00		10.00								
1	2024	PHOTOVOLTAICS BUSINESS CORP	PV EcoSolar 3	10.00		10.00								
1	2024	Prosumidores	Prosumidores	112.01										112.01
3	2024	MERCURIO SOLAR S.A	PV San Carlos	9.90		9.90								
3	2024	TINTO SOLAR S.A	PV Chame Solar	10.00		10.00								
4	2024	CALDERA ENERGY CORP	Mende Solar	5.50		5.50								
6	2024	AES Panama S.R.L	Corobú Solar	9.98		9.98								
6	2024	AGUA FUERTE S.A	PV SOLARPRO	10.00		10.00								
6	2024	Hierabérica S.A	Camello	1.87			1.87							
6	2024	AQUAVOLTAICS S.A	Solar Pro II	10.00		10.00								
7	2024	MASPV/PANAMA INC	PV SUNRISE MASPV 1	3.30		3.30								
8	2024	AES Panama S.R.L	Los Santos Solar	7.56		7.56								
8	2024	JAGUITO GREEN ENERGY I S.A	Jaguito Green Energy I	9.90		9.90								
8	2024	JAGUITO GREEN ENERGY II S.A	Jaguito Green Energy II	9.90		9.90								
8	2024	JAGUITO GREEN ENERGY III S.A	Jaguito Green Energy III	9.90		9.90								
9	2024	Generadora de Gatun S.A	C.T. Gatun (antes Telfers)	660.00							660.00			
9	2024	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	40.00		40.00								
9	2024	Electricidad Sostenible S.A	San Jose Solar 30MW	30.00		30.00								
10	2024	Santiago Solar PTY Corp	PV Santiago PTY 1	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY Corp	PV Santiago PTY 2	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY Corp	PV Santiago PTY 3	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY Corp	PV Santiago PTY 4	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY Corp	PV Santiago PTY 5	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY Corp	PV Santiago PTY 6	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY Corp	PV Santiago PTY 7	9.99		9.99								
10	2024	UP1 S.A	UP1	9.75		9.75								
10	2024	UP2 S.A	UP2	9.75		9.75								
10	2024	UP3 S.A	UP3	9.75		9.75								
10	2024	UP4 S.A	UP4	9.75		9.75								
12	2024	SB-1 Project S.A	Proyecto San Bartoló 1	9.90		9.90								
12	2024	SB-2 Project S.A	Proyecto San Bartoló 2	9.90		9.90								
12	2024	SB-3 Project Inc	San Bartoló 3	9.90		9.90								
12	2024	SB-4 Project Inc	San Bartoló 4	9.90		9.90								

Referencia: (ETESA, 2023)





Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo A1 (Continuación: 2/4)

Table with columns for year, company name, project name, and numerical values. It lists various solar energy projects from 2024 to 2025, including PV Caparra Solar, Vainoयोग, and others.

Referencia: (ETESA, 2023)





Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo A1 (Final: 4/4)

Año	Descripción	2023-2027		2023-2028		2027-2031		2032-2037		2037-2041		2042-2046	
		Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
1	2026 AES Panamá S.R.L		9.98		9.98								
1	2026 Los Santos Solar II		9.98		9.98								
1	2026 Los Santos Solar III		9.98		9.98								
1	2026 Prosumidores		288.66		288.66								
1	2026 Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250F		250.00		250.00								
1	2026 Batería Prosumidor		16.98		16.98								
1	2030 Generadora Solar Santa Cruz, S.A.				100.00								
1	2030 PV Santa Cruz Solar				100.00								
1	2030 Prosumidores		100.00		100.00								
1	2030 Batería 100 MW - 02		24.14		24.14								
1	2031 Turbina Prosumidor		250.00		250.00								
1	2031 Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B		100.00		100.00								
1	2031 Edificio Offshore 1		100.00		100.00								
1	2031 Edificio Offshore 2		100.00		100.00								
1	2031 Prosumidores		421.92		421.92								
1	2032 Batería Prosumidor		32.20		32.20								
1	2032 Prosumidores		488.75		488.75								
1	2033 Batería Prosumidor		41.28		41.28								
1	2033 Prosumidores		400.00		400.00								
1	2033 CC C.N. A		150.00		150.00								
1	2033 Socie Solar 2		587.90		587.90								
1	2033 Prosumidores		51.52		51.52								
1	2034 Batería Prosumidor		120.00		120.00								
1	2034 La Paloma		691.36		691.36								
1	2034 Prosumidores		63.05		63.05								
1	2035 Batería Prosumidor		81.40		81.40								
1	2035 Prosumidores		100.00		100.00								
1	2035 Batería 100 MW - 03		76.05		76.05								
1	2036 Batería Prosumidor		250.00		250.00								
1	2036 Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C		950.70		950.70								
1	2036 Prosumidores		90.69		90.69								
1	2037 Batería Prosumidor		65.30		65.30								
1	2037 Hidro Buncal, S.A.		112.35		112.35								
1	2037 Prosumidores		112.35		112.35								
		Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
			78.15		0.75		13.10		65.30		13.10		65.30
		Hidro Solar	2110.11		1338.20		623.91		150.00		150.00		150.00
		Eólico	641.27		1.87		519.40		120.00		120.00		120.00
		Bunkier			-461.94								
		Diesel	1.05		-242.10								
		Carbon			1.05								
		GNL	2560.00		1160.00		750.00		660.00		660.00		660.00
		Biomasa											
		Total	5391.58		-214.04		1906.41		365.30		1906.41		365.30
		Baterías	711.53		100.00		156.75		454.76		156.75		454.76
		Prosumidor	6995.71		510.36		1532.88		4652.47		1532.88		4652.47

Referencia: (ETESA, 2023)

Tomo II - Plan Indicativo de Generación
Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
PESIN 2023 -2037

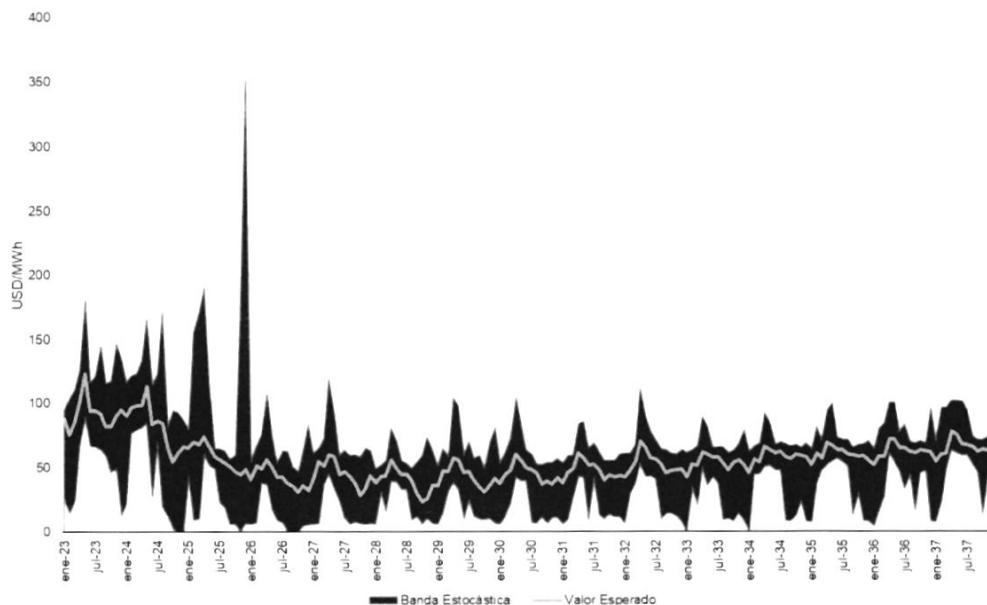




El Gráfico 7. 19 presenta el comportamiento del CMS de darse las condiciones establecidas en el caso Alternativo A1. Se observa que a mediados de 2023 e inicios del 2024 los valores para el CMS son más elevados. Esto antes mencionado guarda relación con lo enunciado por entidades como la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), que indican que el fenómeno del niño podrá pasar de estado moderado a fuerte entre los meses de septiembre a noviembre hasta el próximo año. Con el fenómeno del niño tendremos mayores temperaturas y menos recurso hídrico para generar. Por ello, se puede apreciar que durante estos meses puntuales se presenta un valor de déficit. Sin embargo, en septiembre del 2024 con la entrada de la central termoeléctrica Gatún de gas natural, con un coste promedio más bajo, tiende a disminuir en el horizonte de estudio el CMS. El costo marginal del sistema promedio del horizonte de estudio es de 57.02 USD/MWh.

Gráfico 7. 19: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Alternativo A1

Costo Marginal de Demanda
Escenario Alternativo A1 PESIN2023
Demanda Media – Combustibles Medios



Referencia: (ETESA, 2023)

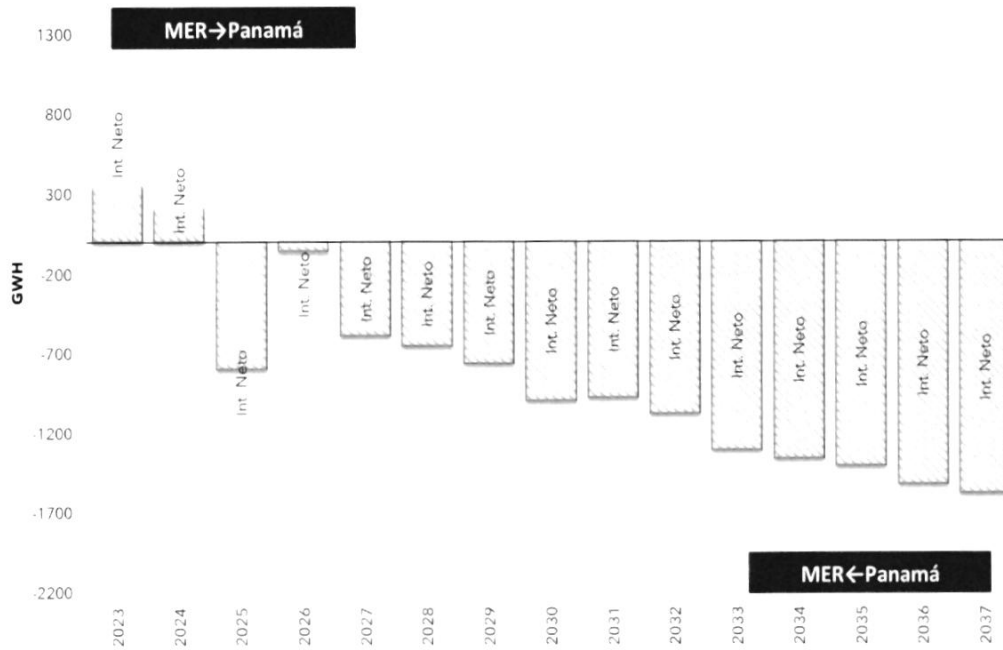
Handwritten signature





La entrada de los proyectos de GNL cuyo costo operativo disminuye sustancialmente el costo marginal hace que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica, aprovechando de esta manera el proyecto de interconexión SIEPAC cuya capacidad de intercambio es de 300 MW, una vez se completen los refuerzos necesarios. Para el periodo de estudio se presentan intercambios promedios norte-sur de 138.65 GWh y de sur-norte de 974.40 GWh, promediando unos 835.75 GWh como intercambio neto en dirección sur-norte. El valor máximo de intercambio neto en un año es de 1583.03 GWh-año en dirección sur-norte, como se observa en el Gráfico 7. 20.

Gráfico 7. 20: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo A1



Referencia: (ETESA, 2023)

Handwritten signature



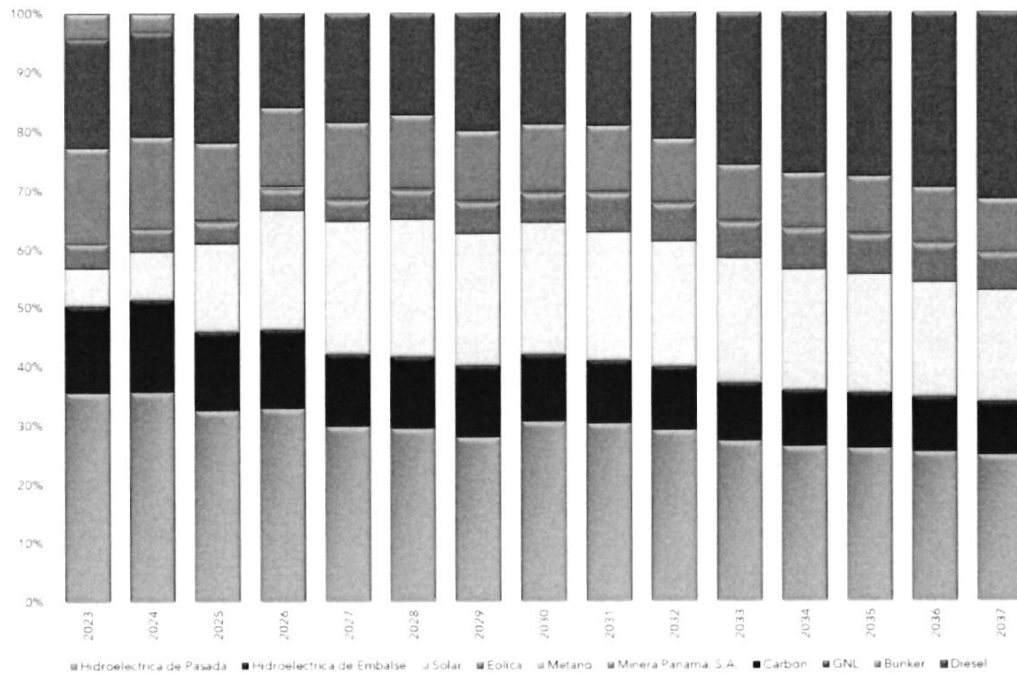


En el Gráfico 7. 21 se puede apreciar la composición de la generación del sistema, quedando en evidencia los grandes aportes y dependencia que se tendría del plantel hidroeléctrico en los primeros años de análisis.

Por otra parte, se observa que la participación de la generación por energía solar comienza a crecer de manera importante, al igual que para el año 2025 la generación termoeléctrica vuelve a ser representativa, aumentando sustancialmente los aportes de energía, luego de la entrada en operación de las plantas termoeléctricas de gas natural del 2024 al 2025 principalmente. De igual manera cabe resaltar el retiro de plantas termoeléctricas de combustibles líquidos.

Cabe resaltar que la producción de Minera Panamá, S.A. incluye su consumo interno, el cual se estima según datos del agente en 1857 GWh anuales.

Gráfico 7. 21: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Alternativo A1



Referencia: (ETESA, 2023)

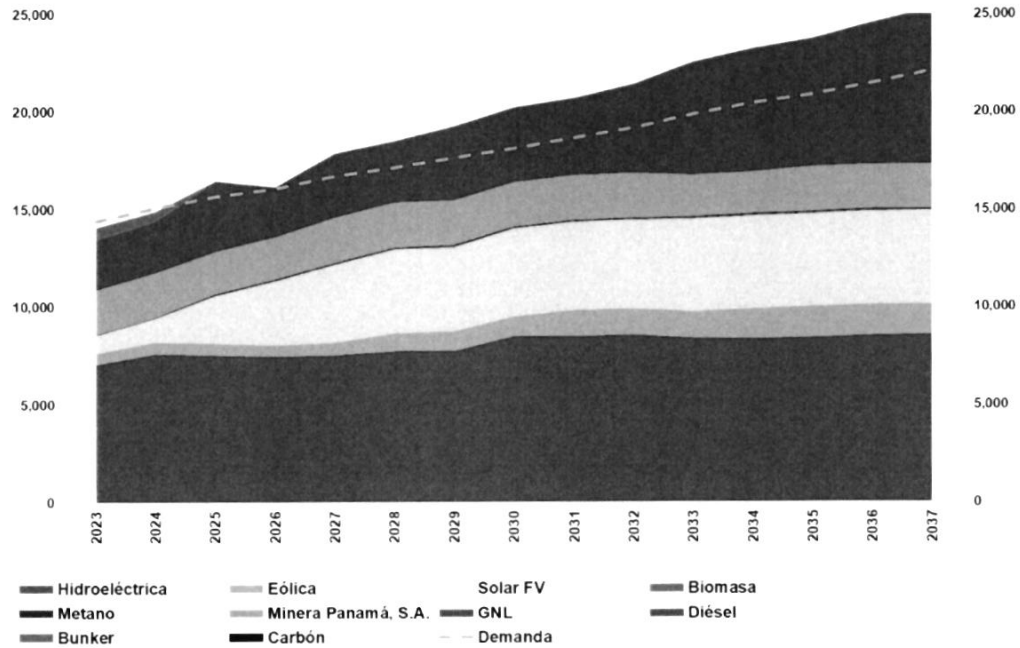
Handwritten mark





En el Gráfico 7. 22 se detalla la generación eléctrica por fuente en el sistema interconectado nacional, junto con la demanda eléctrica, abastecida por los proyectos expuestos en el cronograma de expansión del escenario Alternativo A1. Se destaca un notorio aumento en la generación solar desde el 2024 adelante, un crecimiento importante en termoeléctricas de gas natural. Además, se evidencia un aumento leve en la capacidad adicional instalada de energía eólica.

Gráfico 7. 22: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo A1



Referencia: (ETESA, 2023)

B





Tabla 7. 11: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del escenario Alternativo A1

	Generación GWh			Porcentaje de Penetración				
	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Total	Demanda	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica
2023	7,074.27	1,537.19	5,473.85	14,085.30	14,422.19	50.22%	10.91%	38.86%
2024	7,625.22	1,867.01	5,400.82	14,893.05	15,092.77	51.20%	12.54%	36.26%
2025	7,560.17	3,143.05	5,743.64	16,446.87	15,652.21	45.97%	19.11%	34.92%
2026	7,478.20	3,972.54	4,717.66	16,168.40	16,076.88	46.25%	24.57%	29.18%
2027	7,538.26	4,762.44	5,595.61	17,896.31	16,702.30	42.12%	26.61%	31.27%
2028	7,733.80	5,334.85	5,459.95	18,528.59	17,156.96	41.74%	28.79%	29.47%
2029	7,755.58	5,439.95	6,086.56	19,282.09	17,664.78	40.22%	28.21%	31.57%
2030	8,499.26	5,633.51	6,074.31	20,207.08	18,152.22	42.06%	27.88%	30.06%
2031	8,480.65	5,982.38	6,222.85	20,685.88	18,667.29	41.00%	28.92%	30.08%
2032	8,555.83	6,008.28	6,830.48	21,394.59	19,194.28	39.99%	28.08%	31.93%
2033	8,381.85	6,231.88	7,902.71	22,516.44	19,871.59	37.23%	27.68%	35.10%
2034	8,347.91	6,451.55	8,431.10	23,230.56	20,433.25	35.94%	27.77%	36.29%
2035	8,430.06	6,467.07	8,859.46	23,756.60	20,868.02	35.49%	27.22%	37.29%
2036	8,529.39	6,495.24	9,536.58	24,561.21	21,475.43	34.73%	26.45%	38.83%
2037	8,584.91	6,467.82	10,257.84	25,310.57	22,118.17	33.92%	25.55%	40.53%

Referencia: (ETESA, 2023)

A



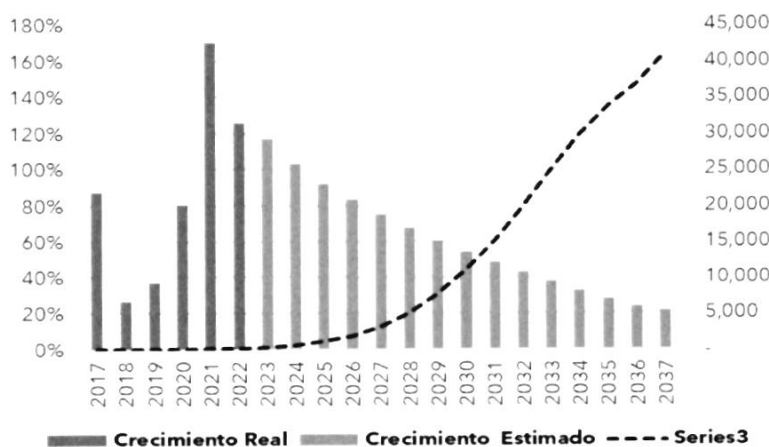


ESCENARIO ALTERNATIVO A2

El escenario alternativo A2 (Movilidad Eléctrica) es un escenario que explora el impacto de la movilidad eléctrica y la generación y el almacenamiento distribuidos en el sector eléctrico de Panamá. Este escenario considera los siguientes aspectos:

Consumo: se considera el aumento de consumo para los bloques de generación nocturnos, iniciando el periodo del estudio con la potencia, energía y curva de crecimiento mostrada, para incluir el efecto de la movilidad eléctrica. La movilidad eléctrica se refiere al uso de vehículos eléctricos que se recargan mediante la red eléctrica, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y la dependencia de los combustibles fósiles. Se asume que la movilidad eléctrica comienza en el año 2020 con 1 MW y un factor de carga del 10%, y que sigue la curva de crecimiento del Gráfico 7. 23; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, para incluir el efecto de la movilidad eléctrica.

Gráfico 7. 23: Crecimiento de movilidad eléctrica



Se considera que la recarga de los vehículos eléctricos se realiza principalmente en horario nocturno, aprovechando la energía excedente de las fuentes renovables. Se considera también un incremento en el autoconsumo de los prosumidores, que son los consumidores que también generan su propia energía eléctrica, principalmente a partir de fuentes renovables. Se asume que el autoconsumo de los prosumidores comienza en el año 2023 con 89 MW y un factor de planta inicial del 14.5%, y que sigue la curva de crecimiento del Gráfico 7. 16 para incluir el efecto de la generación distribuida.

Handwritten signature or mark





La generación distribuida se refiere a la generación que se conecta a la red de distribución o que se consume en el mismo lugar donde se produce, sin pasar por la red de transmisión.

Almacenamiento distribuido: se modela a partir del 2028 la introducción de sistemas de almacenamiento en conjunto con generación de autoconsumo fotovoltaica en un mismo sistema para los prosumidores a razón de 5 MW tanto del sistema de almacenamiento como del sistema fotovoltaico y se utiliza la curva de crecimiento del Gráfico 7. 18.

El almacenamiento distribuido se refiere al almacenamiento que se conecta a la red de distribución o que se utiliza en el mismo lugar donde se genera la energía, sin pasar por la red de transmisión. El almacenamiento distribuido permite a los prosumidores gestionar mejor su consumo y su generación, así como aportar servicios al sistema eléctrico.

Este escenario considera además los siguientes aspectos:

- Demanda: se basa en los resultados de crecimiento moderado de la demanda del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN), que proyecta una demanda máxima de 3,695 MW para el año 2037. Esta demanda se reduce por el efecto del autoconsumo de los prosumidores, que disminuye la demanda neta que se atiende desde el sistema eléctrico nacional.
- Generación:

Los proyectos considerados en el escenario son aquellos que cumplen con los requisitos legales y técnicos para ser parte del sistema eléctrico nacional. Estos proyectos se denominan proyectos candidatos y se clasifican según su fuente de generación: hidroeléctrica, térmica o renovable. Los proyectos candidatos son aquellos que:

- Tienen trámite de solicitud de concesión o licencia ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.
- tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.
- tienen, por lo menos, la autorización de conducencia del Ministerio de Ambiente.

A





- O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
 - O, en el caso de centrales renovables, que dispongan de licencia provisional o concesión vigentes, otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
 - que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante el Ministerio de Ambiente, y se haya formalizado mediante el pago por este derecho.
 - que, los promotores hayan realizado los trámites de viabilidad de conexión ante la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) y entregado la información solicitada en el Reglamento de Operación.
 - Estos proyectos candidatos se consideran en el Escenario Alternativo A2 como parte de la oferta de generación disponible para satisfacer la demanda de energía eléctrica proyectada. Estos proyectos se encuentran en diferentes etapas de desarrollo y se espera que entren en operación en los próximos años, según el cronograma establecido por cada promotor.
- Estos proyectos son:
 - Proyectos hidroeléctricos: suman una capacidad instalada de 1,927 MW, de los cuales 1,848 MW ya están en operación. Se excluye el proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro (Changuinola II), que tiene una capacidad de 223 MW.
 - Proyectos eólicos y solares: suman una capacidad instalada de 3,575 MW, de los cuales 850 MW.
 - Proyectos térmicos: suman una capacidad instalada de 3,280 MW, de los cuales 1,382 MW ya están en operación. Estos proyectos utilizan los siguientes combustibles convencionales: búnker C o "heavy fuel oil" (HFO), diésel, gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación). Se retiran las plantas térmicas sin contratos actualmente a partir de finales del 2024, el resto de las térmicas que actualmente tienen contrato de potencia, se retiran 1 año posterior a la finalización de la vigencia de los mismos.

B





- Plantas adicionales de fuentes eólicas, gas natural y solares: se consideran plantas adicionales de estas fuentes a partir del año 2024, para cubrir el déficit de generación que se presenta en el Escenario Alternativo A2. Estas plantas suman una capacidad instalada de 4,702 MW, de los cuales 78 MW son hidroeléctricas, 641 MW son eólicos, 1898 MW son de gas natural y 2084 MW son solares. Estas plantas incluyen las facilidades de regasificación, importación, control de emisiones, según aplique.
- Sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión: se consideran sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión, en las que su potencia instalada no sea inferior a 100 MW en su totalidad. Se consideran 300 MW en Sistemas de Almacenamiento con Baterías, entrando en 2025, 2030 y 2035 en etapas de 100 MW y regulación de 8 horas.
- Precios de combustibles: se usan las proyecciones de crecimiento medio de la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA), que estiman los precios futuros de los combustibles convencionales utilizados por las plantas térmicas.
- Interconexiones: se consideran las siguientes interconexiones eléctricas con otros países:
 - Segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300 MW adicionales, para un total de capacidad de intercambio de 600 MW a partir de enero 2027. El proyecto SIEPAC es el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, que conecta a Panamá con Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala.

El escenario alternativo A2 (Movilidad Eléctrica) representa una visión innovadora de la evolución del sector eléctrico, que incorpora cambios significativos en el rol de los consumidores, las tecnologías de generación y almacenamiento distribuidos, la movilidad eléctrica y las interconexiones regionales. Este escenario sirve como una opción de desarrollo del sector eléctrico que busca aumentar la participación de las fuentes renovables, la eficiencia energética, la seguridad del suministro y la integración regional.

El costo de este escenario alternativo A2 es de 6683.10 millones de balboas como podemos observar en la Tabla 7. 12 y el cronograma de Expansión se presenta en la Tabla 7. 13.

AB





Tabla 7. 12: Costo del escenario Alternativo A2

Costo	Escenario Alternativo A2
Inversión	4,729.68
Déficit	3.23
Operación	1,784.03
Ambiental	166.17
Total	6683.10

Nota: Los valores están dados en millones de balboas

Referencia: (ETESA, 2023)

A





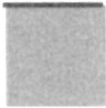
821



Tabla 7. 13: Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo A2

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diésel	Carbón	GNL	Biomasa	Baterías	Prosumidor
1	2023	Prosumidores		88.63										88.63
10	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A	Baico Solar	25.90		25.90								
1	2024	Progreso Energy S.A	Progreso Energy	1.05					1.05					
1	2024	Pedregalillo Solar Power S.A	Pedregalillo Solar Power	10.00		10.00								
1	2024	ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA	PV San Juan	5.00		5.00								
1	2024	ORO SOLAR S.A	PV Oro Solar	5.00		5.00								
1	2024	PHOTOVOLTAICS VENTURE CORP	PV Ecosolar 5	10.00		10.00								
1	2024	PHOTOVOLTAICS OPERATION CORP	PV Ecosolar 4	10.00		10.00								
1	2024	PHOTOVOLTAICS BUSINESS CORP	PV Ecosolar 3	10.00		10.00								
1	2024		Prosumidores	112.01										112.01
3	2024	MERCURIO SOLAR S.A	PV San Carlos	9.90		9.90								
3	2024	TINTO SOLAR S.A	PV Chame Solar	10.00		10.00								
4	2024	CALDERA ENERGY CORP	Mendre Solar	5.50		5.50								
6	2024	AES Panamá S R L	Corolu Solar	9.98		9.98								
6	2024	AGUA FUERTE S.A	PV SOLARPRO	10.00		10.00								
6	2024	Hidroeléctrica S.A	Carmillo	1.87			1.87							
6	2024	AQUAVOLTAICS S.A	Solar Pro II	10.00		10.00								
7	2024	MASPV PANAMA IMC	PV SUNRISE MASPV 1	3.30		3.30								
8	2024	AES Panamá S R L	Los Santos Solar	7.56		7.56								
8	2024	JAGUITO GREEN ENERGY I S.A	Jaguito Green Energy I	9.90		9.90								
8	2024	JAGUITO GREEN ENERGY II S.A	Jaguito Green Energy II	9.90		9.90								
8	2024	JAGUITO GREEN ENERGY III S.A	Jaguito Green Energy III	9.90		9.90								
9	2024	Generadora de Calum, S.A	C.T. Calum (antes Tethers)	660.00						660.00				
9	2024	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	40.00		40.00								
9	2024	Electricidad Sostenible S.A	San Jose Solar 30MW	30.00		30.00								
10	2024	Santiago Solar PTY Corp	PV Santiago PTY 1	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY Corp	PV Santiago PTY 2	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY Corp	PV Santiago PTY 3	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY Corp	PV Santiago PTY 4	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY Corp	PV Santiago PTY 5	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY Corp	PV Santiago PTY 6	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY Corp	PV Santiago PTY 7	9.99		9.99								
10	2024	UP1 S.A	UP1	9.75		9.75								
10	2024	UP2 S.A	UP2	9.75		9.75								
10	2024	UP3 S.A	UP3	9.75		9.75								
10	2024	UP4 S.A	UP4	9.75		9.75								
12	2024	SB-1 Project S.A	Proyecto San Bartolo 1	9.90		9.90								
12	2024	SB-2 Project S.A	Proyecto San Bartolo 2	9.90		9.90								
12	2024	SB-3 Project Inc	San Bartolo 3	9.90		9.90								
12	2024	SB-4 Project Inc	San Bartolo 4	9.90		9.90								

Referencia: (ETESA, 2023)



138

Tomo II - Plan Indicativo de Generación
Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
PESIN 2023 -2037

A





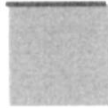
822



Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo A2 (Continuación: 2/4)

12	2024	ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Capira Solar	9 90	9 90						
12	2024	AES Panamá S.R.L.	Flamboyán	19 90	19 90						
12	2024	AES Panamá S.R.L.	Veranera	19 90	19 90						
1	2025	Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero J. Brown G6	(34.00)		(34.00)					
1	2025	Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero Unidad 8	(34.00)		(34.00)					
1	2025	Pan Am Generating Limited, S.A.	Panam	(99.80)	(99.80)						
1	2025	Celsia Centroamérica, S.A.	Caliva	(87.00)	(87.00)						
1	2025	Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón Ciclo	(150.00)	(150.00)						
1	2025	Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G5	(18.00)		(18.00)					
1	2025	Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G9	(40.81)		(40.81)					
1	2025	Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G10	(40.81)		(40.81)					
1	2025	Pan Am Generating Limited, S.A.	Anjo, Panamá	(89.90)	(89.90)						
1	2025	Tropiermica, S.A.	Tropiermica	(5.25)	(5.25)						
1	2025	Eco Groove Investment, INC	Eco-Iznigal	0 75	0 75						
1	2025	Sparkle Power, S.A.	Sparkle Power Fase I	(13.30)	(13.30)						
1	2025	Sparkle Power, S.A.	Sparkle Power Fase II	(34.60)	(34.60)						
1	2025	Pedregal Power Company	Pacora	(53.53)	(53.53)						
1	2025	GED Gersol Uno, S.A.	Llano Sánchez	9 99	9 99						
1	2025	Generadora de Energía Renovable, S.A.	Campo Solar La Victoria	10 00	10 00						
1	2025	Generadora Solar Occidente, S.A.	Cerro Viejo Solar	20 00	20 00						
1	2025	HP Solar, S.A.	HPSolar	20 00	20 00						
1	2025	SOLAR ENERGY PARK ENTERPRISES, INC	PV Rodeo Solar	9 90	9 90						
1	2025	Granja Solar Alange Tres, S.A	PV Solar Alange 3	9 99	9 99						
1	2025	Granja Solar Alange Dos, S.A	PV Solar Alange 2	9 99	9 99						
1	2025	Granja Solar Alange Uno, S.A	PV Solar Alange 1	9 99	9 99						
1	2025	TINTO SOLAR S.A	PV Chirre Solar	10 00	10 00						
1	2025	Hielos Apolo Solar, S.A	PV Guaiaca Solar (Hielos)	60 00	60 00						
1	2025	SOLAR DESIGN	PV La Huaca	30 00	30 00						
1	2025	AES PANAMA, S.R.L.	PV Esti Solar 2	17 00	17 00						
1	2025	San Lorenzo Solar, S.A	San Lorenzo Solar	5 00	5 00						
1	2025	Solar Loadge, S.A	La Torre solar	5 00	5 00						
1	2025	Panasolar Clean Power, S.A.	Panasolar VI	9 90	9 90						
1	2025	Panasolar Generadora de Potencia Verde S.A	Panasolar VII	9 90	9 90						
1	2025	Panasolar Generadora de Potencia Verde S.A	Panasolar VIII	9 90	9 90						
1	2025	Panasolar Generadora de Potencia Verde S.A	Panasolar IX	9 90	9 90						
1	2025	Generadora Brillo Solar, S.A	Brillo Solar	9 90	9 90						
1	2025		Prosumidores	139 13	139 13						
1	2025		Batería 100 MW - 01	100 00	100 00						
1	2025	Progreso Energy S.A	Progreso Energy	(1.05)	(1.05)						
1	2025		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 2500	250 00	250 00						
3	2025	SUNERGY I S.A	PV La Villa Solar	9 99	9 99						
3	2025	MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A	PV Megasolar	10 00	10 00						

Referencia: (ETESA, 2023)



R





Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo A2 (Continuación: 3/4)

3	2025	Panasonic Clean Power, S.A.	PV Panamá Sur IV	10,00				
3	2025	Panasonic Clean Power, S.A.	PV Panamá Sur V	10,00				
3	2025	ECOENER S.A. PANAMA, S.A.	PV San Pedro (Ecoener)	9,99				
6	2025	ECOENER S.A. PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	9,99				
8	2025	AVANZALIA PANAMA, S.A.	PV Picochime 2	120,00				
8	2025	LA INMACULADA SOLAR S. DE R.L.	PV La Inmaculada Solar	5,00				
9	2025	DESARROLLO Y ENERGIA RENOVABLE S.A	PV Pacora Solar	55,00				
12	2025	ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A	PV Santiago (Ecoener)	9,99				
12	2025	ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	9,99				
1	2026	Ria Solar, S.A.	Ria Solar	20,00				
1	2026	Las Lomas Solar Electric, S.A.	Las Lomas	100,00				
1	2026	AES Panamá S R.L.	Cocle Solar 1	150,00				
1	2026		Prosurnidores	170,59				170,59
4	2026	Pan Energy II	Turbina de Gas Aerodinámica (GNL) 250E	250,00				250,00
7	2026	Generadora Solar Santa Cruz, S.A.	Boquerón Solar	10,00				
1	2027	Hydro Casaán, S.A.	PV Santa Cruz Solar	80,00				
1	2027	Hidroeléctrica Mecano II, S.A.	El Alto G4	1,17				
1	2027	Providencia Solar 1, S.A.	RP 550	4,15				
1	2027	Generadora Solar Santa Cruz, S.A.	Providencia Solar 1	9,95				
1	2027	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Santa Cruz Solar	20,00				
1	2027	Grupo Dora, S.A.	PV Colaba Solar	125,00				
1	2027	Generadora Solar Santa Cruz, S.A.	La Unión Solar	9,99				
1	2027	Generadora Solar Panamá oeste, S.A.	Interconexión Solar	8,00				
1	2027	AES Panamá S R.L.	Solar Chiriquí	10,00				
1	2027	Tecnología Eólica, S.A.	Solar Chiriquí Azul	52,00				
2	2027	Solar Green, S.A.	Prosurnidores	207,11				207,11
2	2027	Luz Energy International Corp, S.A.	El Cocco	10,00				
2	2027	Energy Green Corporation, S.A.	Agua Fria	10,00				
4	2027	Santa Cruz Wind, S.A.	Las Lajas	30,00				
1	2028	Argentia Resources Corp	Santa Cruz	68,40				68,40
1	2028	GED Gensol Dora, S.A.	Caña Blanca	7,78				7,78
1	2028	PANAMA SOLAR INTEGRAL	Turbina de Gas Aerodinámica (GNL) 250A	250,00				250,00
1	2028	UEP Panonomé III, S.A.	La Salamina	14,00				
1	2028	UEP Panonomé III, S.A.	PV Colaba Solar	125,00				
1	2028	UEP Panonomé III, S.A.	Prosurnidores	249,48				249,48
1	2028	Parque Edilco Toabré, S.A.	Nuevo Chagras Fase 2 (Etapa 2)	51,75				51,75
2	2028	Parque Edilco Toabré, S.A.	Portobelo Etapa 2, C	17,25				17,25
3	2028	UNA Parque Edilco La Cobiada, S.A.	Bateria Prosurnidor	5,00				5,00
1	2029		Toabré Etapa 2	22,00				22,00
1	2029		Toabré Etapa 3	22,00				22,00
1	2029		La Cobiada	138,00				138,00
1	2029		Bateria Prosurnidor	10,83				10,83

Referencia: (ETESA, 2023)





Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo A2 (Final: 4/4)

		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
		Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
1	2029	AES Panamá S.R.L.	9.98																				
1	2029	AES Panamá S.R.L.	9.98																				
1	2029	Prosumidores	298.66																				
1	2029	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250F	250.00																				
1	2030	Batería Prosumidor	16.98																				
1	2030	PV Santa Cruz Solar	100.00																				
1	2030	Generadora Solar Santa Cruz S.A	355.71																				
1	2030	Prosumidores	100.00																				
1	2030	Batería 100 MW_02	100.00																				
1	2031	Batería Prosumidor	24.14																				
1	2031	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250.00																				
1	2031	Prosumidores	100.00																				
1	2031	Edificio Offshore 2	100.00																				
1	2031	Prosumidores	421.92																				
1	2031	Batería Prosumidor	32.20																				
1	2032	Prosumidores	498.75																				
1	2032	Batería Prosumidor	41.28																				
1	2033	Prosumidores	150.00																				
1	2033	CE CNL A	51.52																				
1	2033	Cock Solar 2	400.00																				
1	2033	Prosumidores	587.90																				
1	2033	AES Panamá S.R.L.	120.00																				
1	2034	Prosumidores	150.00																				
1	2034	Edvinca S.A.	120.00																				
1	2034	Batería Prosumidor	691.36																				
1	2035	Prosumidores	63.05																				
1	2035	Batería Prosumidor	811.40																				
1	2035	Prosumidores	100.00																				
1	2036	Batería Prosumidor	76.05																				
1	2036	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	250.00																				
1	2036	Prosumidores	950.70																				
1	2036	Prosumidores	90.69																				
1	2037	Batería Prosumidor	65.30																				
1	2037	Hydro Burca S.A	1112.35																				
1	2037	Prosumidores	65.30																				
			78.15	0.75	13.10	1336.20	1.87	63.05	15.10	65.30	150.00	623.91	519.40	120.00									
		Hidro	2110.11			641.27																	
		Solar																					
		Eólico																					
		Bunter																					
		Diesel																					
		Carbón																					
		GNL																					
		Biomasa																					
		Total	5391.58	-704.84	2499.87	-704.04	1906.41	985.30															
		Baterías	711.53		100.00		156.75	454.78															
		Prosumidor	6685.71		510.36		1532.88	4652.47															

Referencia: (ETESA, 2023)

A

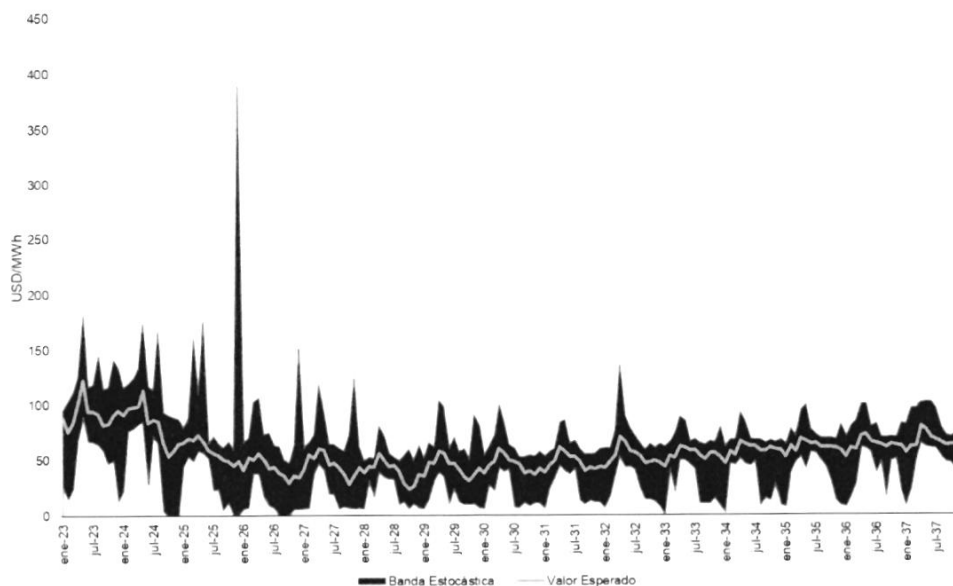




El presente muestra el comportamiento del CMS de darse las condiciones establecidas en el caso Alternativo A2. Se observa que a mediados del 2023 e inicios del 2024 los valores para el CMS son más elevados. Esto antes mencionado guarda relación con lo enunciado por entidades como la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), que indican que el fenómeno del niño podrá pasar de estado moderado a fuerte entre los meses de septiembre a noviembre hasta el próximo año. Con el fenómeno del niño tendremos mayores temperaturas y menos recurso hídrico para generar. Por ello, se puede apreciar que durante estos meses puntuales se presenta un valor de déficit. Sin embargo, en septiembre del 2024 con la entrada de la central termoeléctrica Gatún de gas natural, con un coste promedio más bajo, tiende a disminuir en el horizonte de estudio el CMS. El costo marginal del sistema promedio del horizonte de estudio es de 57.17 USD/MWh.

Gráfico 7. 24: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Alternativo A2

Costo Marginal de Demanda
Escenario Alternativo A2 PESIN2023
Demanda Media – Combustibles Medios



Referencia: (ETESA, 2023)

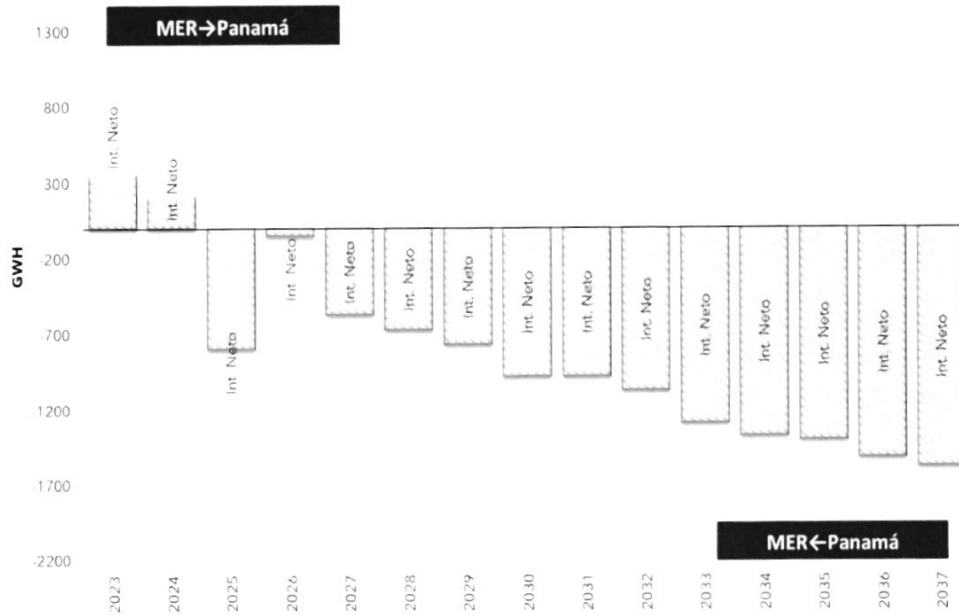
A





La entrada de los proyectos de GNL cuyo costo operativo disminuye sustancialmente el costo marginal hace que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando a los intercambios de energía con Centroamérica, aprovechando de esta manera el proyecto de interconexión SIEPAC cuya capacidad de intercambio es de 300 MW, una vez se completen los refuerzos necesarios. Para el periodo de estudio se presentan intercambios promedios norte-sur de 139.21 GWh y de sur-norte de 971.90 GWh, promediando unos 832.69 GWh como intercambio neto en dirección sur-norte. El valor máximo de intercambio neto en un año es de 1583.22 GWh-año en dirección sur-norte, como se observa en el Gráfico 7. 25.

Gráfico 7. 25: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo A2



Referencia: (ETESA, 2023)

En el Gráfico 7. 26 se puede apreciar la composición de la generación del sistema, quedando en evidencia los grandes aportes y dependencia que se tendría del plantel hidroeléctrico, rondando el 50% de participación en los primeros años de análisis.

A

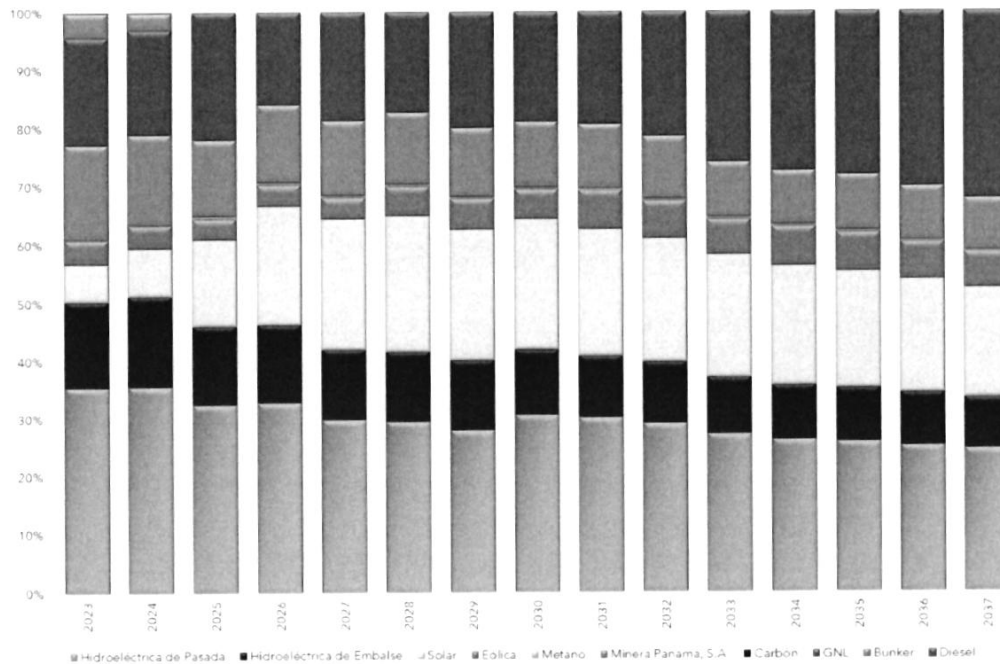




827

Además, se evidencia un notable aumento en la participación de la generación de energía solar. Se proyecta que para el año 2025 la generación termoeléctrica recupere su representatividad en el plantel de generación, experimentando un incremento significativo en la contribución de energía eléctrica, principalmente impulsada por la entrada en funcionamiento de las plantas termoeléctricas de gas natural entre 2024 y 2025 y los siguientes años del periodo de estudio. Es importante destacar también la retirada de plantas termoeléctricas que utilizan combustibles líquidos. Cabe resaltar que la producción de Minera Panamá, S.A. incluye su consumo interno, el cual se estima según datos del agente en 1857 GWh anuales.

Gráfico 7. 26: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Alternativo A2



Referencia: (ETESA, 2023)

En el Gráfico 7. 27 se ilustra cómo se genera la electricidad en el sistema interconectado nacional, y muestra cómo la demanda eléctrica es satisfecha por los proyectos presentados en el plan de expansión del escenario Alternativo A2.

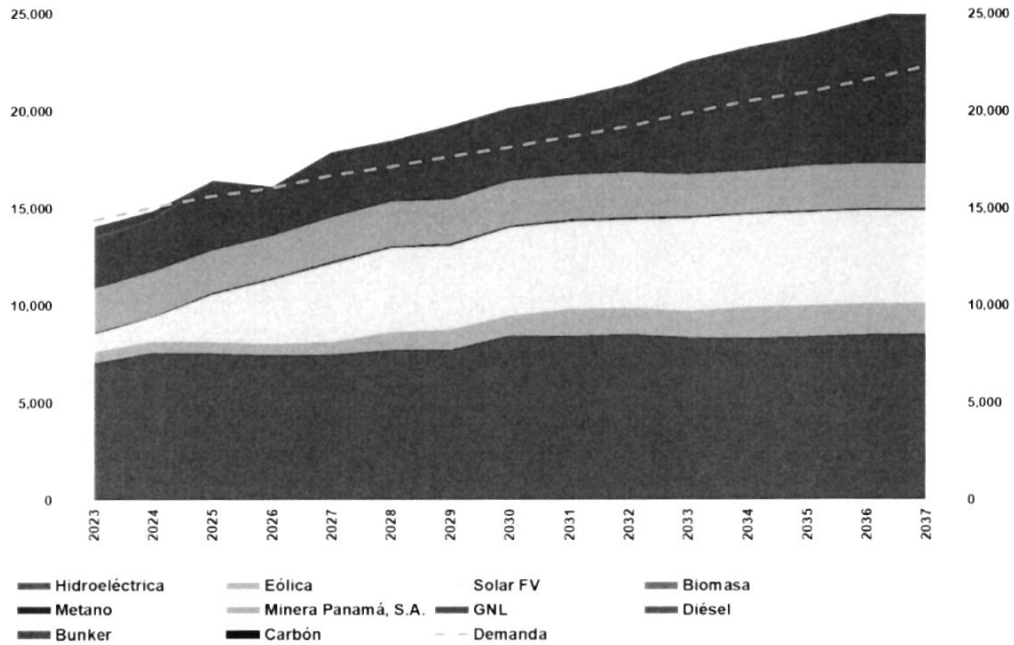
A





Es notable la creciente contribución de la energía solar a partir del año 2024, así como el significativo aumento en la generación de energía eléctrica mediante plantas termoeléctricas de gas natural. Además, se observa un ligero aumento en la capacidad adicional instalada para la generación de energía eólica en este contexto, y la generación hidroeléctrica se mantiene bastante constante en el tiempo analizado. Cabe destacar que el efecto de la demanda por movilidad eléctrica es abastecido sin inconvenientes en este escenario.

Gráfico 7. 27: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo A2



Referencia: (ETESA, 2023)

AB





Tabla 7. 14: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del escenario Alternativo A2

	Generación GWh				Demanda	Porcentaje de Penetración		
	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Total		Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica
2023	7,077.52	1,537.19	5,471.04	14,085.74	14,422.67	50.25%	10.91%	38.84%
2024	7,614.67	1,867.18	5,415.20	14,897.06	15,093.76	51.12%	12.53%	36.35%
2025	7,565.03	3,142.96	5,739.95	16,447.94	15,654.13	45.99%	19.11%	34.90%
2026	7,482.82	3,971.86	4,713.86	16,168.54	16,080.43	46.28%	24.57%	29.15%
2027	7,518.78	4,761.40	5,621.17	17,901.35	16,708.54	42.00%	26.60%	31.40%
2028	7,738.31	5,334.65	5,472.36	18,545.32	17,167.46	41.73%	28.77%	29.51%
2029	7,762.16	5,440.48	6,097.56	19,300.21	17,681.70	40.22%	28.19%	31.59%
2030	8,499.40	5,633.93	6,089.15	20,222.49	18,178.40	42.03%	27.86%	30.11%
2031	8,473.68	5,980.41	6,274.05	20,728.14	18,706.20	40.88%	28.85%	30.27%
2032	8,556.12	6,006.87	6,878.94	21,441.92	19,249.88	39.90%	28.01%	32.08%
2033	8,387.84	6,230.97	7,956.66	22,575.46	19,948.07	37.15%	27.60%	35.24%
2034	8,355.51	6,452.19	8,517.99	23,325.69	20,534.68	35.82%	27.66%	36.52%
2035	8,437.57	6,468.31	8,972.21	23,878.08	20,997.86	35.34%	27.09%	37.58%
2036	8,519.36	6,496.52	9,700.16	24,716.04	21,636.17	34.47%	26.28%	39.25%
2037	8,567.45	6,467.24	10,466.32	25,501.02	22,313.32	33.60%	25.36%	41.04%

Referencia: (ETESA, 2023)

A





ESCENARIO ALTERNATIVO A3

El Escenario Alternativo A3 (Eficiencia Energética) es un escenario que combina los aspectos del Escenario Alternativo A2 (Movilidad Eléctrica) con una reducción del consumo de energía eléctrica por parte de todos los bloques de consumo, debido a la implementación de medidas de eficiencia energética. Este escenario considera los siguientes aspectos:

Consumo: se considera el mismo aumento de consumo para los bloques de generación nocturnos que en el Escenario Alternativo A2, para incluir el efecto de la movilidad eléctrica. Sin embargo, se considera también una disminución del consumo para todos los bloques de consumo, empezando desde el 1% hasta el 15% al final del estudio, para incluir el efecto de la eficiencia energética. La eficiencia energética se refiere al uso óptimo de la energía, mediante la aplicación de tecnologías, prácticas y hábitos que reducen el consumo y las pérdidas de energía, sin afectar la calidad de vida o el desarrollo económico. Se asume que la eficiencia energética se aplica tanto en el sector residencial, comercial, industrial como público, y que se logra una reducción acumulada de la demanda máxima de 554.36 MW para el año 2037.

Almacenamiento distribuido: se modela a partir del 2028 la introducción de sistemas de almacenamiento en conjunto con generación de autoconsumo fotovoltaica en un mismo sistema para los prosumidores a razón de 5 MW tanto del sistema de almacenamiento como del sistema fotovoltaico y se utiliza la curva de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** El almacenamiento distribuido se refiere al almacenamiento que se conecta a la red de distribución o que se utiliza en el mismo lugar donde se genera la energía, sin pasar por la red de transmisión. El almacenamiento distribuido permite a los prosumidores gestionar mejor su consumo y su generación, así como aportar servicios al sistema eléctrico

Este escenario considera además los siguientes aspectos:

- **Demanda:** se basa en los resultados de crecimiento moderado de la demanda del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN), que proyecta una demanda máxima de 3,695 MW para el año 2037. Esta demanda se reduce por el efecto del autoconsumo de los prosumidores, que disminuye la demanda neta que se atiende desde el sistema eléctrico nacional y adicionalmente con una reducción del consumo de energía eléctrica por parte de todos los bloques de consumo, debido a la implementación de medidas de eficiencia energética.





- Generación:

Los proyectos considerados en el escenario son aquellos que cumplen con los requisitos legales y técnicos para ser parte del sistema eléctrico nacional. Estos proyectos se denominan proyectos candidatos y se clasifican según su fuente de generación: hidroeléctrica, térmica o renovable. Los proyectos candidatos son aquellos que:

Tienen trámite de solicitud de concesión o licencia ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.

tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.

tienen, por lo menos, la autorización de conducencia del Ministerio de Ambiente.

O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

O, en el caso de centrales renovables, que dispongan de licencia provisional o concesión vigentes, otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

O que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante el Ministerio de Ambiente, y se haya formalizado mediante el pago por este derecho.

O que, los promotores hayan realizado los trámites de viabilidad de conexión ante la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) y entregado la información solicitada en el Reglamento de Operación.

Estos proyectos candidatos se consideran en el Escenario Alternativo A3 como parte de la oferta de generación disponible para satisfacer la demanda de energía eléctrica proyectada. Estos proyectos se encuentran en diferentes etapas de desarrollo y se espera que entren en operación en

AB





los próximos años, según el cronograma establecido por cada promotor.

- Estos proyectos son:
 - Proyectos hidroeléctricos: suman una capacidad instalada de 1,927 MW, de los cuales 1,848 MW ya están en operación. Se excluye el proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro (Changuinola II), que tiene una capacidad de 223 MW.
 - Proyectos eólicos y solares: suman una capacidad instalada de 3,575 MW, de los cuales 850 MW.
 - Proyectos térmicos: suman una capacidad instalada de 3,030 MW, de los cuales 1,382 MW ya están en operación. Estos proyectos utilizan los siguientes combustibles convencionales: búnker C o "heavy fuel oil" (HFO), diésel, gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación). Se retiran las plantas térmicas sin contratos actualmente a partir de finales del 2024, el resto de las térmicas que actualmente tienen contrato de potencia, se retiran 1 año posterior a la finalización de la vigencia de los mismos.
 - Plantas adicionales de fuentes eólicas, gas natural y solares: se consideran plantas adicionales de estas fuentes a partir del año 2024, para cubrir el déficit de generación que se presenta en el Escenario Alternativo A3. Estas plantas suman una capacidad instalada de 4,452 MW, de los cuales 78 MW son hidroeléctricas, 641 MW son eólicos, 1648 MW son de gas natural y 2084 MW son solares. Estas plantas incluyen las facilidades de regasificación, importación, control de emisiones, según aplique.
 - Sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión: se consideran sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión, en las que su potencia instalada no sea inferior a 100 MW en su totalidad. Se consideran 300 MW en Sistemas de Almacenamiento con Baterías, entrando en 2025, 2030 y 2035 en etapas de 100 MW y regulación de 8 horas.
 - Precios de combustibles: se usan las proyecciones de crecimiento medio de la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA), que estiman los precios futuros de los combustibles convencionales utilizados por las plantas térmicas.

B





- o Interconexiones: se consideran las siguientes interconexiones eléctricas con otros países:
 - Segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300 MW adicionales, para un total de capacidad de intercambio de 600 MW a partir de enero 2027. El proyecto SIEPAC es el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, que conecta a Panamá con Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala.

El Escenario Alternativo A3 (Eficiencia Energética) busca analizar el impacto de la eficiencia energética en el sector eléctrico de Panamá, en términos de la reducción de la demanda, la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, el aumento de la participación de las fuentes renovables y la mejora de la seguridad energética. Este escenario también explora el potencial de la movilidad eléctrica, la generación y el almacenamiento distribuidos, como elementos de transición hacia un sistema eléctrico más limpio, eficiente y resiliente.

El costo de este escenario alternativo A3 es de 6256.43 millones de balboas como podemos observar en la Tabla 7. 15 y el cronograma de Expansión se presenta en la Tabla 7. 16.

Tabla 7. 15: Costo del escenario Alternativo A3

Costo	Escenario Alternativo A3
Inversión	4,674.21
Déficit	2.46
Operación	1,438.68
Ambiental	141.08
Total	6256.43

Nota: Los valores están dados en millones de balboas

Referencia: (ETESA, 2023)

Handwritten mark





151

Tomo II - Plan Indicativo de Generación
Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
PESIN 2023 -2037

B





Tabla 7. 16: Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo A3

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL	Biomasa	Baterías	Prosumidores
1	2023		Prosumidores	88.63										88.63
10	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90								
1	2024	Progreso Energy S.A.	Progreso Energy	1.05					1.05					
1	2024	Piedregalillo Solar Power S.A.	Piedregalillo Solar Power	10.00		10.00								
1	2024	ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA	PV San Juan	5.00		5.00								
1	2024	ORO SOLAR S.A.	PV Oro Solar	5.00		5.00								
1	2024	PHOTOVOLTAICS VENTURE CORP.	PV Ecosolar 5	10.00		10.00								
1	2024	PHOTOVOLTAICS OPERATION CORP.	PV Ecosolar 4	10.00		10.00								
1	2024	PHOTOVOLTAICS BUSINESS CORP.	PV Ecosolar 3	10.00		10.00								
1	2024		Prosumidores	112.01										112.01
3	2024	MERCURIO SOLAR S.A.	PV San Carlos	9.90		9.90								
3	2024	TINTO SOLAR S.A.	PV Chamé Solar	10.00		10.00								
4	2024	CALDERA ENERGY CORP.	Mendré Solar	5.50		5.50								
6	2024	AES Panamá S.R.L.	Corotu Solar	9.98		9.98								
6	2024	AGUA FUERTE S.A.	PV SOLARPRO	10.00		10.00								
6	2024	Hidroeléctrica S.A.	Camitillo	1.87			1.87							
6	2024	AQUAVOLTAICS S.A.	Solar Pro II	10.00		10.00								
7	2024	MASPV PANAMA INC.	PV SUNRISE MASPV 1	3.30		3.30								
8	2024	AES Panamá S.R.L.	Los Santos Solar	7.56		7.56								
8	2024	JAGUITO GREEN ENERGY I S.A.	Jaguito Green Energy I	9.90		9.90								
8	2024	JAGUITO GREEN ENERGY II S.A.	Jaguito Green Energy II	9.90		9.90								
8	2024	JAGUITO GREEN ENERGY III S.A.	Jaguito Green Energy III	9.90		9.90								
9	2024	Generadora de Gatun, S.A.	C.T. Gatun (antes Telfers)	660.00						660.00				
9	2024	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	40.00		40.00								
9	2024	Electricidad Sostenible, S.A.	San Jose Solar 30MW	30.00		30.00								
10	2024	Santiago Solar Pty, Corp	PV Santiago PTY 1	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar Pty, Corp	PV Santiago PTY 2	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar Pty, Corp	PV Santiago PTY 3	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar Pty, Corp	PV Santiago PTY 4	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar Pty, Corp	PV Santiago PTY 5	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar Pty, Corp	PV Santiago PTY 6	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar Pty, Corp	PV Santiago PTY 7	9.99		9.99								
10	2024	UP1 S.A.	UP1	9.75		9.75								
10	2024	UP2 S.A.	UP2	9.75		9.75								
10	2024	UP3 S.A.	UP3	9.75		9.75								
10	2024	UP4 S.A.	UP4	9.75		9.75								
12	2024	SB-1 Project S.A.	Proyecto San Barblo 1	9.90		9.90								
12	2024	SB-2 Project S.A.	Proyecto San Barblo 2	9.90		9.90								
12	2024	SB-3 Project Inc	San Barblo 3	9.90		9.90								
12	2024	SB-4 Project Inc	San Barblo 4	9.90		9.90								

Referencia: (ETESA, 2023)





Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo A3 (Continuación: 2/4)

12	2024	ARGENTUM SOLAR S.A	PV Capira Solar							9.90														
12	2024	AES Panamá S.R.L	Flamboyán							19.90														
12	2024	AES Panamá S.R.L	Veranera							19.90														
1	2025	Celsa Centroamérica S.A	9 de enero J. Brown C6							(34.00)													(34.00)	
1	2025	Celsa Centroamérica S.A	9 de enero Unidad 8							(34.00)														(34.00)
1	2025	Pan Am Generating Limited S.A	Panamá							(99.80)														(99.80)
1	2025	Celsa Centroamérica S.A	Cativa							(87.00)														(87.00)
1	2025	Generadora del Atlántico S.A	Termo Colon C1cb							(150.00)														(150.00)
1	2025	Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G5							(18.00)														(18.00)
1	2025	Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G9							(40.81)														(40.81)
1	2025	Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G10							(40.81)														(40.81)
1	2025	Pan Am Generating Limited S.A	Amp Panamá							(89.90)														(89.90)
1	2025	Tropiärmica S.A	Tropiärmica							(5.05)														(5.05)
1	2025	Eco Groove Investment, INC	Eco-Tziriñal							0.75														0.75
1	2025	Sparkle Power S.A	Sparkle Power Fase I							(15.30)														(15.30)
1	2025	Sparkle Power S.A	Sparkle Power Fase II							(34.80)														(34.80)
1	2025	Piedregal Power Company	Pacora							(33.53)														(33.53)
1	2025	GED Gensol Uno S.A	Llano Sanchez							9.99														9.99
1	2025	Generadora de Energia Renovable S.A	Campo Solar La Victoria							10.00														10.00
1	2025	Generadora Solar Occidente S.A	Cerro Viejo Solar							20.00														20.00
1	2025	HP Solar S.A	HPSolar							20.00														20.00
1	2025	SOLAR ENERGY PARK ENTERPRISES INC	PV Rodeo Solar							9.90														9.90
1	2025	Granja Solar Alanya Tres S.A	PV Solar Alanya 3							9.99														9.99
1	2025	Granja Solar Alanya Dos S.A	PV Solar Alanya 2							9.99														9.99
1	2025	Granja Solar Alanya Uno S.A	PV Solar Alanya 1							9.99														9.99
1	2025	TINTO SOLAR S.A	PV Chame Solar							10.00														10.00
1	2025	Helios Apollo Solar S.A	PV/Guileca Solar (Helios)							80.00														80.00
1	2025	SOLAR DESIGN	PV La Hueca							30.00														30.00
1	2025	AES PANAMA S R L	PV Exit Solar 2							17.00														17.00
1	2025	San Lorenzo Solar S.A	San Lorenzo Solar							5.00														5.00
1	2025	Solar Lotteje S.A	La Torre solar							5.00														5.00
1	2025	Panasolar Clean Power S.A	Panasolar VI							9.90														9.90
1	2025	Generadora de Energia Verde S.A	Panasolar VII							9.90														9.90
1	2025	Generadora de Energia Verde S.A	Panasolar VIII							9.90														9.90
1	2025	Generadora de Energia Verde S.A	Panasolar IX							9.90														9.90
1	2025	Generadora Brillo Solar S.A	Brillo Solar							9.90														9.90
1	2025	Prosumidores	Batería 100 MW - 01							139.13														139.13
1	2025	Progreso Energy S.A	Batería 2500							100.00														100.00
1	2025	Progreso Energy S.A	Turbina de Gas Aeroderivada							(1.05)														(1.05)
3	2025	SUNERGY I S.A	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 2500							250.00														250.00
3	2025	MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A	PV La Villa Solar							9.99														9.99
3	2025	MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A	PV Megasolar							10.00														10.00

Referencia: (ETESA, 2023)





Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo A3 (Final: 4/4)

	Inst.	2023-2023		2023-2026		2027-2031		2032-2037	
		Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
1 2029	AES Panamá S.R.L.		9.98						
1 2029	AES Panamá S.R.L.		6.98						
1 2030	Prosumidores		208.66						208.66
1 2030	Batería Prosumidor		16.98						16.98
1 2030	Generadora Solar Santa Cruz, S.A.								
1 2030	Prosumidores		355.71						355.71
1 2030	Batería 100 MW - 02		100.00						100.00
1 2031	Batería Prosumidor		24.14						24.14
1 2031	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B		250.00						250.00
1 2031	Eólico Offshore-1		100.00		100.00				
1 2031	Eólico Offshore-2		100.00		100.00				
1 2031	Prosumidores		421.92						421.92
1 2032	Batería Prosumidor		32.20						32.20
1 2032	Prosumidores		488.75						488.75
1 2033	Batería Prosumidor		41.28						41.28
1 2033	CC CNL A		400.00						400.00
1 2033	Cocle Solar 2		150.00						
1 2033	Prosumidores		587.90						587.90
1 2034	Batería Prosumidor		51.52						51.52
1 2034	La Paltona		120.00		120.00				
1 2034	Prosumidores		691.36						691.36
1 2035	Batería Prosumidor		63.05						63.05
1 2035	Prosumidores		611.40						611.40
1 2036	Batería 100 MW - 03		100.00						100.00
1 2036	Batería Prosumidor		6.05						6.05
1 2036	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C		250.00						250.00
1 2036	Prosumidores		90.69						90.69
1 2037	Batería Prosumidor		65.30						65.30
1 2037	Prosumidores		1112.35						1112.35
		Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
		79.15	13.10	65.30	65.30	65.30	65.30	65.30	65.30
Hidro		2110.11	1336.20	823.91	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
Solar		641.27	1.87	519.40	120.00	120.00	120.00	120.00	120.00
Eólico			-461.64						
Bunker			1.05		-242.10				
Diesel			-242.10						
Carbon			1.05		-242.10				
GNL		2310.00	1160.00	500.00	650.00	650.00	650.00	650.00	650.00
Biomasa		5141.58	-704.04	2499.97	-704.04	1656.41	985.30	985.30	985.30
Total		711.53	100.00	156.75	454.78	454.78	454.78	454.78	454.78
Baterías		6695.71	1532.88	1532.88	4652.47	4652.47	4652.47	4652.47	4652.47
Prosumidor			510.36						

Referencia: (ETESA, 2023)

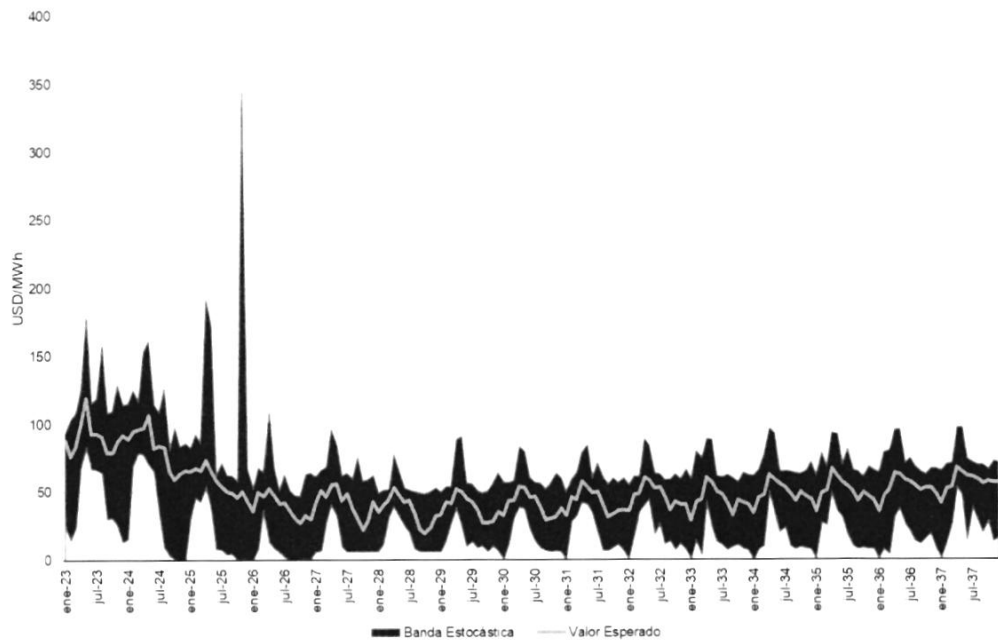




El presente muestra el comportamiento del CMS de darse las condiciones establecidas en el caso Alternativo A3. Se observa que a mediados del 2023 e inicios del 2024 los valores para el CMS son más elevados. Esto antes mencionado guarda relación con lo enunciado por entidades como la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), que indican que el fenómeno del niño podrá pasar de estado moderado a fuerte entre los meses de septiembre a noviembre hasta el próximo año. Con el fenómeno del niño tendremos mayores temperaturas y menos recurso hídrico para generar. Por ello, se puede apreciar que durante estos meses puntuales se presenta un valor de déficit. Sin embargo, en septiembre del 2024 con la entrada de la central termoeléctrica Gatún de gas natural, con un coste promedio más bajo, tiende a disminuir en el horizonte de estudio el CMS. El costo marginal del sistema promedio del horizonte de estudio es de 51.50 USD/MWh.

Gráfico 7. 28: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Alternativo A3

Costo Marginal de Demanda
Escenario Alternativo A3 PESIN2023
Demanda Media – Combustibles Medios



Referencia: (ETESA, 2023)

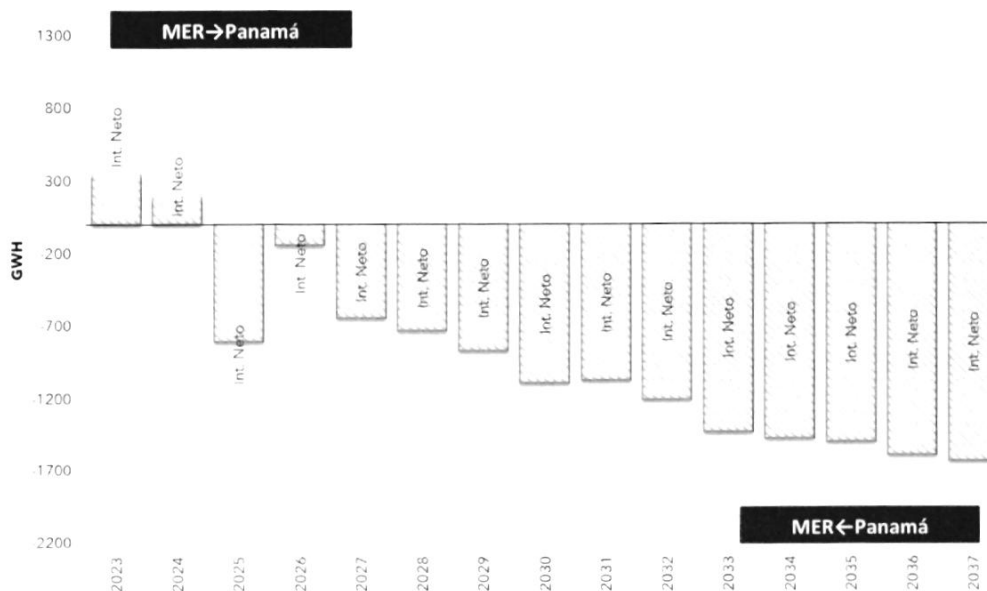
Handwritten signature





La entrada de los proyectos de GNL cuyo costo operativo disminuye sustancialmente el costo marginal hace que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica, aprovechando de esta manera el proyecto de interconexión SIEPAC cuya capacidad de intercambio es de 300 MW, una vez se completen los refuerzos necesarios. Para el periodo de estudio se presentan intercambios promedios norte-sur de 110.66 GWh y de sur-norte de 1023.59 GWh, promediando unos 913.03 GWh como intercambio neto en dirección sur-norte. El valor máximo de intercambio neto en un año es de 1633.59 GWh-año en dirección sur-norte, como se observa en el Gráfico 7. 29.

Gráfico 7. 29: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo A3



Referencia: (ETESA, 2023)

En el Gráfico 7. 30 se puede apreciar la composición de la generación del sistema, quedando en evidencia los grandes aportes y dependencia que se tendría del plantel hidroeléctrico, rondando el 50% de participación en los primeros años de análisis.

Para este escenario donde la demanda es más baja debido al efecto de la eficiencia energética en la demanda, de igual manera se evidencia un notable

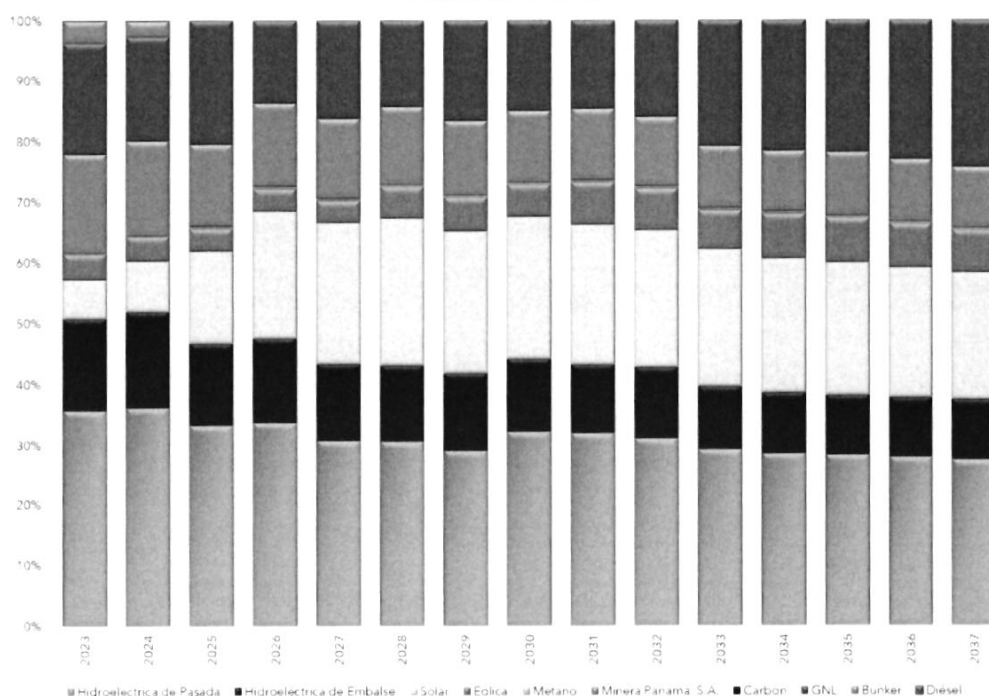
B





aumento en la participación de la generación de energía solar. Se proyecta que para el año 2025 la generación termoeléctrica recupere su representatividad en el plantel de generación, experimentando un incremento significativo en la contribución de energía eléctrica, principalmente impulsada por la entrada en funcionamiento de las plantas termoeléctricas de gas natural entre 2024 y 2025, aunque el siguiente año la participación de generación solar es grande, como en los siguientes años del periodo de estudio. Es importante destacar también la retirada de plantas termoeléctricas que utilizan combustibles líquidos. Cabe resaltar que la producción de Minera Panamá, S.A. incluye su consumo interno, el cual se estima según datos del agente en 1857 GWh anuales.

Gráfico 7. 30: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Alternativo A3



Referencia: (ETESA, 2023)

En el Gráfico 7. 31 se ilustra cómo se genera la electricidad en el sistema interconectado nacional, y muestra cómo la demanda eléctrica es satisfecha por los proyectos presentados en el plan de expansión del escenario Alternativo A3. Es notable que la demanda disminuye al final del periodo debido al efecto de la eficiencia energética, a pesar de también contar con la demanda por parte de movilidad eléctrica. Se mantiene también la creciente contribución de la

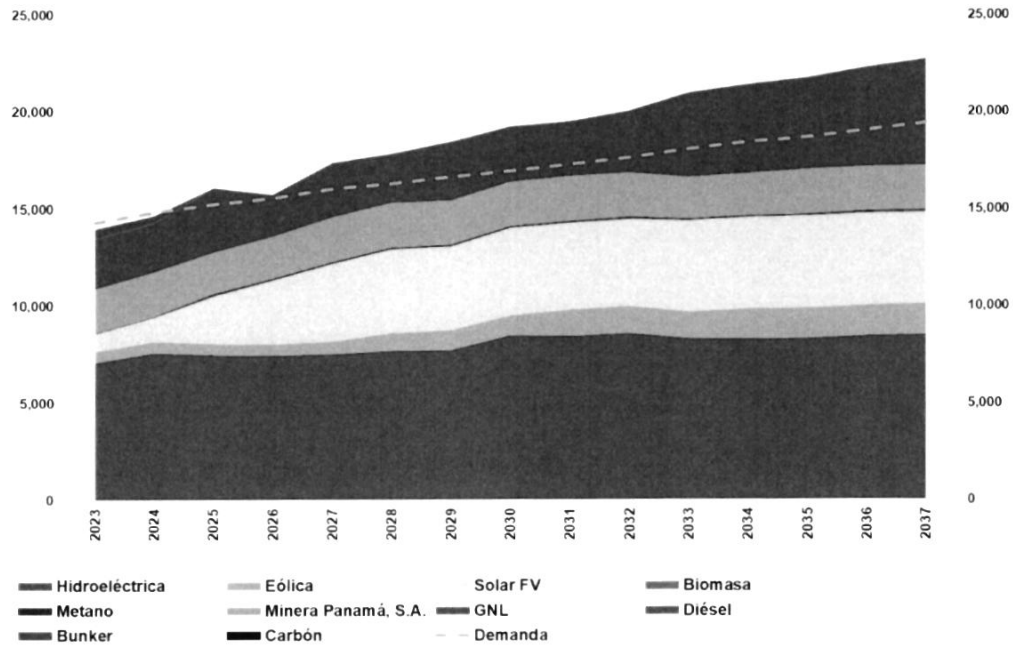
A





energía solar a partir del año 2024, y por otra parte se tiene menos participación de la generación mediante plantas termoeléctricas de gas natural respecto al escenario Alternativo A2.

Gráfico 7. 31: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo A3



Referencia: (ETESA, 2023)

B





Tabla 7. 17: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del escenario Alternativo A3

	Generación GWh			Total	Demanda	Porcentaje de Penetración		
	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica			Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica
2023	7,097.56	1,537.09	5,342.24	13,976.89	14,306.69	50.78%	11.00%	38.22%
2024	7,611.88	1,866.92	5,197.94	14,676.74	14,850.20	51.86%	12.72%	35.42%
2025	7,511.27	3,142.20	5,428.94	16,082.42	15,272.07	46.70%	19.54%	33.76%
2026	7,473.88	3,963.34	4,293.72	15,730.94	15,553.99	47.51%	25.19%	27.29%
2027	7,537.11	4,754.25	5,084.25	17,375.62	16,019.22	43.38%	27.36%	29.26%
2028	7,714.62	5,321.80	4,816.24	17,852.66	16,313.02	43.21%	29.81%	26.98%
2029	7,748.74	5,422.14	5,304.88	18,475.77	16,649.27	41.94%	29.35%	28.71%
2030	8,500.23	5,612.87	5,119.45	19,232.55	16,959.47	44.20%	29.18%	26.62%
2031	8,452.87	5,951.08	5,122.15	19,526.10	17,288.56	43.29%	30.48%	26.23%
2032	8,607.52	5,976.41	5,473.17	20,057.11	17,622.07	42.92%	29.80%	27.29%
2033	8,321.61	6,171.52	6,474.56	20,967.69	18,082.92	39.69%	29.43%	30.88%
2034	8,286.83	6,390.82	6,736.58	21,414.23	18,432.57	38.70%	29.84%	31.46%
2035	8,316.48	6,421.47	7,010.10	21,748.05	18,664.03	38.24%	29.53%	32.23%
2036	8,441.40	6,446.98	7,393.96	22,282.35	19,037.83	37.88%	28.93%	33.18%
2037	8,536.68	6,423.31	7,781.74	22,741.72	19,432.95	37.54%	28.24%	34.22%

Referencia: (ETESA, 2023)





ESCENARIO ALTERNATIVO B

El escenario Alternativo B (Hidrógeno Verde) es un escenario que combina los aspectos del Escenario Alternativo A3 (Eficiencia Energética) con una sustitución gradual de todas las fuentes de generación a base de combustible fósil a hidrógeno verde hasta llegar a un 100% de sustitución al año 2050. Este escenario considera los siguientes aspectos:

Sustitución de combustibles fósiles: se considera que todas las plantas térmicas que actualmente usan combustibles fósiles como gas natural, diésel, bunker o carbón, serán reemplazadas por plantas que usan hidrógeno verde como combustible. El hidrógeno verde se define como el hidrógeno producido a partir de fuentes renovables, como la energía eólica o solar, mediante un proceso de electrólisis del agua. El hidrógeno verde se considera que será importado o producido en sistemas aislados, y que no afectará o aumentará el consumo de energía del sistema eléctrico nacional.

Este escenario se basa en el Escenario Alternativo A3 (Eficiencia Energética), el cual combina los aspectos del Escenario Alternativo A2 (Movilidad Eléctrica) con una reducción del consumo de energía eléctrica en todos los bloques de consumo, gracias a la implementación de medidas de eficiencia energética.

En cuanto al consumo, se considera el mismo aumento para los bloques de generación nocturnos que en el Escenario Alternativo A2, para tener en cuenta el efecto de la movilidad eléctrica. Sin embargo, también se contempla una disminución del consumo en todos los bloques de consumo, empezando desde el 1% hasta el 15% al final del estudio, debido a las medidas de eficiencia energética implementadas.

En cuanto al almacenamiento distribuido, se modelará a partir del 2028 la introducción de sistemas de almacenamiento en conjunto con generación de autoconsumo fotovoltaica, con una capacidad de 5 MW tanto para el sistema de almacenamiento como para el sistema fotovoltaico.

Este escenario considera además los siguientes aspectos:

- **Demanda:** se basa en los resultados de crecimiento moderado de la demanda del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN), que proyecta una demanda máxima de 3,695 MW para el año 2037. Esta demanda se reduce por el efecto del autoconsumo de los prosumidores, que disminuye la demanda neta que se atiende desde el sistema eléctrico nacional y adicionalmente con una reducción del consumo de energía eléctrica por parte de todos los bloques de

A





consumo, debido a la implementación de medidas de eficiencia energética.

- Generación:

Los proyectos considerados en el escenario son aquellos que cumplen con los requisitos legales y técnicos para ser parte del sistema eléctrico nacional. Estos proyectos se denominan proyectos candidatos y se clasifican según su fuente de generación: hidroeléctrica, térmica o renovable. Los proyectos candidatos son aquellos que:

Tienen trámite de solicitud de concesión o licencia ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.

tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.

tienen, por lo menos, la autorización de conducencia del Ministerio de Ambiente.

O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

O, en el caso de centrales renovables, que dispongan de licencia provisional o concesión vigentes, otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

O que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante el Ministerio de Ambiente, y se haya formalizado mediante el pago por este derecho.

O que, los promotores hayan realizado los trámites de viabilidad de conexión ante la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) y entregado la información solicitada en el Reglamento de Operación.

Estos proyectos candidatos se consideran en el Escenario Alternativo A3 como parte de la oferta de generación disponible para satisfacer la demanda de energía eléctrica proyectada. Estos proyectos se encuentran en diferentes

AB





etapas de desarrollo y se espera que entren en operación en los próximos años, según el cronograma establecido por cada promotor.

- Estos proyectos son:
 - Proyectos hidroeléctricos: suman una capacidad instalada de 1,927 MW, de los cuales 1,848 MW ya están en operación. Se excluye el proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro (Changuinola II), que tiene una capacidad de 223 MW.
 - Proyectos eólicos y solares: suman una capacidad instalada de 3,575 MW, de los cuales 850 MW.
 - Proyectos térmicos: suman una capacidad instalada de 3,030 MW, de los cuales 1,382 MW ya están en operación. Estos proyectos utilizan los siguientes combustibles convencionales: búnker C o "heavy fuel oil" (HFO), diésel, gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación). Se retiran las plantas térmicas sin contratos actualmente a partir de finales del 2024, el resto de las térmicas que actualmente tienen contrato de potencia, se retiran 1 año posterior a la finalización de la vigencia de los mismos.
 - Plantas adicionales de fuentes eólicas, gas natural y solares: se consideran plantas adicionales de estas fuentes a partir del año 2024, para cubrir el déficit de generación que se presenta en el Escenario Alternativo A3. Estas plantas suman una capacidad instalada de 4,452 MW, de los cuales 78 MW son hidroeléctricas, 641 MW son eólicos, 1648 MW son de gas natural y 2084 MW son solares. Estas plantas incluyen las facilidades de regasificación, importación, control de emisiones, según aplique.
 - Sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión: se consideran sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión, en las que su potencia instalada no sea inferior a 100 MW en su totalidad. Se consideran 300 MW en Sistemas de Almacenamiento con Baterías, entrando en 2025, 2030 y 2035 en etapas de 100 MW y regulación de 8 horas.
 - Precios de combustibles: se usan las proyecciones de crecimiento medio de la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA), que estiman los precios futuros de los combustibles convencionales utilizados por las plantas térmicas.
 - Interconexiones: se consideran las siguientes interconexiones eléctricas con otros países:

B





- Segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300 MW adicionales, para un total de capacidad de intercambio de 600 MW a partir de enero 2027. El proyecto SIEPAC es el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, que conecta a Panamá con Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala.

El escenario Alternativo B (Hidrógeno Verde) evalúa el impacto de una transición energética hacia una matriz de generación eléctrica 100% renovable, basada en el hidrógeno verde como combustible alternativo a los combustibles fósiles. Este escenario busca contribuir a la mitigación del cambio climático, reduciendo las emisiones de GEI, y a la diversificación de las fuentes de energía, mejorando la seguridad energética del país.

El costo de este escenario Alternativo B es de 6563.18 millones de balboas como podemos observar en la Tabla 7. 18 y el cronograma de Expansión se presenta en la Tabla 7. 19.

Tabla 7. 18: Costo del escenario Alternativo B

Costo	Escenario Alternativo B
Inversión	5,057.88
Déficit	2.43
Operación	1,366.74
Ambiental	136.13
Total	6563.18

Nota: Los valores están dados en millones de balboas

Referencia: (ETESA, 2023)

Handwritten signature or mark





Tabla 7. 19: Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo B

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL	Biomasa	Baterías	Prosumidor	Hidrogeno
1	2023	Prosumidores		84.63										84.63	
10	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90									
1	2024	Progreso Energy S.A.	Progreso Energy S.A.	25.90											
1	2024	Piedragato Solar Power S.A.	Piedragato Solar Power	10.00		10.00			1.05						
1	2024	ECOENER FOTVOLTAICA PANAMA	PV San Juan	5.00		5.00									
1	2024	ORO SOLAR, S.A.	PV Oro Solar	5.00		5.00									
1	2024	PHOTOVOLTAICS VENTURE CORP	PV Ecosolar 5	10.00		10.00									
1	2024	PHOTOVOLTAICS OPERATION CORP	PV Ecosolar 4	10.00		10.00									
1	2024	PHOTOVOLTAICS BUSINESS CORP	PV Ecosolar 3	10.00		10.00									
1	2024	MERCURO SOLAR, S.A.	Prosumidores	112.01										112.01	
3	2024	TINTO SOLAR S.A.	PV San Carlos	9.90		9.90									
4	2024	CALDERA ENERGY CORP	PV Charre Solar	10.00		10.00									
6	2024	AES Panamá S.R.L	Miendre Solar	5.50		5.50									
6	2024	AGUA FUERTE, S.A.	Corolu solar	9.96		9.96									
6	2024	Hidroberca S.A.	PV SOLARPRO	10.00			1.87								
6	2024	AQUAVOLTAICS, S.A.	Caimillo	1.87		1.87									
7	2024	MASPV PANAMA INC.	Solar Pto II	10.00		10.00									
8	2024	AES Panamá S.R.L	PV SUNRISE MASPV 1	3.30		3.30									
8	2024	JAGUITO GREEN ENERGY I, S.A.	Los Santos Solar	7.56		7.56									
8	2024	JAGUITO GREEN ENERGY II, S.A.	Jaguito Green Energy I	9.90		9.90									
8	2024	JAGUITO GREEN ENERGY III, S.A.	Jaguito Green Energy II	9.90		9.90									
9	2024	Generadora de Gatun, S.A.	Jaguito Green Energy III	9.90		9.90									
9	2024	SOLAR DESIGN	C.T. Gatun (antes, Telfers)	660.00							660.00				
9	2024	Electricidad Sostenible S.A.	PV La Hueca	40.00		40.00									
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	San Jose Solar 30MW	30.00		30.00									
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 1	9.99		9.99									
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 2	9.99		9.99									
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 3	9.99		9.99									
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 4	9.99		9.99									
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 5	9.99		9.99									
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 6	9.99		9.99									
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 7	9.99		9.99									
10	2024	UP1 S.A.	UP1	9.75		9.75									
10	2024	UP2 S.A.	UP2	9.75		9.75									
10	2024	UP3 S.A.	UP3	9.75		9.75									
10	2024	UP4 S.A.	UP4	9.75		9.75									
12	2024	SB-1 Project S.A.	Proyecto San Barbo 1	9.90		9.90									
12	2024	SB-2 Project S.A.	Proyecto San Barbo 2	9.90		9.90									
12	2024	SB-3 Project Inc	San Barbo 3	9.90		9.90									
12	2024	SB-4 Project Inc	San Barbo 4	9.90		9.90									

Referencia: (ETESA, 2023)



A





Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo B (Continuación: 4/4)

Año	Entidad	Descripción	2025-2026		2027-2031		2032-2037	
			Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
1	2029	Los Santos Solar II	9.98					
1	2029	AES Panamá S.R.L.	9.98					
1	2029	Prosumidores		298.66				298.66
1	2030	Batería Prosumidor		16.98				16.98
1	2030	PV Santa Cruz Solar		100.00				100.00
1	2030	Generadora Solar Santa Cruz S.A.		355.71				355.71
1	2030	Prosumidores		100.00				100.00
1	2030	Batería 100 MW - 02		24.14				24.14
1	2031	Batería Prosumidor		100.00				100.00
1	2031	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B		250.00				250.00
1	2031	Edíca Offshore-1		100.00				100.00
1	2031	Edíca Offshore-2		100.00				100.00
1	2031	Prosumidores		421.92				421.92
1	2032	Batería Prosumidor		32.20				32.20
1	2032	Prosumidores		498.75				498.75
1	2032	Hidrógeno verde		17.91				17.91
1	2032	Batería Prosumidor		41.28				41.28
1	2033	CC N.L.A		400.00				400.00
1	2033	Code Solar 2		150.00				150.00
1	2033	Prosumidores		587.90				587.90
1	2033	Hidrógeno verde		50.25				50.25
1	2033	Batería Prosumidor		51.52				51.52
1	2034	La Patilla		120.00				120.00
1	2034	Prosumidores		691.36				691.36
1	2034	Hidrógeno verde		81.81				81.81
1	2035	Batería Prosumidor		81.40				81.40
1	2035	Prosumidores		100.00				100.00
1	2035	Batería 100 MW - 03		157.18				157.18
1	2035	Hidrógeno verde		76.05				76.05
1	2036	Batería Prosumidor		250.00				250.00
1	2036	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C		950.70				950.70
1	2036	Prosumidores		228.08				228.08
1	2036	Hidrógeno verde		90.69				90.69
1	2037	Batería Prosumidor		65.30				65.30
1	2037	Hidro Burica S.A.		65.30				65.30
1	2037	Prosumidores		1112.35				1112.35
1	2037	Hidrógeno verde		310.60				310.60
			78.15	0.75	13.10	65.30	13.10	65.30
Hidro			2110.11	1336.20	823.91	150.00	823.91	150.00
Solar			641.27	1.87	519.40	120.00	519.40	120.00
Eólico				-481.94			-481.94	
Bunker			1.05	-242.10	1.05	-242.10	1.05	-242.10
Diesel								
Carbon								
GNL			2310.00	1160.00	500.00	650.00	500.00	650.00
Biomasa			5141.58	-764.04	1656.41	985.20	1656.41	985.20
Total			711.53	100.00	156.75	454.78	156.75	454.78
Baterías			6695.71	510.36	1110.86	5074.39	1110.86	5074.39
Prosumidor			861.83			861.83		861.83
Hidrógeno								

Referencia: (ETESA, 2023)

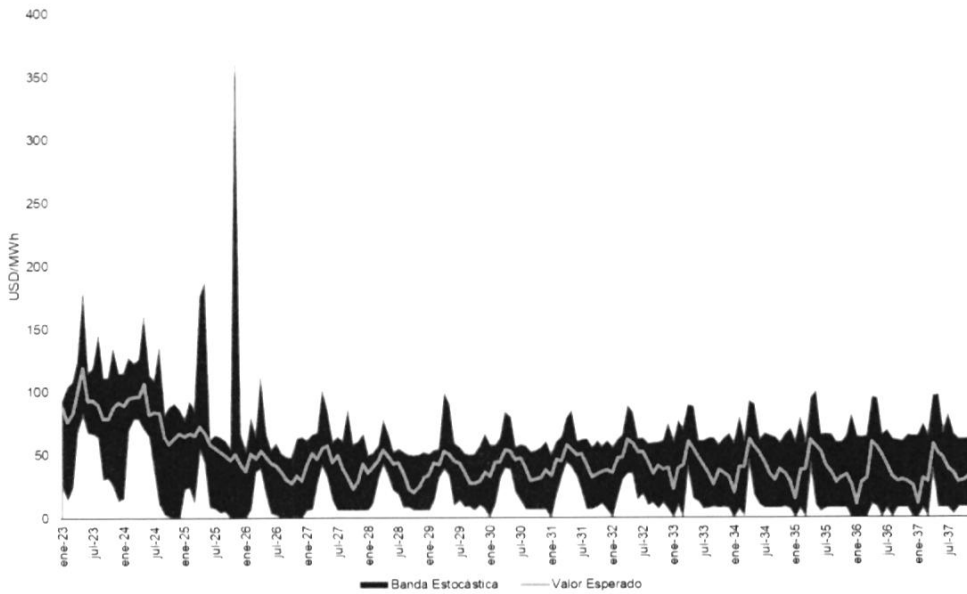




El presenta el comportamiento del CMS de darse las condiciones establecidas en el caso Alternativo B, en el cual se observa que en general presenta valores más bajos respecto a los escenarios anteriores, y disminuyen más desde 2032 cuando comienza a utilizarse esa mezcla de combustible de hidrógeno y gas natural en la generación termoeléctrica. También mencionar que durante los primeros años de estudio se observan CMS superiores por lo enunciado por entidades como la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), que indican que el fenómeno del niño podrá pasar de estado moderado a fuerte entre los meses de septiembre a noviembre hasta el próximo año. Con el fenómeno del niño tendremos mayores temperaturas y menos recurso hídrico para generar. Por ello, se puede apreciar que durante estos meses puntuales se presenta un valor de déficit. El costo marginal del sistema promedio del horizonte de estudio es de 46.92 USD/MWh.

Gráfico 7. 32: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Alternativo B

Costo Marginal de Demanda
Escenario Alternativo B PESIN2023
Demanda Media – Combustibles Medios



Referencia: (ETESA, 2023)

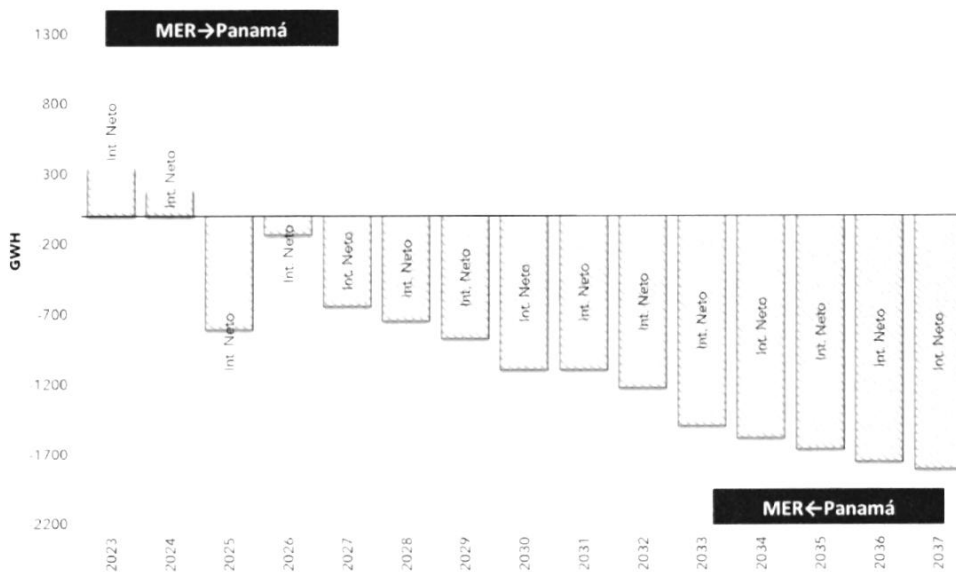
Handwritten signature





La entrada de los proyectos de GNL cuyo costo operativo disminuye sustancialmente el costo marginal hace que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando a los intercambios de energía con Centroamérica, aprovechando de esta manera el proyecto de interconexión SIEPAC cuya capacidad de intercambio es de 300 MW, una vez se completen los refuerzos necesarios. Para el periodo de estudio se presentan intercambios promedios norte-sur de 110.39 GWh y de sur-norte de 1068.89 GWh, promediando unos 958.51 GWh como intercambio neto en dirección sur-norte. El valor máximo de intercambio neto en un año es de 1809.52 GWh-año en dirección sur-norte, como se observa en el Gráfico 7. 33.

Gráfico 7. 33: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo B



Referencia: (ETESA, 2023)

En el Gráfico 7. 34 se puede apreciar la composición de la generación del sistema, quedando en evidencia los grandes aportes y dependencia que se tendría del plantel hidroeléctrico, con alrededor del 50% de participación en los primeros años de análisis.

El uso de hidrógeno como combustible en turbinas de gas, debido a su naturaleza más limpia y su potencial para reducir las emisiones de carbono, se

A

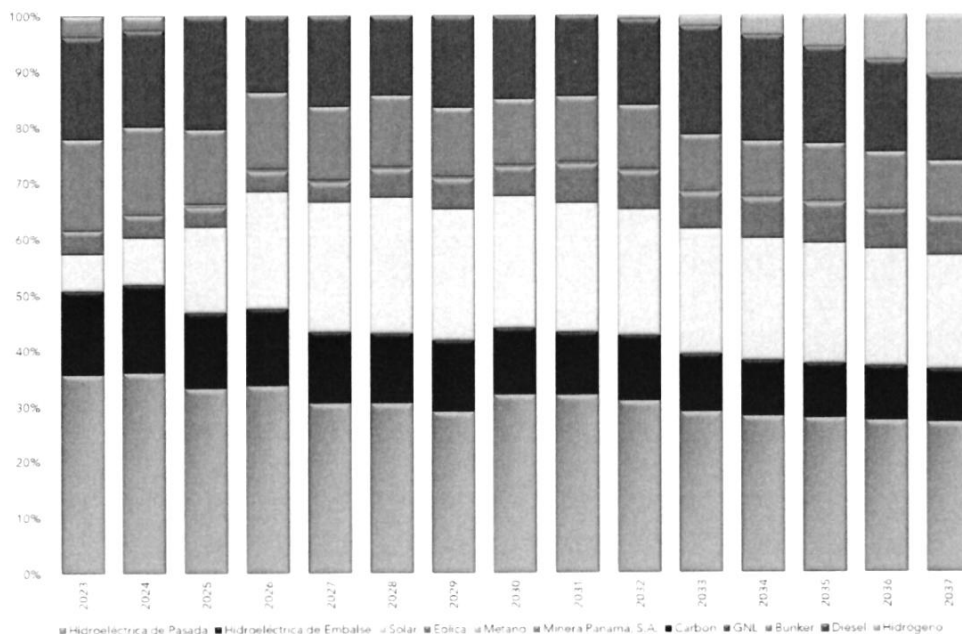




considera la opción de ser utilizado como mezclas de hidrógeno y gas natural, para hacer frente a las demandas de una transición hacia fuentes de energía más sostenibles, por lo que consideró este cambio a partir de 2032 en adelante.

Para este escenario donde la demanda es más baja debido al efecto de la eficiencia energética, también un aumento en la participación de la generación de energía solar y solar. Es importante destacar también la retirada de plantas termoeléctricas que utilizan combustibles líquidos. Cabe resaltar que la producción de Minera Panamá, S.A. incluye su consumo interno, el cual se estima según datos del agente en 1857 GWh anuales.

Gráfico 7. 34: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Alternativo B



Referencia: (ETESA, 2023)

En el Gráfico 7. 35 se ilustra cómo se genera la electricidad en el sistema interconectado nacional, y muestra cómo la demanda eléctrica es satisfecha por los proyectos presentados en el plan de expansión del escenario Alternativo B. Es notable que la demanda disminuye al final del periodo debido al efecto de la eficiencia energética, a pesar de también contar con la demanda por parte de movilidad eléctrica. Se mantiene también la creciente contribución de la

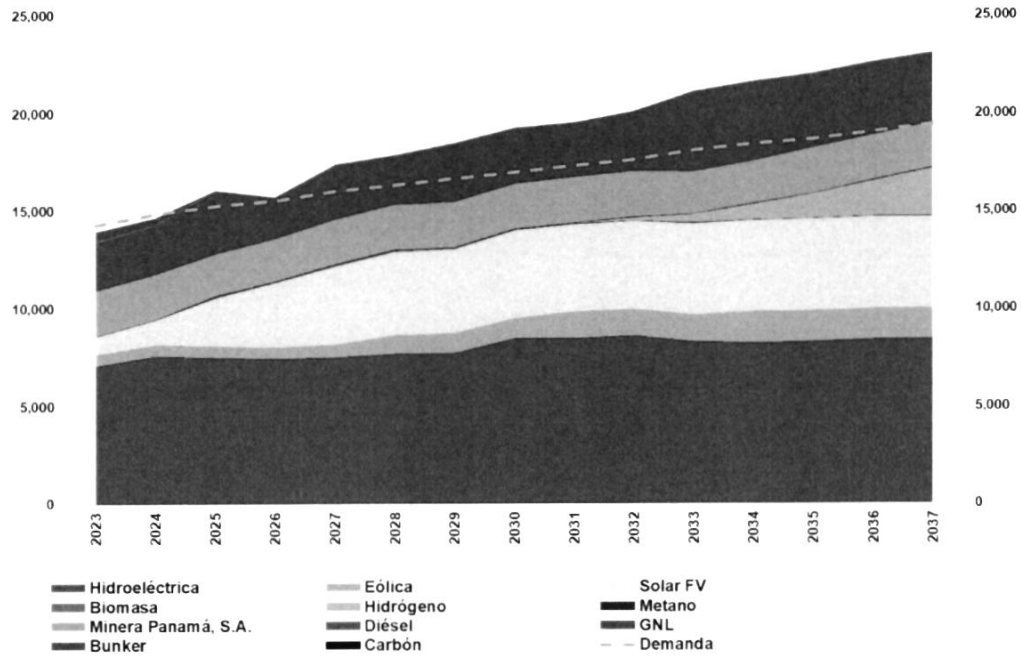
Handwritten signature





energía solar, y por otra parte se tiene la componente de turbinas con hidrógeno como combustible a partir del 2032.

Gráfico 7. 35: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo B



Referencia: (ETESA, 2023)

B





Tabla 7. 20: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del escenario Alternativo B

	Generación GWh				Total	Demanda	Porcentaje de Penetración			
	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Hidrógeno			Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Hidrógeno
2023	7,097.08	1,537.09	5,343.86	0.00	13,978.03	14,306.69	50.77%	11.00%	38.23%	0.00%
2024	7,604.25	1,866.87	5,206.92	0.00	14,678.03	14,850.20	51.81%	12.72%	35.47%	0.00%
2025	7,526.53	3,142.06	5,410.84	0.00	16,079.43	15,272.07	46.81%	19.54%	33.65%	0.00%
2026	7,468.85	3,963.62	4,288.69	0.00	15,721.17	15,553.99	47.51%	25.21%	27.28%	0.00%
2027	7,539.40	4,754.78	5,088.19	0.00	17,382.37	16,019.22	43.37%	27.35%	29.27%	0.00%
2028	7,720.24	5,323.47	4,806.75	0.00	17,850.46	16,313.02	43.25%	29.82%	26.93%	0.00%
2029	7,748.49	5,422.14	5,296.35	0.00	18,466.99	16,649.27	41.96%	29.36%	28.68%	0.00%
2030	8,499.18	5,611.50	5,123.00	0.00	19,233.69	16,959.47	44.19%	29.18%	26.64%	0.00%
2031	8,472.60	5,952.30	5,100.75	0.00	19,525.66	17,288.56	43.39%	30.48%	26.12%	0.00%
2032	8,608.97	5,972.45	5,378.55	141.59	20,101.57	17,622.07	42.83%	29.71%	26.76%	0.70%
2033	8,308.42	6,149.40	6,257.48	396.17	21,111.47	18,082.92	39.36%	29.13%	29.64%	1.88%
2034	8,258.67	6,347.93	6,242.69	771.93	21,621.23	18,432.57	38.20%	29.36%	28.87%	3.57%
2035	8,304.82	6,359.61	6,120.37	1,239.22	22,024.02	18,664.03	37.71%	28.88%	27.79%	5.63%
2036	8,402.86	6,356.84	6,043.51	1,803.12	22,606.33	19,037.83	37.17%	28.12%	26.73%	7.98%
2037	8,453.47	6,301.35	5,880.15	2,448.79	23,083.75	19,432.95	36.62%	27.30%	25.47%	10.61%

Referencia: (ETESA, 2023)





Resumen

Una vez que se realizan los análisis de los 4 escenarios propuestos, en la Tabla 7. 21 se muestran los costos de Inversión, Déficit, Operación y Costo Ambiental (por emisiones de CO₂) del presente Plan Indicativo de Generación, además de la diferencia en costo total de cada uno de los planes con respecto al escenario Tendencial.

El escenario Tendencial es el que presenta menor costos en general, ya que en este se contaba con las plantas ya existentes y el crecimiento natural de las tecnologías que se encuentran con licencias definitivas, por lo que la demanda no requirió altos costos de inversión en generación, y a pesar de que presentó déficit, este es abastecido por intercambios regionales, por otro lado mantuvo costos operativos bajos y a su vez costos ambientales bajos, esto último debido a las plantas solares, eólicas e hidroeléctricas de gran capacidad que hacen de este escenario el más económico de todos.

El costo de inversión del escenario de Alternativo A1 aumenta su costo de inversión ya que se han retirado plantas termoeléctricas de combustibles líquidos, la hidroeléctrica Changuinola II, por lo que esta falta ha requerido la inversión de centrales que suplan esa generación faltante, generalmente energía renovable y gas natural, y otra componente que es la inclusión de sistemas de almacenamiento por baterías. De igual manera se cuenta con el aumento de la capacidad de la línea de SIEPAC por lo que también existiría capacidad que pueda ser usada para exportación regional. Cada uno de estos puntos influyen en que el costo de operación.

Con respecto al escenario Alternativo A2, aparte de considerar todos los aspectos de los escenarios anteriores, se añade una demanda debido a la penetración de tecnologías de los vehículos eléctricos, sin embargo, la capacidad que se instalaría es suficiente para abastecer sin realizar inversiones extras, pero desde el punto de vista operativo, sí representa requerimientos que suplir en cuanto la generación eléctrica.

En el escenario Alternativo A3, su particularidad incorporada es la disminución de la demanda eléctrica por efectos de eficiencia energética, causando una disminución al punto de requerir menos inversiones que los escenarios Alternativo A1 y Alternativo A2, por otra parte, podemos reconocer una disminución del déficit y un menor costo de operación y ambiental.

AB





Finalmente, el escenario Alternativo B, el cual cuenta con la característica que las plantas termoeléctricas a gas natural sean reconvertidas para su utilización de hidrógeno verde, con la salvedad que tecnologías de turbinas a gas natural pueden operar con mezclas de hidrógeno y gas natural, motivando una disminución de las emisiones de costos ambientales.

Tabla 7. 21: Comparación de Costos por escenario

Costo	Escenario Tendencial	Escenario Alternativo A1	Escenario de Alternativo A2	Escenario de Alternativo A3	Escenario de Alternativo B
Inversión	3,849.32	4,729.68	4,729.68	4,674.21	5,057.88
Déficit	3.24	3.21	3.23	2.46	2.43
Operación	1,353.71	1,769.83	1,784.03	1,438.68	1,366.74
Ambiental	134.06	165.23	166.17	141.08	136.13
Total	5340.33	6667.95	6683.10	6256.43	6563.18
	Diferencia	24.9%	25.1%	17.2%	22.9%

Referencia: (ETESA, 2023)

El Gráfico 7. 36 muestra la comparación en los CMS de los cuatro escenarios estudiados, y en él se puede apreciar la variación que denota que los costos marginales de los escenarios Alternativos (A1, A2, A3 y B) son más altos que el escenario Tendencial. El comportamiento del CMS en los escenarios Alternativo A1 y Alternativo A2 son parecidos; ya que los efectos que causan en la demanda la incorporación de los prosumidores y baterías son moderado-bajo, por lo que los costos marginales se mantienen similares.

Por otro lado, se aprecia la diferencia de los CMS con respecto al escenario Alternativo A3, en donde la demanda baja, y se aprecia el impacto de la menor generación requerida para abastecer este escenario. En el escenario Alternativo B vemos como al final del periodo de estudio, del 2032 en adelante, los CMS bajan considerablemente debido a la tecnología para usar hidrógeno verde como combustible en centrales de generación. Cabe resaltar los proyectos de generación renovable que son incluidos en cada uno de estos escenarios y el impacto en la reducción de los costos marginales en el sistema interconectado nacional.

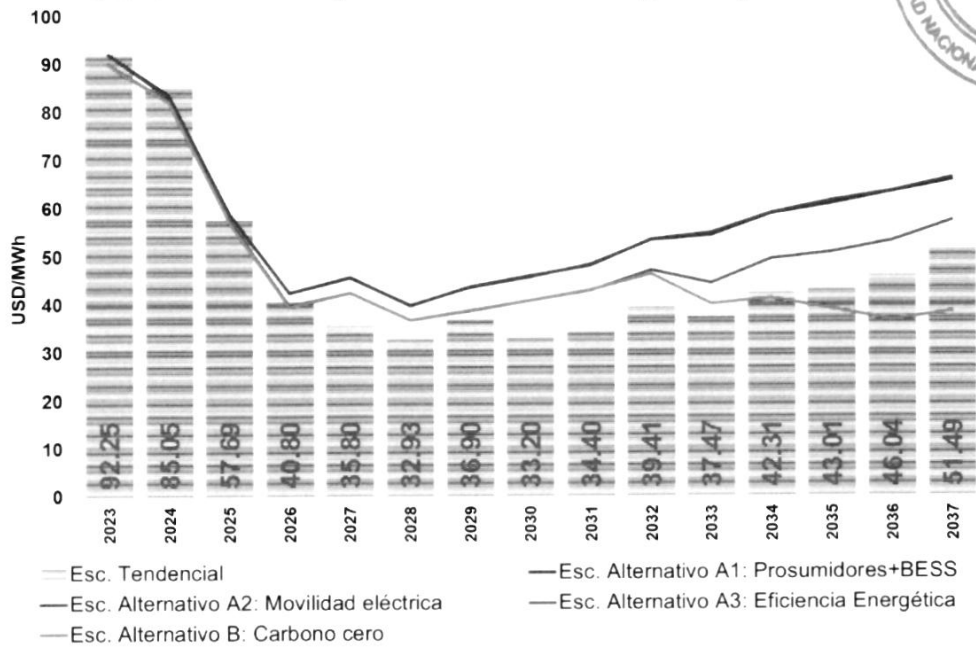
B





859

Gráfico 7. 36: Comparación de costos marginales por escenarios



Referencia: (ETESA, 2023)

B



08



CAPÍTULO VIII

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA-PANAMÁ

18



Gaceta Oficial Digital

Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO663E5B0E0B2CE** en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta



Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO663E5B0E0B2CE** en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

B





CAPÍTULO 8

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PANAMÁ - COLOMBIA (ICP)

Objetivo

La visión estratégica para el desarrollo del sector eléctrico en la región se orienta hacia la promoción de una integración energética transfronteriza, con la meta de impulsar la competitividad y la eficiencia de los países involucrados. Este enfoque no solo se anticipa a fortalecer el crecimiento económico sostenible, sino que también busca asegurar la seguridad energética continental. La estrategia se sustenta en la promoción de un abastecimiento energético que se caracteriza por su diversidad, fiabilidad, y respeto por el medio ambiente.

En esta línea, los países de Centroamérica y de la Comunidad Andina están realizando avances significativos hacia la integración energética. Se están promoviendo proyectos y marcos regulatorios que

facilitan la comercialización, exportación, importación y transporte de electricidad a través de y dentro de las fronteras nacionales. Un hito de esta dinámica es el fomento del proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, que simboliza un paso hacia la unificación energética de Centroamérica con la Comunidad Andina. La materialización de este proyecto abrirá las puertas a fuentes de generación más económicas, beneficiando directamente a los consumidores. Asimismo, permitirá la utilización óptima de los recursos energéticos y de la generación excedentaria, resultando en ahorros significativos en combustible, una notable reducción de emisiones contaminantes y un incremento en la confiabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos regionales.

Promotores del Proyecto

Desde el año 2003, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) de Panamá e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) de Colombia han

estado trabajando conjuntamente en el proyecto de interconexión eléctrica entre ambos países. Este esfuerzo ha contado con el apoyo no

179

Tomo II - Plan Indicativo de Generación
Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
PESIN 2023 -2037





solo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) sino también de la Corporación Andina de Fomento (CAF), reflejando un compromiso regional por la sostenibilidad energética. Los estudios realizados, destinados a confirmar la viabilidad del proyecto, han incluido una serie de consultorías especializadas que abarcan desde la ingeniería básica y de detalle hasta el diagnóstico ambiental de alternativas, estudios de impacto ambiental, inspección marina y análisis de viabilidad económica y financiera. Además, se ha trabajado en la formulación de un plan de negocios sólido que guiará la estructuración y ejecución del proyecto.

Descripción del Proyecto

El proyecto consiste en una línea de transmisión eléctrica que conecta la subestación Panamá II, ubicada en la Provincia de Panamá, con la subestación Cerromatoso en el Departamento de Córdoba, Colombia. Esta infraestructura será implementada utilizando la tecnología HVDC (transmisión de energía en corriente directa), destacada por sus considerables beneficios en términos técnicos, económicos y ambientales.

La longitud proyectada de la línea es de aproximadamente 500 kilómetros (km), con una capacidad

En cuanto a los patrocinadores, ETESA es una empresa estatal panameña, que se encarga del transporte de energía eléctrica en alta tensión, operando el sistema y administrando el mercado mayorista de electricidad en Panamá. Por otro lado, ISA es una empresa de economía mixta con una trayectoria de más de 55 años y cuyos accionistas mayoritarios son entidades estatales y públicas colombianas, aunque también incluye participación privada. ISA tiene una amplia presencia en Latinoamérica, donde desempeña un papel crucial en los sectores de energía eléctrica, infraestructura vial, telecomunicaciones y TIC, contribuyendo significativamente al desarrollo y bienestar regional.

de transmisión de 400 Megavatios (MW) y un nivel de tensión de 300 kilovoltios (kV). En la Figura 8. 1 se presenta el corredor de ruta propuesto para la interconexión, la cual se compone de tres segmentos diferenciados: dos tramos terrestres, de 150 km en Colombia y 220 km en Panamá, y un tramo marino de 130 km que une ambos corredores. Los puntos de transición entre los segmentos terrestres y marino se localizan en Necoclí, Departamento de Antioquia, Colombia, y en la comunidad de Mulatupu, Comarca Guna Yala, Panamá. En cada extremo de la interconexión se



A

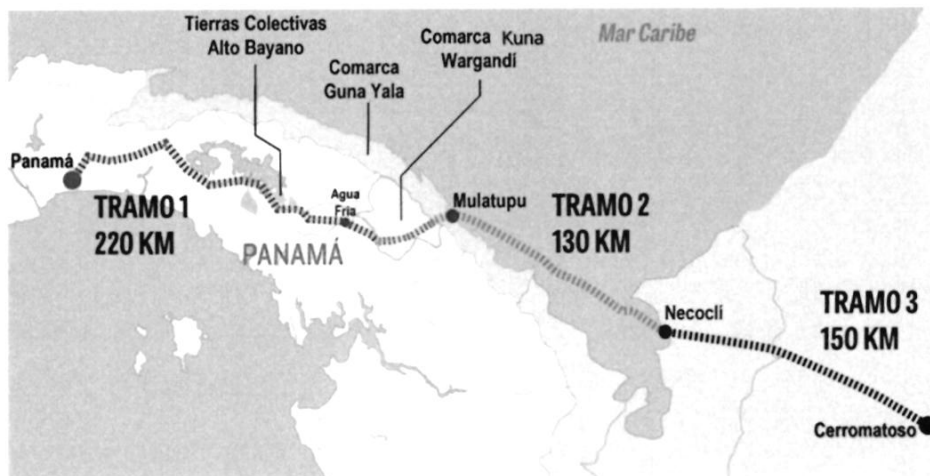




sitúan las estaciones convertidoras, encargadas de transformar la

energía de corriente alterna (AC) a corriente directa (DC).

Figura 8. 1 Trazado previsto de la interconexión entre Panamá II y Cerromatoso



Referencia: (ICP, 2023)

Beneficios del Proyecto

La interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia emerge como una iniciativa estratégica que transforma a Panamá en un hub energético, aprovechando las sinergias regionales para importar o exportar energía de acuerdo con las variaciones del mercado, fomentando la eficiencia y el desarrollo sostenible. Este esquema de intercambio no solo proporciona una barrera contra el incremento de tarifas eléctricas, sino que también promueve la estabilidad económica, ofreciendo a hogares y empresas

panameños un acceso más asequible y predecible a la energía. La integración de fuentes de energía renovable es un pilar central del proyecto, con la ventaja de disminuir las emisiones de CO2 y potencialmente reducir los costos eléctricos al utilizar recursos energéticos más económicos y sustentables. Además, la interconexión aprovecha las diferencias y complementariedades entre las matrices energéticas de ambos países, como la combinación de energía solar, eólica e hidráulica,

Handwritten signature or mark





asegurando un suministro continuo y diversificado. Esta red interconectada también brinda una capa adicional de seguridad ante posibles fallos o contingencias en el sistema de un país, permitiendo un flujo de energía desde el socio interconectado para mantener la continuidad y la resiliencia del suministro. Más allá de los beneficios económicos y energéticos, el proyecto lleva consigo un fuerte compromiso con

la responsabilidad social y ambiental, ofreciendo beneficios directos a las comunidades cercanas al proyecto mediante programas sociales complementarios, educativos y de desarrollo de habilidades, oportunidades de empleo y acciones de protección ambiental, asegurando que el progreso técnico vaya de la mano con el avance social y la sostenibilidad ambiental.



Ventajas Técnicas del Proyecto

La tecnología de Corriente Directa (HVDC) seleccionada para la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia supera a las soluciones tradicionales en corriente alterna de alta tensión (HVAC) en varios aspectos clave. HVDC permite una transmisión de energía más estable y sin las oscilaciones inter-área asociadas con HVAC, mejorando el amortiguamiento y la estabilidad general de los sistemas eléctricos. Además, ofrece un control refinado y flexible sobre las transferencias de potencia entre naciones con sistemas eléctricos distintos, como es el caso entre Panamá y Colombia, facilitando un intercambio energético más eficiente y fiable.

La implementación de HVDC se destaca igualmente por su viabilidad económica y un impacto

ambiental y social reducido, al necesitar menos espacio para las servidumbres de paso. Esta tecnología no solo se adapta mejor a la diversidad ecológica y los retos geográficos, sino que también proporciona ventajas técnicas como control dinámico de voltaje, capacidad de recuperación rápida tras fallos, amortiguación de oscilaciones, filtrado de armónicos, equilibrio de fases y regulación de frecuencia. Estas funciones mejoran notablemente la confiabilidad y resiliencia de la red eléctrica, mejoran la calidad de la energía y facilitan una integración más armónica con otros sistemas energéticos y recursos conectados, alineando el proyecto con las normativas internacionales y las últimas innovaciones del sector energético.





Ventajas Económicas del Proyecto

La integración regional entre Panamá y Colombia es un catalizador para la optimización de recursos y una asignación de costos más eficiente, lo que repercute favorablemente en el progreso social y económico de ambos países. Esta interconexión no solo facilita una valiosa ruta de exportación de energía, maximizando el potencial de la oferta energética existente, sino que también abre nuevas avenidas comerciales para los participantes de la industria. Con la interconexión, ambas naciones pueden acceder a generación de energía a costos competitivos, situada más allá de sus

fronteras, lo que no solo promueve una disminución en los precios de la energía a mediano plazo y genera ahorros significativos en el consumo de combustibles fósiles, sino que también ayuda a minimizar las emisiones de CO2 y los vertimientos de energía, alineando las prácticas energéticas con los objetivos de sostenibilidad ambiental. Este proyecto es clave para elevar la calidad del servicio eléctrico, incrementar la confiabilidad de los sistemas de energía y garantizar un apoyo mutuo esencial en situaciones de contingencia.

Avances en la Ejecución del Proyecto

El proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia se aproxima a la conclusión de su fase de viabilización. Los estudios técnicos y ambientales están avanzando hacia su finalización, mientras que los reguladores ASEP de Panamá y CREG de Colombia progresan en la elaboración de un esquema de armonización regulatoria. Dicho esquema se concretará conforme a lo previsto en el Acuerdo Presidencial de 2019 y establecerá un marco regulatorio armonizado para la interconexión. En un esfuerzo paralelo, y con el

apoyo del BID Invest a través de una Cooperación Técnica Reembolsable, ICP está evaluando estrategias financieras con la asesoría de una banca de inversión, con el fin de definir una estructura financiera que permita el cierre financiero y el avance del proyecto. Se anticipa que todos los estudios pertinentes, incluyendo las consultas con las comunidades indígenas y las acciones relacionadas con la viabilidad financiera, se completarán para el primer semestre de 2024.

A





Simulación

Las simulaciones de la operación y expansión de los sistemas se realizaron con el Modelo SDDP, utilizando la base de datos de Panamá - Centroamérica y de Colombia, las cuales se modificaron e integraron para representar los escenarios de interés y la capacidad definida para el Proyecto de Interconexión Colombia - Panamá.

Los resultados se procesaron para obtener los intercambios de electricidad y los Costos Marginales de Demanda (CMS). Se procesaron resultados medios y probabilísticos obtenidos de las simulaciones realizadas bajo 100 series hidrológicas igualmente probables

Escenario con Colombia

Se han llevado a cabo simulaciones avanzadas de los sistemas eléctricos interconectados de Colombia, Panamá y el resto de Centroamérica. El objetivo es actualizar los análisis energéticos y evaluar los beneficios del proyecto de Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá. Estas simulaciones asumen una capacidad de transporte de 400 MW, conforme a las especificaciones del proyecto, y contemplan julio de 2026 como la fecha estimada para el inicio de operaciones. Las definiciones y la estandarización de los criterios para posibilitar las simulaciones ha sido

a nivel mensual durante el período de estudio.

Para la representación del mercado eléctrico tanto de Panamá como de Colombia, ETESA y UPME han venido trabajando de manera coordinada en los análisis de expansión, simulando el proyecto de interconexión eléctrica desde cada país, bajo criterios homologados. Además de la base de datos unificada, las dos entidades establecieron un criterio común para el cálculo y evaluación del proyecto asociados a la demanda, con el propósito de identificar las obras requeridas en cada país y su inclusión en el plan de expansión.

realizado en colaboración estrecha y coordinada con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de Colombia.

Según se evidencia en el Gráfico 8.1, la puesta en marcha del Proyecto de Interconexión Colombia-Panamá, con la mencionada capacidad de intercambio, incidiría en una alteración del Costo Marginal del Sistema (CMS). Este cambio es el resultado directo de los intercambios energéticos que se facilitarían con la activación de la interconexión, creando un puente






entre los sistemas eléctricos Andino y Centroamericano. Los resultados muestran una disminución palpable en el costo marginal, reflejando la eficiencia y beneficios económicos que aportaría la interconexión al mercado energético regional.

A partir de las simulaciones efectuadas para cada una de las 100 series hidrológicas generadas mensualmente y durante el período de estudio, se pudo determinar la frecuencia en la que ocurre intercambio de energía entre Colombia y Panamá y viceversa.

El Gráfico 8.2 proporciona, de manera visual, los resultados al respecto, en donde se puede evidenciar que en la dirección

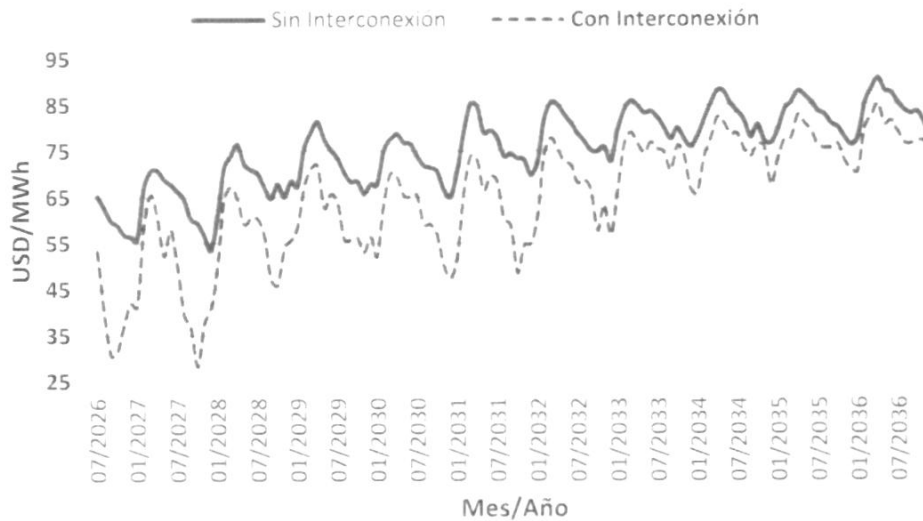
Colombia-Panamá hay casi siempre transferencia de energía con relativa independencia de la condición hidrológica de los dos países.

El Gráfico 8.3 destaca la estacionalidad de las transferencias energéticas entre Colombia y Panamá. Aunque predominan los flujos de energía de Colombia hacia Panamá, el análisis del período evaluado revela que también se producen transferencias significativas desde Panamá hacia Colombia.



868

Gráfico 8. 1: Costos Marginales de Panamá.



Referencia: (ETESA, 2023)

B





186

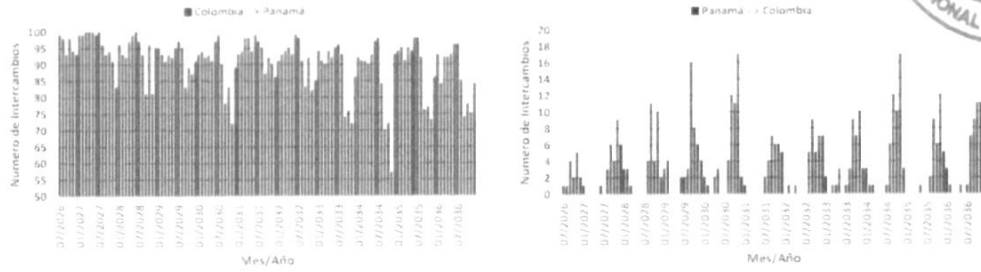
Tomo II - Plan Indicativo de Generación
Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
PESIN 2023 -2037

B





Gráfico 8. 2: Cantidad de Intercambios en el escenario con Interconexión

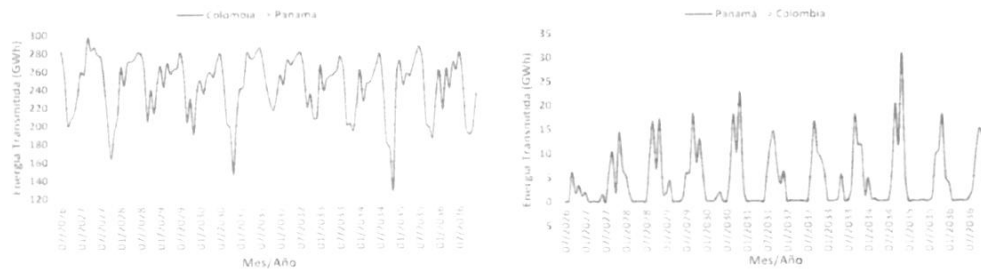


Referencia: (ETESA, 2023)

El Gráfico 8.4 ofrece una representación gráfica del porcentaje de ocupación de la interconexión y su promedio a lo largo del período estudiado. Los elevados índices de ocupación subrayan la utilidad de la

interconexión para ambos mercados, evidenciando su importancia al facilitar las transferencias de energía entre los dos países.

Gráfico 8. 3: Intercambios Mensuales PA-CO en el escenario con Interconexión.



Referencia: (ETESA, 2023)

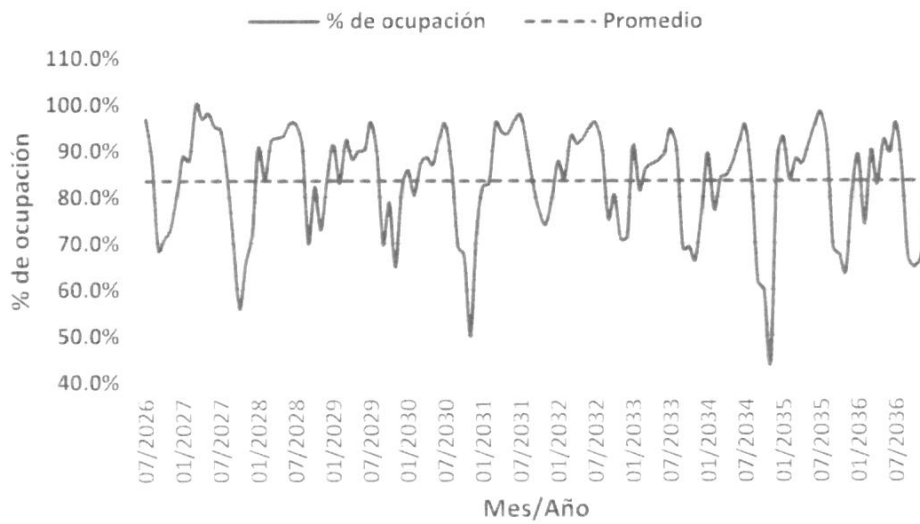
A





871

Gráfico 8. 4: Porcentaje de ocupación de la interconexión.



Referencia: (ETESA, 2023)

Handwritten signature





El presente documento forma parte de un expediente de carácter confidencial.

B



09



CAPÍTULO IX

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

AB





El presente documento se encuentra disponible en formato digital en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa

B





CAPÍTULO 9

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las políticas o criterios indicados por la Secretaría Nacional de Energía nos indica que debemos garantizar el suministro energético, cumpliendo con los límites de déficit para la energía y también, manteniendo una reserva rodante mínima, correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculado por el CND. Además, las políticas energéticas a nivel mundial indican que se debe garantizar el suministro de energía, aun, con los recientes e inmediatos cambios climáticos. El Plan Indicativo de Generación muestra el comportamiento de acuerdo, a las decisiones de inversión de los agentes privados. Por esta razón los escenarios de expansión de generación contemplan los proyectos que informaron los agentes generadores en 2023. Es importante garantizar la diversificación de la matriz energética incentivando la instalación de fuentes de generación eficiente y económicamente factible, es decir, nuevas fuentes renovables y no convencionales que contribuyan a la disminución en el CMS. Las sensibilidades planteadas en este informe son aquellas consideradas de mayor importancia ante cambios

imprevistos en el Plan de Expansión. En especial, al posible impacto en los proyectos en el corto Plazo, como el atraso en la incorporación de los proyectos de mayor magnitud y variaciones en los precios de los combustibles. En base al análisis de las proyecciones del modelo, en el periodo de corto plazo la inserción no controlada de tantos proyectos renovables no convencionales en fase de construcción o en etapa avanzada de desarrollo y proyectos termoeléctricos de gas natural, impide la optimización del plantel en expansión en dicho periodo. En un escenario donde hay alta componente renovables se debe contar con plantas termoeléctricas de respuesta inmediata, las cuales suelen ser de bajos costos de inversión, pero con muy elevados costos operativos para abastecer la demanda. Por último, se analizaron todos los escenarios con la interconexión con Centroamérica, considerando la interconexión con una capacidad de 600 MW a partir del año 2027 para el caso del SIEPAC II (300 MW) el cual es considerado desde un principio alcanzando su 100 % de capacidad, tomando que para el inicio del proyecto los países han logrado concluir todos los refuerzos necesarios para el desarrollo





completo del Mercado Eléctrico Regional. Es necesario hacer notar que, aunque existen considerables incertidumbres sobre los planes de expansión de los otros países centroamericanos, es obvio el beneficio para Panamá de la interconexión regional, ya que como se ha observado, le ofrece respaldo en épocas de baja confiabilidad y durante eventos imprevistos de gran magnitud. La diversidad de nuevas tecnologías disponibles en las centrales de generación, bajo una correcta utilización de los recursos naturales para generación eléctrica, añadido a la capacidad de interconexión regional, le brindan al país una soberanía para garantizar cubrir la creciente demanda eléctrica de nuestro país.





REFERENCIAS

- Isothermal Compressed Air Energy Storage. (2012, Octubre). Retrieved from <https://www.energy.gov/sites/prod/files/SustainX.pdf>
- Análisis de la Demanda PESIN . (2018).
- Ars Technica. (2017, Enero 31). *A look at the new battery storage facility in California built with Tesla Powerpacks*. Retrieved from <https://arstechnica.com/information-technology/2017/01/a-look-at-the-new-battery-storage-facility-in-california-built-with-tesla-powerpacks/>
- AUTOMOTIVE BLOG. (2019, Febrero 26). *AUTOMOTIVE BLOG*. Retrieved from <https://www.bosch-automotive.es/baterias-de-litio-para-placas-solares/>
- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. (2023, Junio). *Listado de Licencias*. Retrieved from https://www.asep.gob.pa/?page_id=12866
- Carrera por Energía Solar Espacial. (2017, Febrero 24). Retrieved from Proyectos FSE: <http://www.proyectorfse.mx/2016/10/05/la-carrera-por-la-energia-solar-espacial/>
- Centro Nacional de Despacho / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration. (2023). *Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2023*.
- Centro Nacional de Despacho. (2022, Diciembre). *Informe de Generación Mensual - 2022*. Retrieved from <https://www.cnd.com.pa/index.php/informes/categoria/informes-de-mercado?tipo=88&anio=2022>
- Chemical Glossary. (2017, Agosto 29). *Lead-acid battery*. Retrieved from <https://glossary.periodni.com/glossary.php?en=lead-acid+battery>
- CNE, C. N. (2021). *PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE EL SALVADOR 2021-2031*. El Salvador.
- Deutsche Welle. (2016, Junio 15). *Hydrogen and wind: Allies for sustainable energy*. Retrieved from <http://www.dw.com/en/hydrogen-and-wind-allies-for-sustainable-energy/a-19330382>
- E&I Consulting. (n.d.). Retrieved from <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-benefits/benefit-categories/grid-operations-benefits>
- Ecovive. (2018, Enero). Retrieved from <https://www.envinergy.com/hidroelectricidad/funcionamiento-s816.html>
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica. (2018, Febrero). *Plan de Expansión - Escenario sin Carbón de Noviembre de 2016 (modificado en febrero de 2018)*. Honduras.





- Energy Sources and Energy Use. (2018). Retrieved from <https://www.nationalgeographic.org/activity/energy-sources-and-energy-use/>
- Energy Storage News. (2019, Febrero 8). *Energy Storage News*. Retrieved from <https://www.energy-storage.news/news/uae-integrates-648mwh-of-sodium-sulfur-batteries-in-one-swoop>
- Energy Storage Technologies in the Electricity grid. (2017, Septiembre). Retrieved from <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/12027/396460.pdf?sequence=1>
- Energy Storage Toolbox. (2018). *Energy Storage Toolbox*. Retrieved from <https://estoolbox.org/index.php/8-samples/8-tes-introduction>
- ENGIMIA. (2019). *Energías renovables marítimas, el potencial de los mares y océanos*. Retrieved from <https://engimia.com/blog/energias-renovables-maritimas-el-potencial-de-los-mares-y-oceanos>
- ETESA. (2023).
- ETESA. (2023). *Tomo I - Estudios Básicos 2023-2037*.
- ETESA. (2023). *Tomo I - Proyección de la Demanda 2023-2037*.
- ETESA. (n.d.). *Plan de Expansión 2020, Tomo I: Estudios Básicos / Plan de Expansión 2022, Tomo I: Estudios Básicos*. Panamá.
- ETESA. (n.d.). *Plan de Expansión 2020, Tomo II: Plan Indicativo de Generación 2020-2034 / Plan de Expansión 2022, Tomo II: Plan Indicativo de Generación 2022-2036*. Panamá.
- EV Lithium. (n.d.).
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. (n.d.). *Power to Gas*. Retrieved from <https://www.ise.fraunhofer.de/en/business-areas/hydrogen-technologies/hydrogen-production-by-water-electrolysis/power-to-gas.html>
- g. (n.d.).
- Grid Scale Energy Storage Systems. (n.d.). Retrieved from https://www.mpoweruk.com/grid_storage.htm
- Grid Scale Energy Storage Systems. (https://www.mpoweruk.com/grid_storage.htm).
- IBM. (2012, Abril 20). *IBM Battery 500 - IBM creates breathing, high-density, light-weight lithium-air battery*. Retrieved from <http://www.extremetech.com/computing/126745-ibm-creates-breathing-high-density-light-weight-lithium-air-battery>
- ICE, I. C. (abril 2021). *PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION ELECTRICA 2020-2035*. San José, Costa Rica. Retrieved from Grupo ICE: <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/d91d6f4f-6619-4a2f-834f-6f5890eebb64/PLAN+DE+EXPANSION+DE+LA+GENERACION+2018-2034.pdf?MOD=AJPERES&CVID=mleNZKV>

A





- Información de Agentes Panamá. (2023, Mayo).
- Información de Agentes Panamá. (2023, Mayo).
- Información de Agentes Panamá, 2023. (n.d.).
- International Electrotechnical Commission. (2011). *Electrical Energy Storage*. Retrieved from <http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>
- International Fleet World. (2018, Septiembre). Retrieved from <https://internationalfleetworld.com/whatever-happened-to-hydrogen/>
- Irena Electricity Storage Cost. (2017). Retrieved from https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf
- IRHE. (1985). Estudios de Turba.
- Kawasaki. (2018). *Battery Energy Storage System - GIGACELL - Frequently Asked Questions*. Retrieved from http://global.kawasaki.com/en/energy/solutions/battery_energy/questions/index.html
- Kim, K. J., Park, M.-S., Kim, Y.-J., Kim, J. H., Dou, S., & Skyllas-Kazacos, M. (2015, Junio 9). *A technology review of electrodes and reaction mechanisms in vanadium redox flow batteries*. Retrieved from <http://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2015/ta/c5ta02613j/unauth#!divAbstract>
- Laboratory National Renewable Energy. (2019). Retrieved from <https://www.nrel.gov/news/features/2019/beneath-solar-panels-the-seeds-of-opportunity-sprout.html>
- Leadbetter, J., & Swan, L. G. (2012, Octubre 15). *Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity*. Retrieved from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775312009500>
- MEM, M. d. (febrero 2022). *PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION ELECTRICA DE 2021-2035*. Nicaragua.
- Millennium Energy Systems. (2016). *Colector Solar Fresnel*. Retrieved from <http://www.millenniumenergies.com/wp-content/uploads/2016/02/FICHA-FRESNEL-MES.pdf>
- Murata. (n.d.). *The Structure and Principle of Electrical Double Layer Capacitor*. Retrieved from <https://www.murata.com/en-us/products/capacitor/edlc/techguide/principle>
- National Renewable Energy Laboratory. (2011). *Life Cycle Assessment Harmonization*. Retrieved from <https://www.nrel.gov/analysis/life-cycle-assessment.html>
- National Renewable Energy Laboratory. (2013, Enero). *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation*. Retrieved from <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57187.pdf>
- Neoen - Hornsdale Power Reserve. (2018, Enero 24). *Hornsdale Power Reserve*. Retrieved from <https://hornsdalepowerreserve.com.au/>

B





- New Energy and Fuel. (2010, Junio 15). *Wind to Fertilizer Construction Begins*. Retrieved from <https://newenergyandfuel.com/http://newenergyandfuel.com/2010/06/15/wind-to-fertilizer-construction-begins/>
- Nomura, S. (2015). *Store Electricity! - Opening of Energy Technology by Zero Electrical Resistance*. Retrieved from <http://www.meiji.ac.jp/cip/english/frontline/nomura/index.html>
- Nuclear Power. (2014). *BWR - Boiling Water Reactor*. Retrieved from <https://www.nuclear-power.net/bwr-boiling-water-reactor/>
- Nuclear Power. (2014). *Nuclear Power Plant*. Retrieved from <https://www.nuclear-power.net/nuclear-power-plant/>
- ODS, O. D. (febrero 2022). *Plan Indicativo de Expansión de la Generación del Sistema Interconectado Nacional 2022-2031*. Honduras.
- Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (2013, Agosto). *Linear Concentrator System Basics for Concentrating Solar Power*. Retrieved from <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/linear-concentrator-system-basics-concentrating-solar-power>
- Paludea, Central Hidroeléctrica. (2015, Enero 29). *Zeco*. Retrieved from <https://www.zeco.it/zeco-turbinas/tornillo-de-archimedes?lang=es>
- Plataforma Solar de Almería. (2014, Marzo 7). Retrieved from <https://novapolis.es/la-psa-coordina-la-implantacion-de-la-energia-solar-de-concentracion-en-europa/>
- Powerthru. (2016). *Carbon Fiber Flywheel Technology for Government Applications*. Retrieved from http://www.powerthru.com/carbon_fiber_flywheel_technology.html
- Reactor Heavy Water. (2016). Retrieved from <https://askeyphysics.org/2016/05/14/516-520-wkepowertorque/candu-reactor-schematic/>
- Saur Energy. (2019, Febrero 6). Retrieved from <https://www.sauenergy.com/solar-energy-news/abu-dhabi-commissions-worlds-largest-storage-battery>
- Sistemas de Almacenamiento de Energía. (2016, Julio). *uvadoc*. Retrieved from <https://uvadoc.uva.es/bitstream/10324/18325/1/TFG-P-432.pdf>
- Storage Battery Solutions, LLC. (2018). *Stationary / Standby Power*. Retrieved from <http://www.sbsbattery.com/products-services/by-application/stationary-standby-power.html>
- The Agency for Science, Technology and Research. (2017, Enero 14). *A breath of fresh air: Improving zinc-air batteries*. Retrieved from <https://www.sciencedaily.com/releases/2017/01/170114191153.htm>
- U.S. Department of Energy - Energy Information Administration. (n.d.). *Annual Energy Outlook 2023 / Annual Energy Outlook 2023*.
- U.S. Department of Energy - U.S. Energy Information Administration. (n.d.).

AB





- Universidad de Valladolid. (2016). *Sistemas de Almacenamiento de Energía*. Retrieved from <https://uvadoc.uva.es/bitstream/10324/18325/1/27EG-P-432.pdf>
- Universidad Distrital Francisco José de Caldas. (2015). *ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE BATERÍAS*. Retrieved from <http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/3663/1/ANA%CC%81LISIS%20TE%CC%81CNICO%20DE%20LOS%20DIFERENTES%20TIPOS%20DE%20BATERI%CC%81AS%20COMERCIALMENTE%20DISPONIBLES%20PARA%20SU%20INTEGRACION%20EN%20EL%20PROYECTO%20DE%20UNA%20MICRORRED%20AI>
- University of Southern California. (2010, Noviembre 10). *Get That "Just Right" Feel: Incorporating Phase Change Materials Into Textiles*. Retrieved from <http://illuminate.usc.edu/2/get-that-34just-right34-feel-incorporating-phase-change-materials-into-textiles/>
- UPEM, U. d. (2022). *PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACION 2022-2052*. Guatemala.
- UTNBA. (n.d.). *Aprovechamiento de la Energía Undimotriz*. Retrieved from <https://docplayer.es/9771882-Aprovechamiento-de-la-energia-undimotriz.html>



**PEI
2024**



TOMO III

ANEXO I

PLAN DE INVERSIONES





LLUV 2023	SEC 2024	LLUV 2024	SEC 2023
EOL	EOL	EOL	EOL
SOL	SOL	SOL	SOL
MINI HIDRO	MINI HIDRO	MINI HIDRO	MINI HIDRO
HIDRO PAS	HIDRO PAS	HIDRO PAS	HIDRO PAS
HIDRO REG-HOR	HIDRO REG-HOR	HIDRO REG-HOR	HIDRO REG-HOR
CAD	CAD	CAD	CAD
CPAT	CPAT	CPAT	CPAT
PUR	PUR	PUR	PUR
FOR	CNO 3+1A	FOR	GATUN 2+1A
BAY	CNO 3+1B	BAY	GATUN 1+1A
MIRG9	CNO 2+1A	GATUN 2+1A	GATUN 1+1B
MIRG10	CON 2+1B	GATUN 1+1A	GATUN 2+1B
CNO 3+1A	CNO 3+1C	GATUN 1+1B	CNO 3+1A
CNO 3+1B	CNO 2+1C	GATUN 2+1B	CNO 3+1B
CNO 2+1A	CNO 1+1A	CNO 3+1A	CNO 2+1A
CON 2+1B	CNO 1+1B	CNO 3+1B	GATUN 1+1C
CNO 3+1C	CNO 1+1C	CNO 2+1A	CON 2+1B
CNO 2+1C	CNO 3+1D	GATUN 1+1C	CNO 3+1C
CNO 1+1A	FOR	CON 2+1B	CNO 2+1C
CNO 1+1B	CNO 2+1D	CNO 3+1C	CNO 1+1A
PAM2	BAY	CNO 2+1C	CNO 1+1B
GIR	CNO 1+1D	CNO 1+1A	CNO 1+1C
CNO 1+1C	MIRG9	CNO 1+1B	CNO 3+1D
CNO 3+1D	MIRG10	CNO 1+1C	CNO 2+1D
CNO 2+1D	PAM2	CNO 3+1D	CNO 1+1D
CNO 1+1D	GIR	CNO 2+1D	FOR
CAT	CNO 3TG - 100%	CNO 1+1D	BAY
PAC	CNO 2TG - 100%	MIRG9	MIRG9
CNO 3TG - 100%	CNO 1TG - 100%	MIRG10	MIRG10
PAM	CNO 3TG - 85%	CNO 3TG - 100%	CNO 3TG - 100%
CNO 2TG - 100%	CNO 2TG - 85%	CNO 2TG - 100%	CNO 2TG - 100%
CNO 1TG - 100%	CNO 1TG - 85%	CNO 1TG - 100%	CNO 1TG - 100%
CNO 3TG - 85%	CNO 3TG - 75%	CNO 3TG - 85%	CNO 3TG - 85%
CNO 2TG - 85%	CNO 2TG - 75%	PAM2	CNO 2TG - 85%
CNO 1TG - 85%	CNO 1TG - 75%	GIR	CNO 1TG - 85%
CNO 3TG - 75%	CAT	CNO 2TG - 85%	PAM2
CNO 2TG - 75%	PAC	CNO 1TG - 85%	GIR
CNO 1TG - 75%	CNO 3TG -52%	CNO 3TG - 75%	CNO 3TG - 75%
TROT	PAM	CNO 2TG - 75%	CNO 2TG - 75%
TCO CC	CNO 2TG -52%	CNO 1TG - 75%	CNO 1TG - 75%
CNO 3TG -52%	CNO 1TG -52%	PAC	CNO 3TG -52%
CNO 2TG -52%	TROT	CNO 3TG -52%	PAC
CNO 1TG -52%	TCO CC	CNO 2TG -52%	CNO 2TG -52%
TCO TG1	BLMG8	CNO 1TG -52%	CNO 1TG -52%

A





TCO TG2	TCO TG1	PAM	PAM
BLMG8	TCO TG2	TROT	TROT
BLMG5	BLMG5	TCO CC	TCO CC
BLMG6	BLMG6	TCO TG1	TCO TG1
MIRG5	MIRG5	TCO TG2	TCO TG2
		BLMG5	BLMG5
		MIRG5	MIRG5

A





LLUV 2025	SEC 2026	LLUV 2026
EOL	EOL	EOL
SOL	SOL	SOL
MINI HIDRO	MINI HIDRO	MINI HIDRO
HIDRO PAS	HIDRO PAS	HIDRO PAS
HIDRO REG-HOR	HIDRO REG-HOR	HIDRO REG-HOR
CAD	CAD	CAD
CPAT	CPAT	CPAT
PUR	PUR	PUR
FOR	GATUN 2+1A	FOR
BAY	GATUN 1+1A	BAY
GATUN 2+1A	GATUN 1+1B	GATUN 2+1A
GATUN 1+1A	GATUN 2+1B	GATUN 1+1A
GATUN 1+1B	CNO 3+1A	GATUN 1+1B
GATUN 2+1B	CNO 3+1B	GATUN 2+1B
CNO 3+1A	CNO 2+1A	CNO 3+1A
CNO 3+1B	GATUN 1+1C	CNO 3+1B
CNO 2+1A	CON 2+1B	CNO 2+1A
GATUN 1+1C	CNO 3+1C	GATUN 1+1C
CON 2+1B	CNO 2+1C	CON 2+1B
CNO 3+1C	CNO 1+1A	CNO 3+1C
CNO 2+1C	CNO 1+1B	CNO 2+1C
CNO 1+1A	CNO 1+1C	CNO 1+1A
CNO 1+1B	CNO 3+1D	CNO 1+1B
CNO 1+1C	CNO 2+1D	CNO 1+1C
CNO 3+1D	CNO 1+1D	CNO 3+1D
CNO 2+1D	FOR	CNO 2+1D
CNO 1+1D	BAY	CNO 1+1D
CNO 3TG - 100%	MIRG9	CNO 3TG - 100%
CNO 2TG - 100%	MIRG10	CNO 2TG - 100%
CNO 1TG - 100%	CNO 3TG - 100%	CNO 1TG - 100%
CNO 3TG - 85%	CNO 2TG - 100%	CNO 3TG - 85%
CNO 2TG - 85%	CNO 1TG - 100%	CNO 2TG - 85%
CNO 1TG - 85%	CNO 3TG - 85%	CNO 1TG - 85%
MIRG9	CNO 2TG - 85%	MIRG9
CNO 3TG - 75%	CNO 1TG - 85%	CNO 3TG - 75%
CNO 2TG - 75%	PAM2	CNO 2TG - 75%
MIRG10	GIR	MIRG10
CNO 1TG - 75%	CNO 3TG - 75%	CNO 1TG - 75%
PAM2	CNO 2TG - 75%	PAM2
GIR	CNO 1TG - 75%	GIR
CNO 3TG - 52%	CNO 3TG - 52%	CNO 3TG - 52%
CNO 2TG - 52%	PAC	CNO 2TG - 52%
CNO 1TG - 52%	CNO 2TG - 52%	CNO 1TG - 52%
PAC	CNO 1TG - 52%	PAC

B





PAM	PAM	PAM
TROT	TROT	TROT
TCO CC	TCO CC	TCO CC
TCO TG1	TCO TG1	TCO TG1
TCO TG2	TCO TG2	TCO TG2
BLMG5	BLMG5	BLMG5
MIRG5	MIRG5	MIRG5

B





CRITERIOS DE DESPACHOS 2023

Para la elaboración de los escenarios de estudio en el horizonte a considerar se adoptarán los siguientes criterios de despacho de generación.

Lo máximo a lo que se puede despachar cualquier unidad de generación existente es al 95% de su capacidad instalada (Excepto las plantas o parques en estudio). El 5% restante se considerará reserva rodante y es una condición para todas las centrales de generación del SIN independientemente del periodo estacional. Se exceptúa de esta condición las centrales de energías renovables no convencionales, como son las eólicas y las solares, las cuales se modelan con condiciones específicas según la época.

Tomar en cuenta la restricción de potencia mínima permisible para las unidades de generación en Bayano y Fortuna. En horas de demanda mínima tratar de no despachar a los embalses. Se hace para que estos puedan recuperar algo de su nivel para generar cuando la demanda lo requiera.

Para realizar el despacho de las centrales de gas con ciclo combinado se tomará en cuenta los siguientes criterios para el modelamiento de las plantas en PSS E.

Despachos de Ciclo Combinado: de ser necesario el despacho del CC en cualquier configuración y potencia este deberá permanecer por lo menos en la configuración 1+1 en demanda mínima

Ciclo Combinados Gas (3+1) Gatún: Se puede despachar como CC o Turbinas libres (TG), se podrá variar su generación siguiendo el criterio que se muestra en la Tabla 1. Cuando se dé el despacho de más de un ciclo combinado de gas se deberá respetar el orden de mérito despachando mayormente el CC de menor costo operativo.

Tabla 1, Despacho para Ciclos Combinados en 3+1 Gatún

Configuración del CC		Potencia Efectiva Entregada C/U (MW)			
		TG1	TG2	TV	TOTAL
2+1 CC	A	206.50	206.50	227.00	640.00
	B	176.00	176.00	193.00	545.00
	C	155.00	155.00	170.00	480.00
	D	118.00	118.00	125.00	361.00
1+1 CC	A	206.50		114.00	320.50
	B	176.00		96.00	272.00
	C	155.00		85.00	240.00
	D	118.00		61.00	179.00

CC- Gatun	Rangos de Pot (MW)	
	desde	hasta
2+1 CC	A	640.00 - 640.00
	B	545.00 - 639.99
	C	480.00 - 544.99
	D	361.00 - 479.99
1+1 CC	A	309.93 - 309.94
	B	276.25 - 309.92
	C	242.25 - 276.24
	D	188.25 - 242.24

Ciclo Combinado Gas (3+1) Costa Norte: Se puede despachar como CC o Turbinas libres (TG), se debe respetar el orden de mérito dependiendo de la potencia despachada (Ver Tabla 2).

Tabla 2, Despacho para Ciclos Combinados en 3+1 Costa Norte

Configuración del CC		Potencia despachada C/U (MW)				
		TG1	TG2	TG3	TV	TOTAL
CN3+1 CC	max	75.00	75.00	75.00	156.00	381.00
	min	44.87	44.87	44.87	93.33	227.95
CN2+1 CC	max	75.00	75.00		100.25	250.25
	min	44.92	44.92		60.05	149.89
CN1+1 CC	max	75.00			43.02	118.02
	min	69.90			40.10	110.00

Las Plantas térmica de Biogás de Cerro Patacón deberá están despachada siempre al 95%, sin importar el periodo estival.

En los años donde se cuente con los STATCOM en las subestaciones Panamá 2 Y Llano Sánchez, de ser posible deben estar despachados cerca del mínimo en estado estable.

A las unidades de Madden y Gatún pertenecientes a la ACP no se les debe modificar su despacho.

Handwritten signature or mark.



Todas las centrales mini-hidro, deberán estar al 95% de la potencia instalada sin importar el periodo estival (Chan G3, ChanII G3, Dolega G3, Bugaba I G3, Bugaba II G4, La Potra G4, Barro Blanco G3 y Las Cruces G3).

En caso de ser necesario disminuir generación hidroeléctrica en la estación lluviosa periodo de demanda mínima, se debe tomar en cuenta las plantas que cuenten con regulación horaria, las cuales son presentadas en la Tabla 3.

Tabla 3, Centrales Hidroeléctricas con Regulación Horaria

Centrales con Reg Horaria
Changunola
La Estrella
Esti
Bajo de Mina
Baitun
Pedregalito
Pando
El Alto
Cochea
la Potra
San Lorenzo
Bonyic
Las Cruces
Barro Blanco

Se debe tomar en cuenta que re despachar la central Estí, puede afectar la generación de Gualaca, Lorena y Prudencia ya que las mismas se encuentran en cascada.

De ninguna manera se puede re despachar generación eólica o solar.

La Central Punta Rincón no puede ser redespachada ni sacada de servicio, siempre debe esta despachada a su capacidad máxima (150MW por unidad), mientras que CH Pedregalito I su despacho máximo es de 9.5MW en estación lluviosa

La generación renovable no convencional (Solar y Eólico) se modelarán consideran los siguientes porcentajes de generación respecto a la potencia instalada según la época del año.

Tabla 4, Porcentaje de Generación Solar para parques nuevos

Area	Epoca	Med AM	Max	Med PM
Chame	Verano	77%	80%	43%
	Invierno	68%	71%	19%
Llano Sanchez	Verano	73%	79%	43%
	Invierno	54%	55%	12%
Azuelo	Verano	64%	68%	45%
	Invierno	57%	61%	17%
Mata de Nance	Verano	72%	75%	64%
	Invierno	52%	59%	16%
Progreso	Verano	52%	57%	26%
	Invierno	39%	40%	9%
Mata de Nance fijo	Verano	63%	69%	38%
	Invierno	50%	54%	10%

Tabla 5, Porcentaje de Generación Eólica para parques nuevos

Epoca	Promedio		
	Minima	Med AM	Max
Verano	60%	75%	81%
Invierno	3%	3%	10%



Tabla 6, porcentaje de generación solar para parques existentes

	Parque	Epoca	Med AM	Max	Med PM
Chame	BEJUCO SOLAR	Verano	66%	70%	27%
		Invierno	60%	61%	7%
	FARALLON S2	Verano	79%	82%	49%
		Invierno	70%	74%	21%
Llano Sanchez	COCLÉ SOLAR 1	Verano	50%	56%	28%
		Invierno	22%	24%	2%
	DACONAN	Verano	73%	79%	43%
		Invierno	54%	55%	12%
	EL FRAILE SOLAR 1	Verano	77%	82%	45%
		Invierno	65%	63%	8%
	ESTRELLA SOLAR	Verano	87%	86%	55%
		Invierno	72%	72%	20%
	SANTIAGO GEN 1	Verano	73%	79%	43%
		Invierno	47%	48%	12%
	MILTON SOLAR	Verano	67%	75%	35%
		Invierno	51%	55%	8%
	PANASOLAR	Verano	72%	75%	42%
		Invierno	58%	60%	12%
	SOL REAL	Verano	66%	76%	36%
		Invierno	48%	50%	8%
	SOLAR COCLE	Verano	75%	80%	64%
		Invierno	62%	63%	19%
	SOLAR POCRI	Verano	83%	93%	49%
		Invierno	68%	72%	15%
VISTA ALEGRE	Verano	66%	74%	35%	
	Invierno	53%	53%	8%	
Azuelo	DIVISA SOLAR	Verano	63%	69%	38%
		Invierno	52%	56%	10%
	DON FELIX	Verano	42%	49%	20%
		Invierno	86%	94%	17%
	EL ESPINAL	Verano	57%	63%	33%
		Invierno	49%	53%	16%
	SARIGUA	Verano	34%	34%	23%
		Invierno	31%	30%	8%
S. LOS ANGELES	Verano	78%	80%	62%	
	Invierno	56%	64%	23%	
SOLAR PARIS	Verano	70%	74%	60%	
	Invierno	57%	57%	21%	
Progreso	ECOSOLAR	Verano	52%	57%	26%
		Invierno	53%	52%	11%
	ECOSOLAR 2	Verano	52%	57%	26%
		Invierno	49%	51%	14%
	SOL DE DAVID	Verano	51%	57%	27%
		Invierno	38%	40%	8%
SOLAR CALDERA	Verano	54%	58%	27%	
	Invierno	44%	48%	8%	
Mata de Nance	IKAKO	Verano	72%	75%	64%
		Invierno	54%	60%	16%
	IKAKO 1	Verano	74%	78%	68%
		Invierno	53%	61%	16%
	IKAKO 2	Verano	72%	76%	64%
		Invierno	54%	60%	16%
	IKAKO 3	Verano	72%	75%	65%
		Invierno	52%	57%	15%
El Coco	S. PENONOME	Verano	71%	78%	45%
		Invierno	57%	61%	20%
		Verano	71%	78%	45%
		Invierno	57%	61%	20%
Mata de Nance fijo	SOLAR BUGABA	Verano	46%	49%	21%
		Invierno	35%	37%	2%
	SOLAR CHIRIQUI	Verano	67%	76%	44%
		Invierno	55%	59%	13%

Handwritten signature or mark.



Tabla 7, Porcentaje de Generación Eólica para parques existentes

Porcentaje de Generación Eólica por Periodo de Demanda						
Parque	Epoca	Minima	Med AM	Max	Med PM	Med Noct
Marañon	Verano	73%	81%	87%	86%	80%
	Invierno	4%	5%	11%	9%	6%
Nuevos Chagres 1	Verano	55%	72%	78%	79%	66%
	Invierno	3%	3%	11%	7%	6%
Nuevos Chagres 2	Verano	58%	74%	80%	80%	68%
	Invierno	3%	3%	11%	8%	6%
Portobelo	Verano	64%	80%	86%	86%	75%
	Invierno	3%	3%	12%	9%	6%
Rosa de los Vientos 1	Verano	73%	80%	86%	86%	78%
	Invierno	3%	4%	12%	10%	6%
Rosa de los vientos 2 G2	Verano	53%	72%	78%	78%	65%
	Invierno	2%	3%	8%	6%	4%
Rosa de los vientos 2 G1	Verano	53%	72%	78%	78%	65%
	Invierno	2%	3%	8%	6%	4%
Nuevo Chagres 2 G2	Verano	58%	74%	80%	80%	68%
	Invierno	3%	3%	11%	8%	6%
Portobelo G2	Verano	64%	80%	86%	86%	75%
	Invierno	3%	3%	12%	9%	6%

Consideraciones del Periodo Seco

- Todas las centrales de generación de tipo hidroeléctrica de pasada deberán tener su generación disminuida muy cerca de la capacidad mínimo de generación y la CH Changuinola por contar con pequeños embalses podrán despacharse el 75% de la capacidad instalada como máximo.
- En demanda máxima, la generación de Changuinola no deberá ser superior en ningún momento al 75% de su capacidad instalada y a un mínimo de 70MW de ser necesaria, ya que se considera como una central hidroeléctrica de pasada. La Mini-Chan y Changuinola G3 (Mini-ChanII) deberá operar siempre al 95% de su capacidad instalada. En periodo de demanda mínima, se podrá sacar al menos una unidad generadora, con el objetivo que se recupere nivel en el embalse.
- En demanda mínima si es necesario, se podrá sacar de línea las centrales de pasada Estí (bajar Gualaca, Lorena y Prudencia), Bajo de Mina, Baitún, y algunas otras que cuenten con un pequeño embalse de regulación, para que se recupere su nivel y solo operar un generador en las centrales de pasada.

Consideraciones del Periodo Lluvioso

Todas las centrales de generación de tipo hidroeléctrica de pasada deberán despacharse al 95% de su capacidad instalada. Con ello se modela la estacionalidad.

La central del ingenio CADASA no genera

- En horas de demanda mínima se podrá despachar los embalses, siempre y cuando no se viole la restricción de potencia mínima permisible para las unidades de generación. Si el sistema lo permite, se podrá sacar de línea unidades para que puedan recuperar el nivel de embalse.
- La central hidroeléctrica Changuinola se considerará como una central de filo de agua. Sin embargo, en periodo lluvioso, la generación de Changuinola I no deberá estar a menos de 70MW. La mini-Chan y Changuinola G3 (Mini-ChanII) se despachar siempre al 95% de su capacidad instalada.



B



PE
2023



TOMO III

ANEXO III

DESPACHOS CORTO PLAZO

18





2023 LLUVIOSA

B



Gaceta Oficial Digital

Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO663E5B0E0B2CE** en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta



893

CORRECCION	SECTOR	PROYECTO	ACTIVIDAD	FECHA DE EJECUCION	FECHA DE INICIO	FECHA DE FIN	PROGRESO	ACTIVIDAD	FECHA DE EJECUCION	FECHA DE INICIO	FECHA DE FIN	PROGRESO
ACF - 047	047	047	047001	04700101	0470010101	047001010101	100%	047001010101	0470010101	0470010101	0470010101	100%
			047002	04700201	0470020101	047002010101	100%	047002010101	0470020101	0470020101	0470020101	100%
			047003	04700301	0470030101	047003010101	100%	047003010101	0470030101	0470030101	0470030101	100%
			047004	04700401	0470040101	047004010101	100%	047004010101	0470040101	0470040101	0470040101	100%
ACF - 048	048	048	048001	04800101	0480010101	048001010101	100%	048001010101	0480010101	0480010101	0480010101	100%
			048002	04800201	0480020101	048002010101	100%	048002010101	0480020101	0480020101	0480020101	100%
			048003	04800301	0480030101	048003010101	100%	048003010101	0480030101	0480030101	0480030101	100%
			048004	04800401	0480040101	048004010101	100%	048004010101	0480040101	0480040101	0480040101	100%

Handwritten signature or mark.





2024 SECA

B



Gaceta Oficial Digital

Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO663E5B0E0B2CE** en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta



MUNICIPIO	CANTON	MUNICIPIO					TOTAL	%	%	%	%	%
		2017	2018	2019	2020	2021						
CANTON BARROILLO	BARROILLO	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	BARROILLO	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	BARROILLO	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	BARROILLO	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	BARROILLO	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	100%	100%	100%	100%	100%	
CANTON CHIRIQUÍ	CHIRIQUÍ	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	CHIRIQUÍ	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	CHIRIQUÍ	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	CHIRIQUÍ	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	CHIRIQUÍ	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	100%	100%	100%	100%	100%	
CANTON COLÓN	COLÓN	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	COLÓN	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	COLÓN	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	COLÓN	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	COLÓN	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	100%	100%	100%	100%	100%	
CANTON LOS CHIRIQUÍES	LOS CHIRIQUÍES	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS CHIRIQUÍES	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS CHIRIQUÍES	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS CHIRIQUÍES	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS CHIRIQUÍES	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	100%	100%	100%	100%	100%	
CANTON LOS PROVINCIAS	LOS PROVINCIAS	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS PROVINCIAS	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS PROVINCIAS	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS PROVINCIAS	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS PROVINCIAS	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	100%	100%	100%	100%	100%	
CANTON LOS VIEQUES	LOS VIEQUES	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS VIEQUES	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS VIEQUES	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS VIEQUES	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS VIEQUES	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	100%	100%	100%	100%	100%	
CANTON LOS YAGUAJAYES	LOS YAGUAJAYES	35,000	35,000	35,000	35,000	35,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS YAGUAJAYES	35,000	35,000	35,000	35,000	35,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS YAGUAJAYES	35,000	35,000	35,000	35,000	35,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS YAGUAJAYES	35,000	35,000	35,000	35,000	35,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS YAGUAJAYES	35,000	35,000	35,000	35,000	35,000	100%	100%	100%	100%	100%	
CANTON LOS ZONAJES	LOS ZONAJES	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS ZONAJES	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS ZONAJES	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS ZONAJES	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	100%	100%	100%	100%	100%	
	LOS ZONAJES	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	100%	100%	100%	100%	100%	

B





2024 LLUVIOSA

B



Gaceta Oficial Digital

Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO663E5B0E0B2CE** en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

NO.	NOMBRE	GRUPO	GRADO	ESTADO	FECHA
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100



R





2025 SECA

B



Gaceta Oficial Digital

Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO663E5B0E0B2CE** en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta



CONCEPTO	DEPARTAMENTO	UNIDAD ADMINISTRATIVA CENTRAL	CODIGO	DESCRIPCION	MONEDA	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
1.1.1								
1.1.2								
1.1.3								
1.1.4								
1.1.5								
1.1.6								
1.1.7								
1.1.8								
1.1.9								
1.1.10								
1.1.11								
1.1.12								
1.1.13								
1.1.14								
1.1.15								
1.1.16								
1.1.17								
1.1.18								
1.1.19								
1.1.20								
1.1.21								
1.1.22								
1.1.23								
1.1.24								
1.1.25								
1.1.26								
1.1.27								
1.1.28								
1.1.29								
1.1.30								
1.1.31								
1.1.32								
1.1.33								
1.1.34								
1.1.35								
1.1.36								
1.1.37								
1.1.38								
1.1.39								
1.1.40								
1.1.41								
1.1.42								
1.1.43								
1.1.44								
1.1.45								
1.1.46								
1.1.47								
1.1.48								
1.1.49								
1.1.50								
1.1.51								
1.1.52								
1.1.53								
1.1.54								
1.1.55								
1.1.56								
1.1.57								
1.1.58								
1.1.59								
1.1.60								
1.1.61								
1.1.62								
1.1.63								
1.1.64								
1.1.65								
1.1.66								
1.1.67								
1.1.68								
1.1.69								
1.1.70								
1.1.71								
1.1.72								
1.1.73								
1.1.74								
1.1.75								
1.1.76								
1.1.77								
1.1.78								
1.1.79								
1.1.80								
1.1.81								
1.1.82								
1.1.83								
1.1.84								
1.1.85								
1.1.86								
1.1.87								
1.1.88								
1.1.89								
1.1.90								
1.1.91								
1.1.92								
1.1.93								
1.1.94								
1.1.95								
1.1.96								
1.1.97								
1.1.98								
1.1.99								
1.1.100								

B





2025 LLUVIOSA

A



901



Item	Descripción	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100

B





2026 SECA

Handwritten mark or signature



Gaceta Oficial Digital

Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO663E5B0E0B2CE** en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta



Item	Descripción	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100

B





2026 LLUVIOSA

A



Gaceta Oficial Digital

Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO663E5B0E0B2CE** en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta



Table with multiple columns and rows, likely representing a list of public services or administrative data. The content is extremely small and difficult to read.

B



**PE
2024**



TOMO III

ANEXO III

DESPACHOS LARGO PLAZO





CUARTA LINEA EN 230kV

B





ANEXO 1		
Orden	Descripción	Cantidad
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50

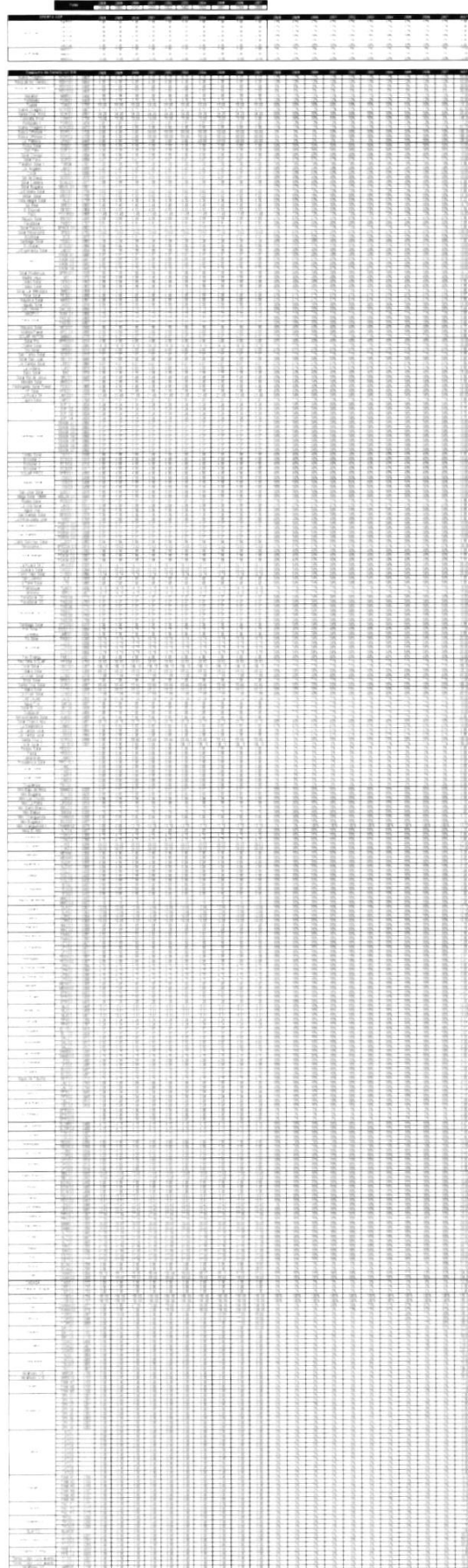




CUARTA LINEA EN 500kV

AB





B





ESCENARIO DE REFERENCIA

B





ESTADO DE CUENTAS DE LA ADMINISTRACIÓN FINANCIERA DEL EJERCICIO 2023	
CONCEPTO	MONEDAS NACIONALES
RENTAS	1.000.000,00
IMPUESTOS	2.500.000,00
CONTRIBUCIONES	1.500.000,00
OTROS INGRESOS	1.000.000,00
TOTAL INGRESOS	6.000.000,00
DESGASTOS	4.000.000,00
INTERESES	1.000.000,00
OTROS EGRESOS	3.000.000,00
TOTAL EGRESOS	4.000.000,00
RESERVA	2.000.000,00
TOTAL	6.000.000,00

Handwritten signature or mark.





TOMO III

ANEXO IV

REPORTES DE FLUJO DIAGRAMAS UNIFILARES (CORTO PLAZO)





2023 LLUVIOSA

B



Gaceta Oficial Digital

Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO663E5B0E0B2CE** en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta



DEMANDA MÁXIMA

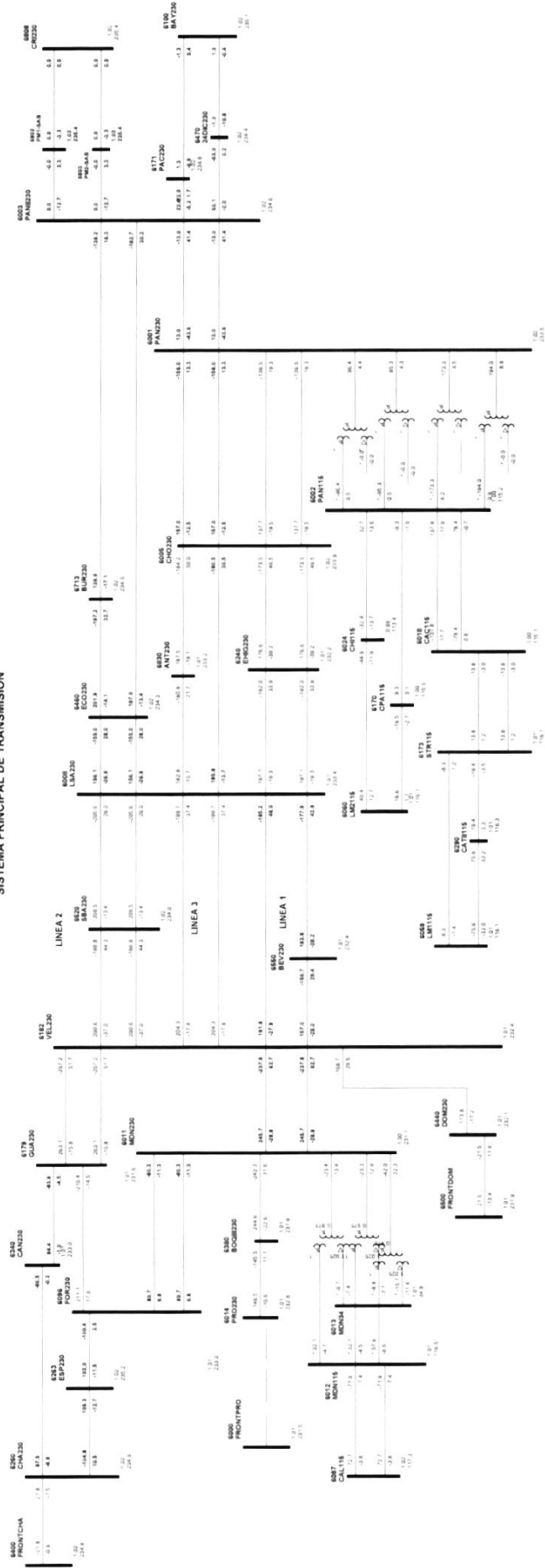
B





C1-6000-6014-10

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION

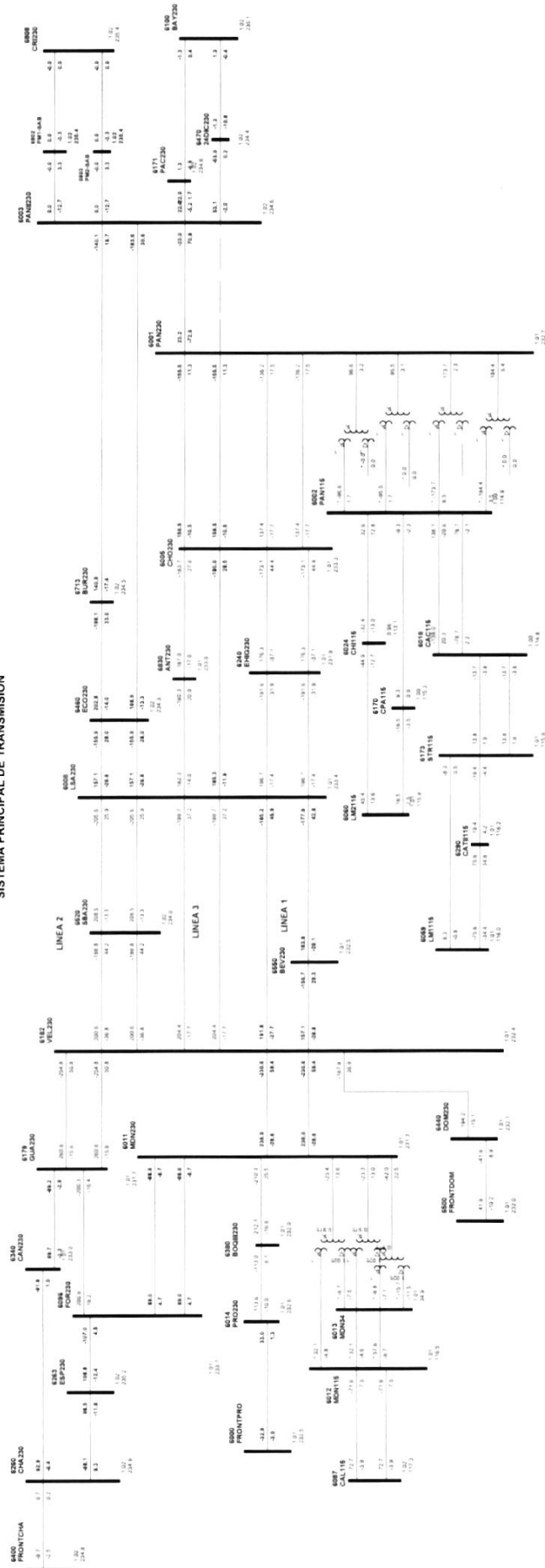




917

C2-6001-6003-1C

2023 LLUVIOSA SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION



Handwritten signature or mark.

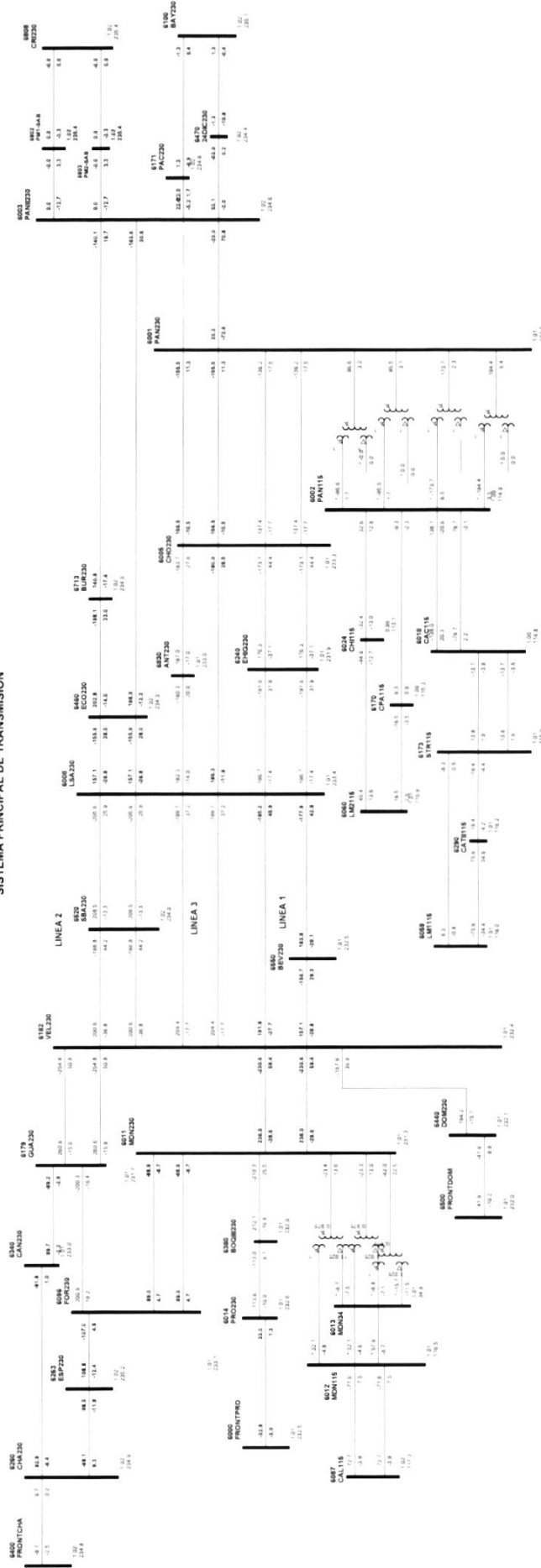




918

C3-6001-6003-2C

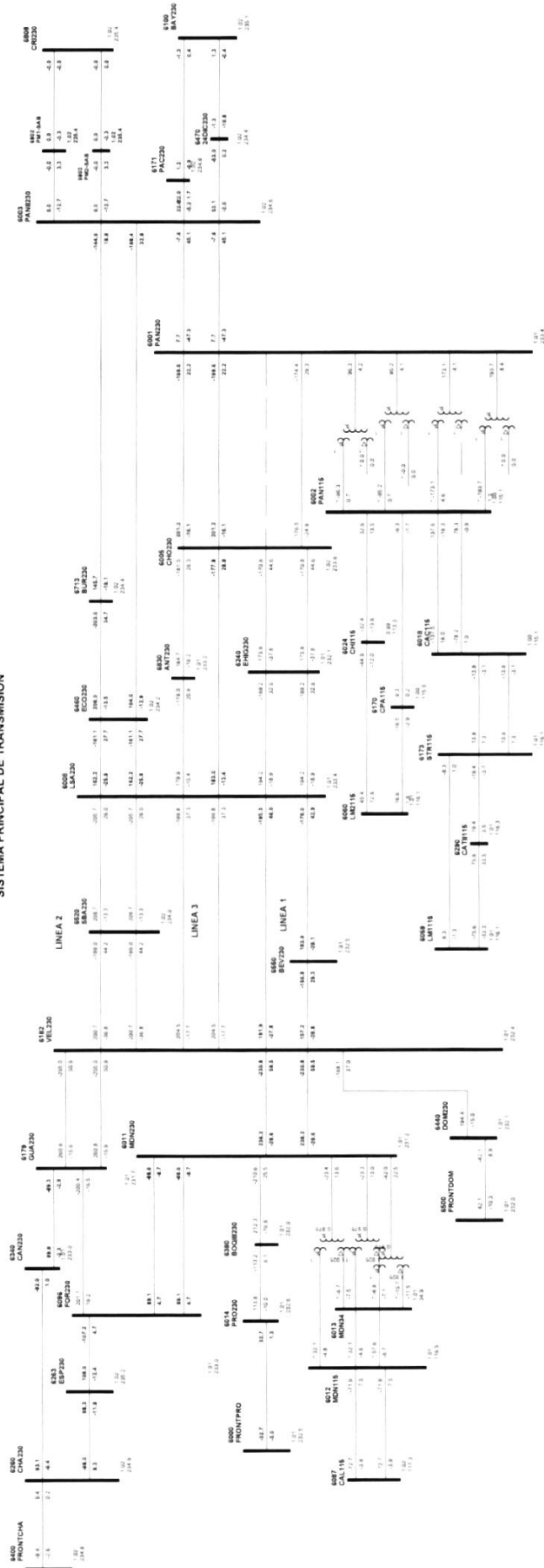
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C4-6001-6005-3A

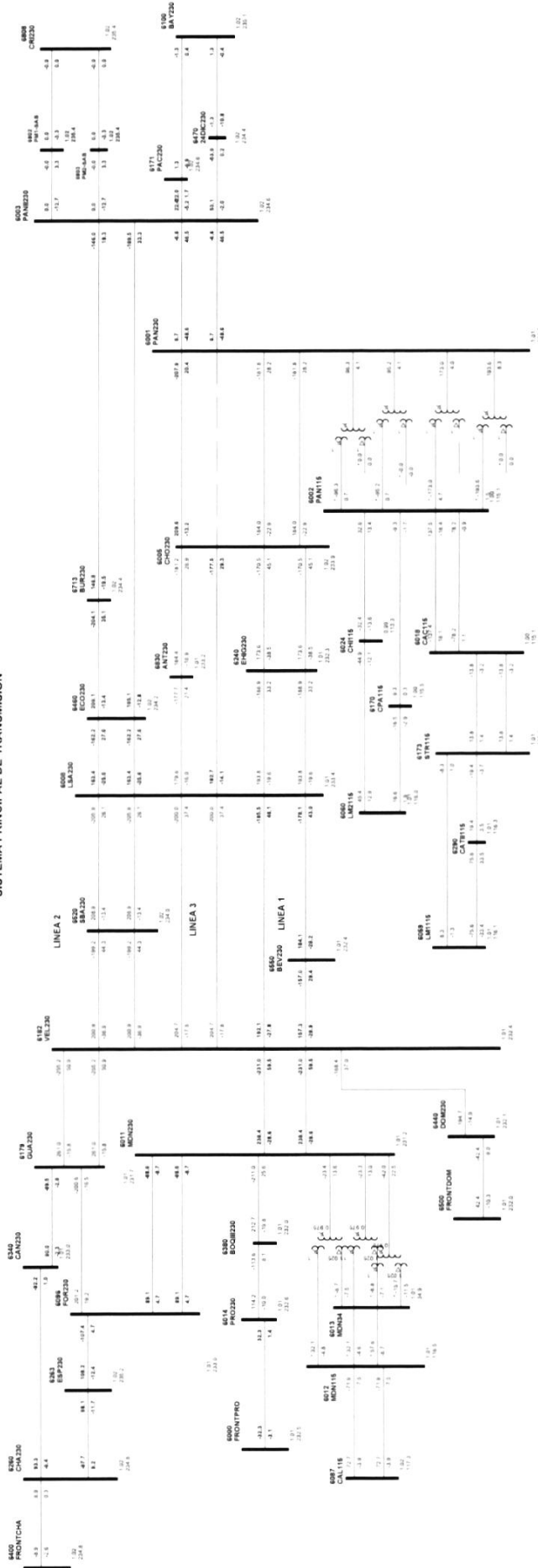
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C5-6001-6005-47

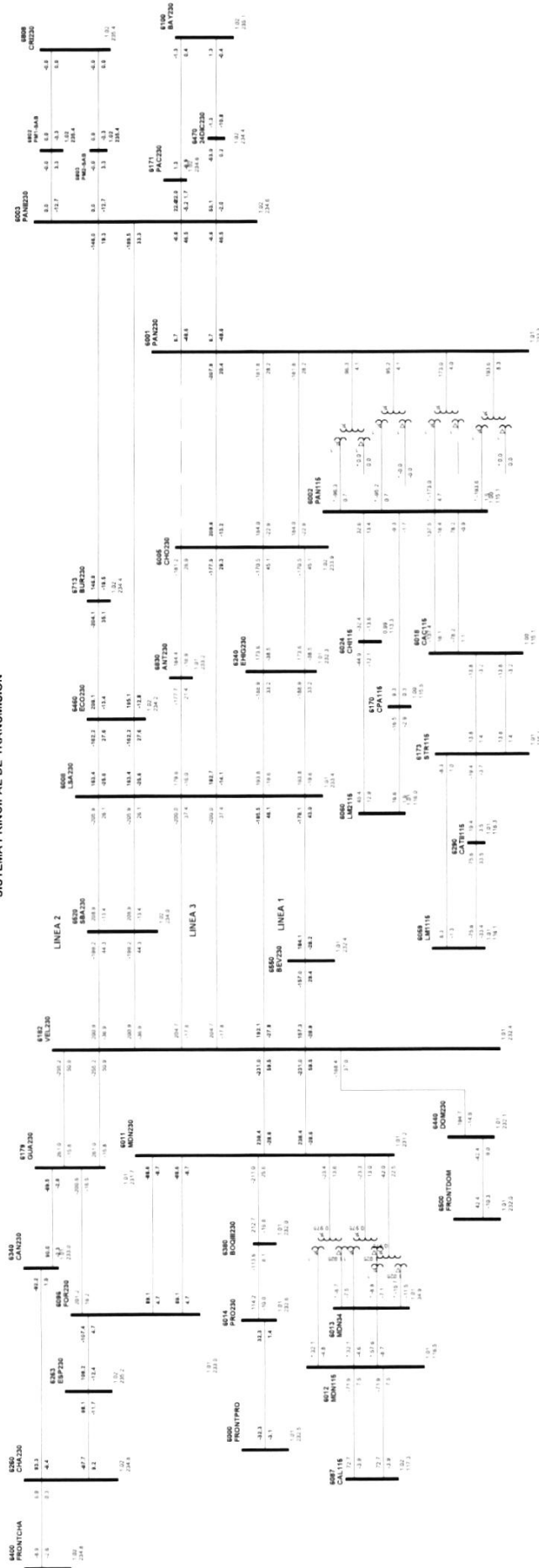
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C6-6001-6005-48

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION



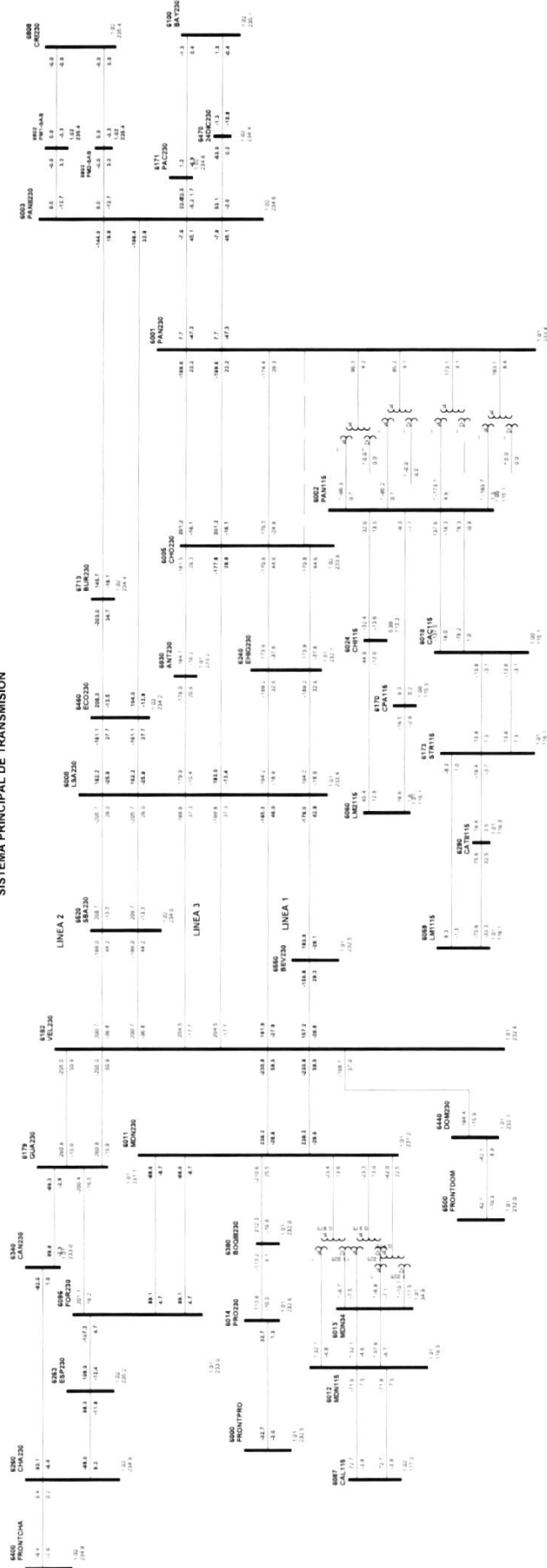
8





C7-6001-6005-4A

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION



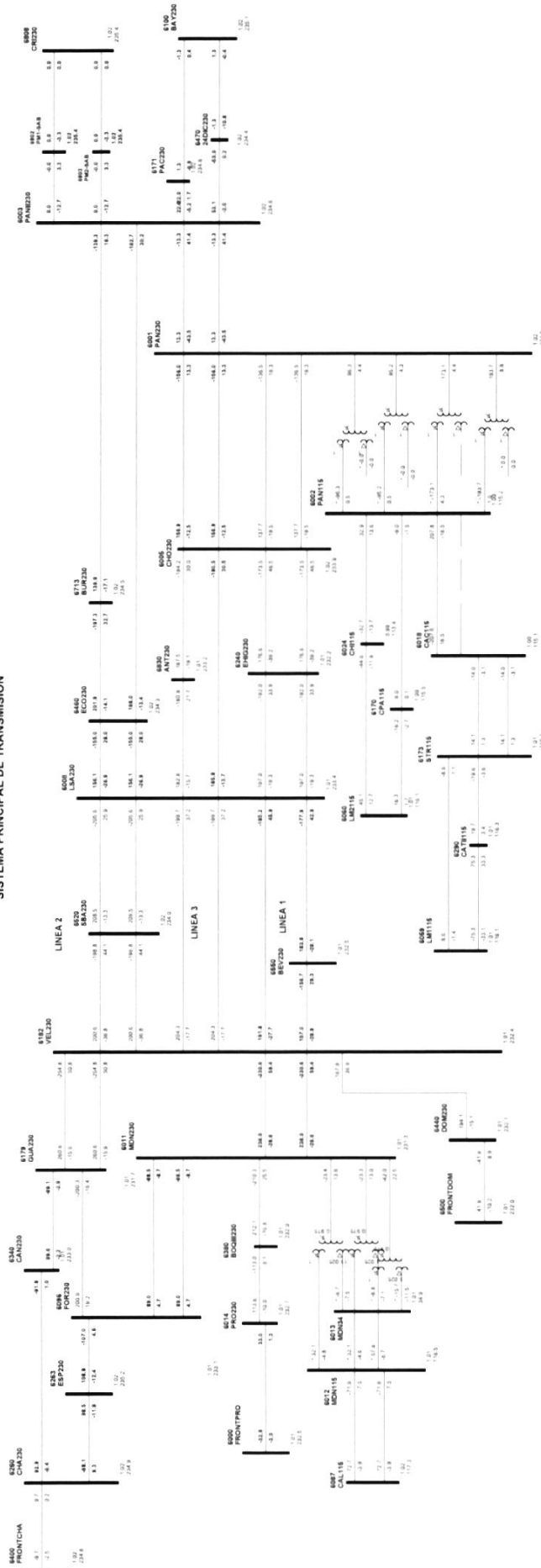
1





C8-6002-6018-12

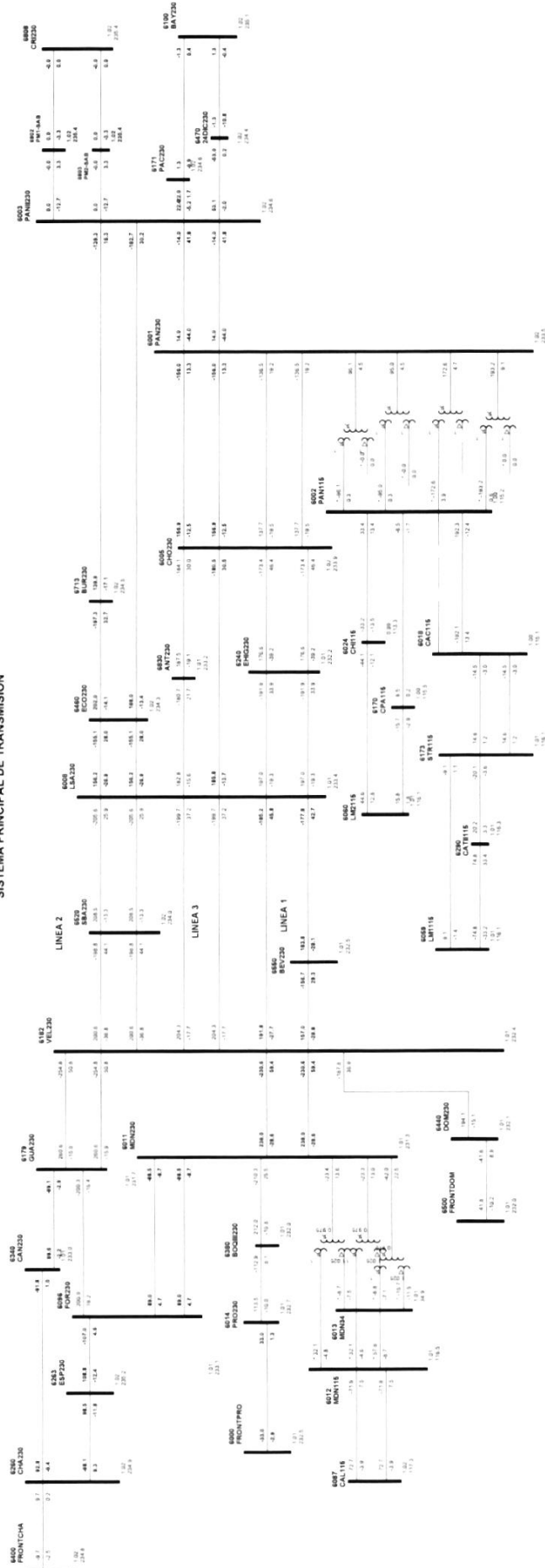
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C9-6002-6018-37

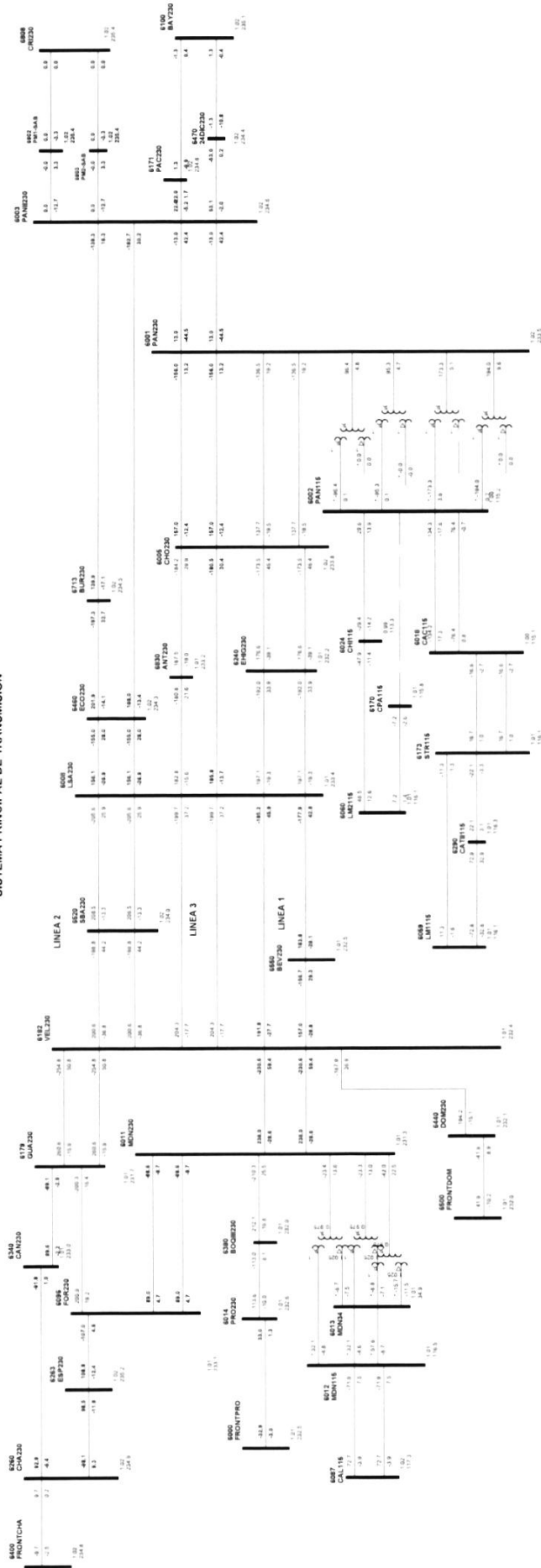
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C11-6002-6170-4A

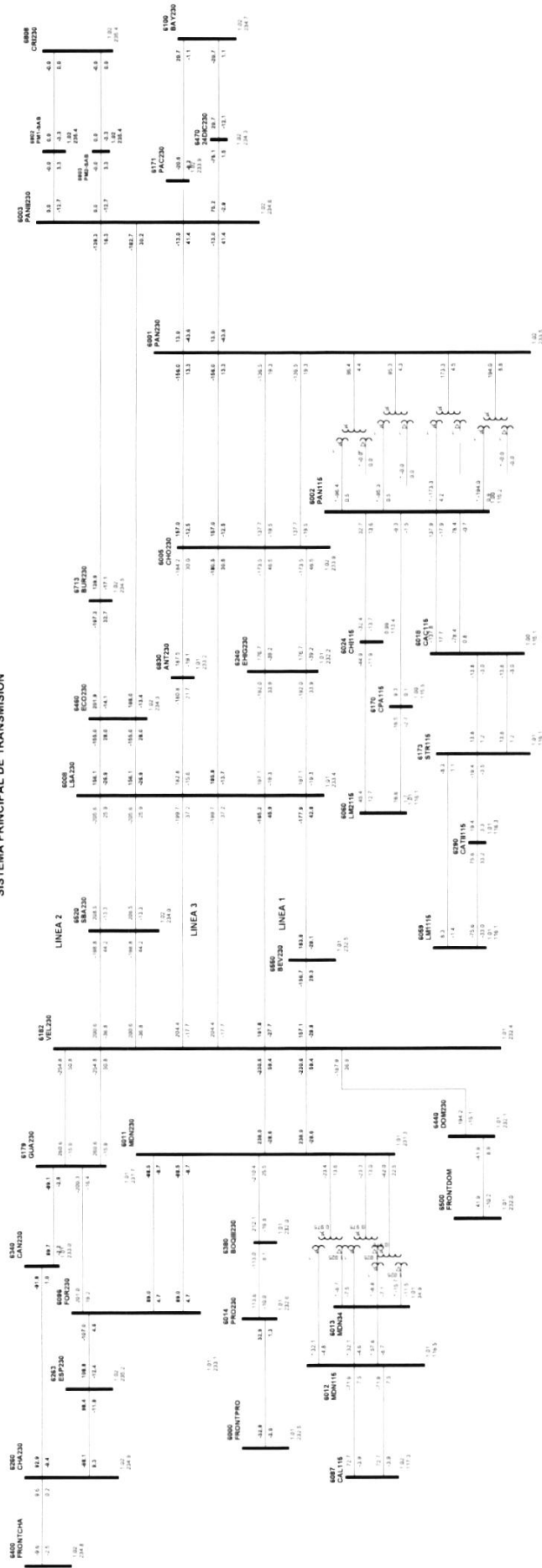
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C12-6003-6171-1B

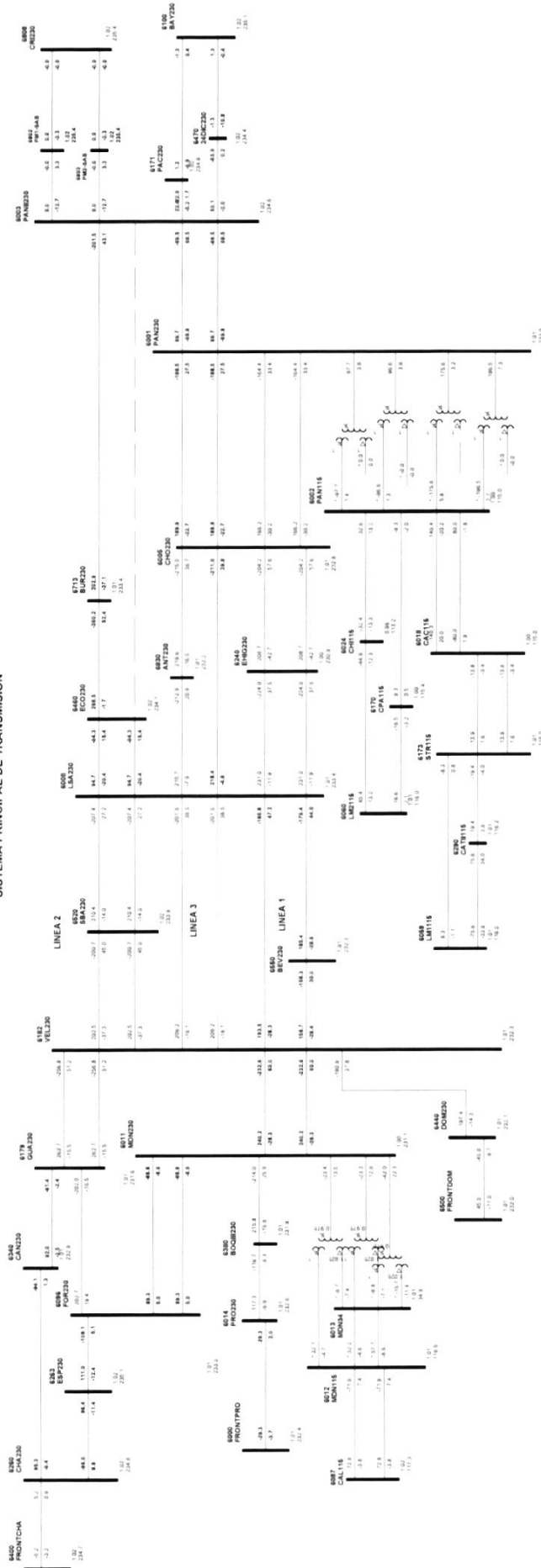
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C13-6003-6460-3A

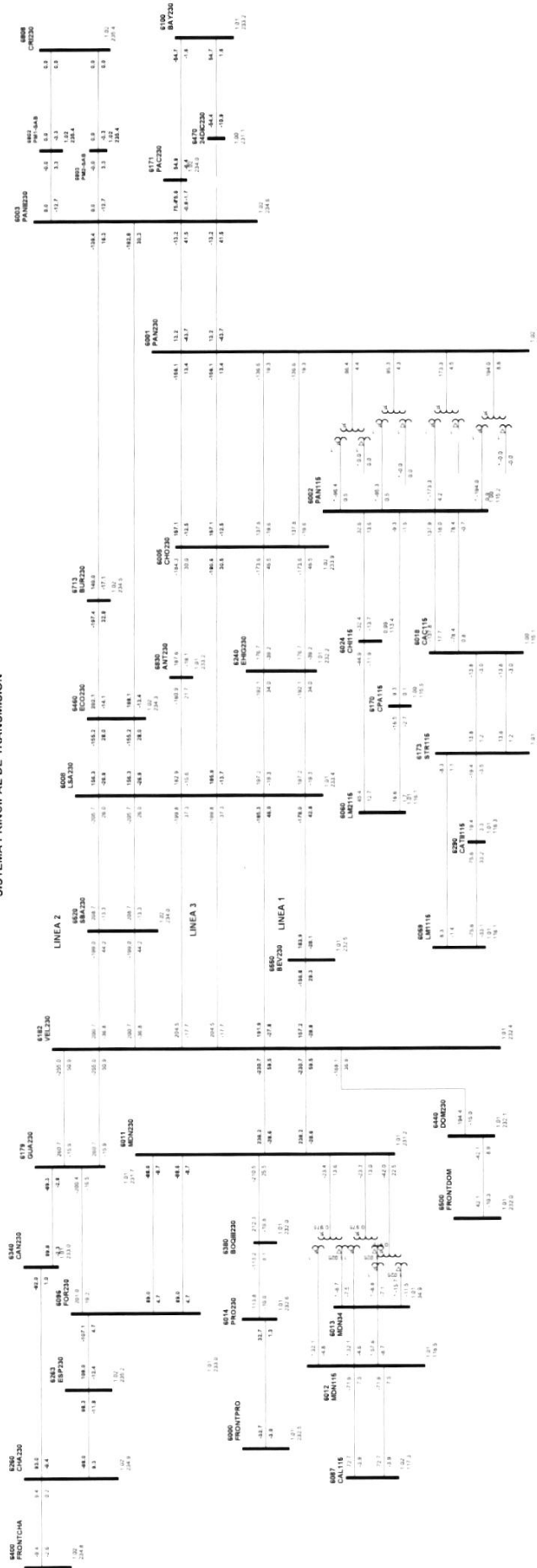
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C-14-6003-6470-2B

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION



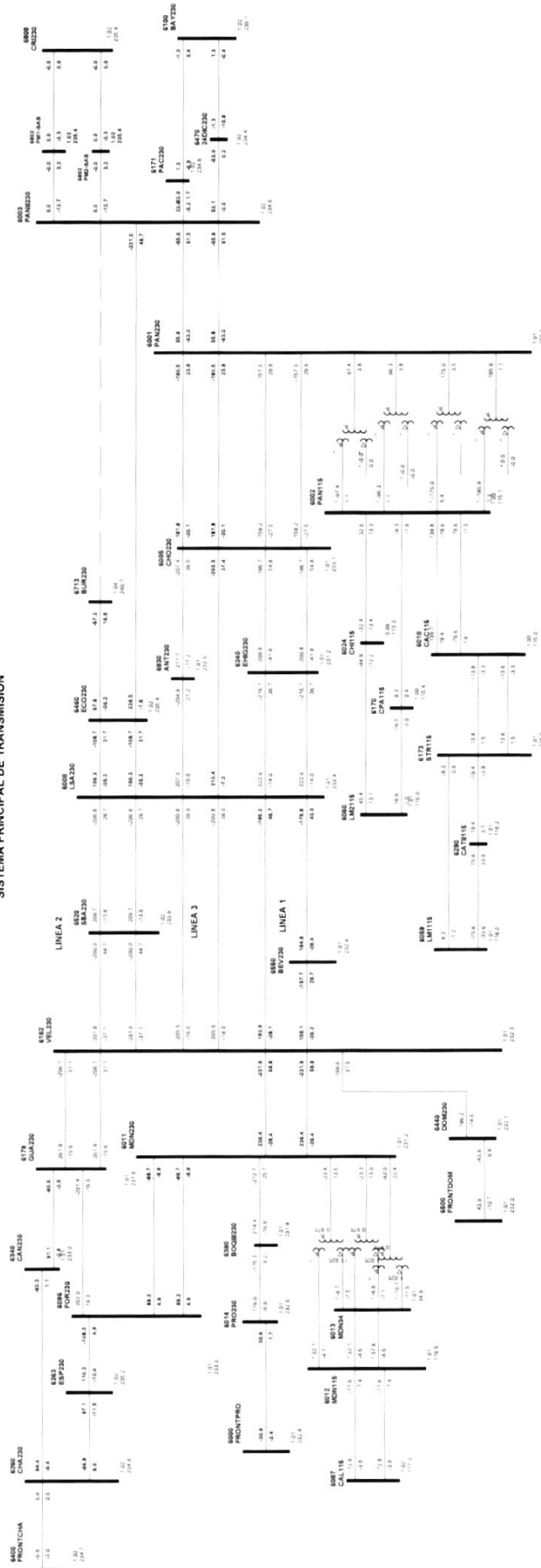
8





C15-6003-6713-2A

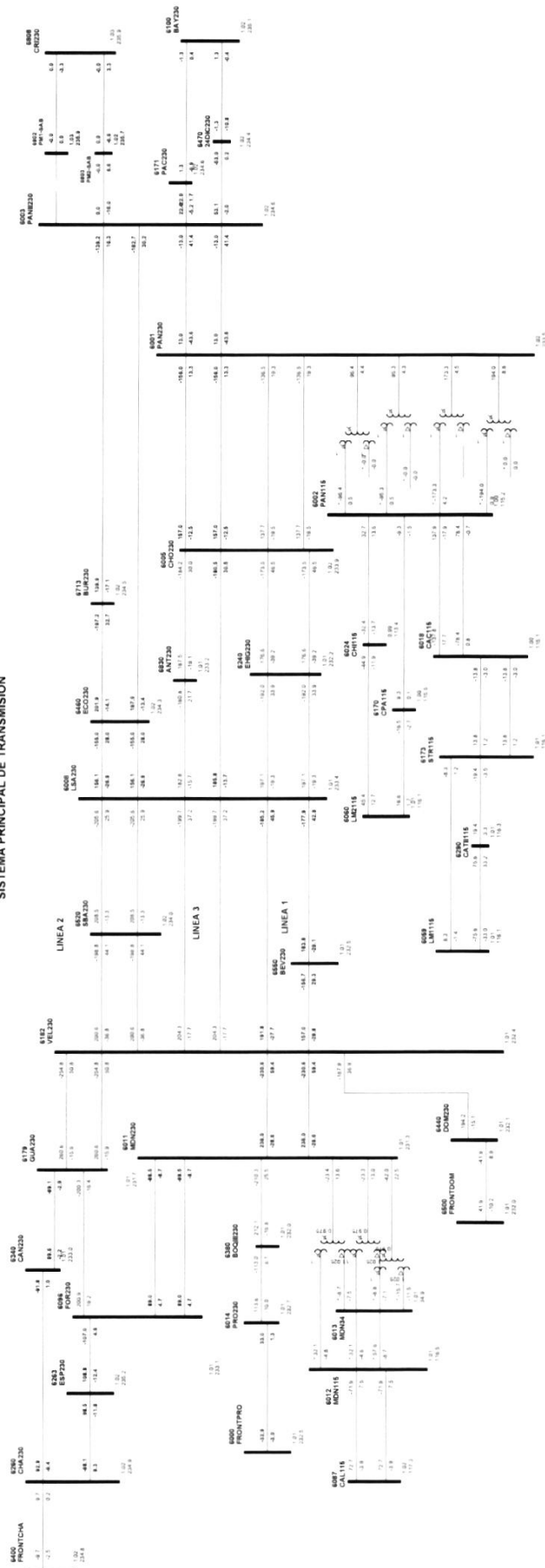
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C-16-6003-6802-54

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION



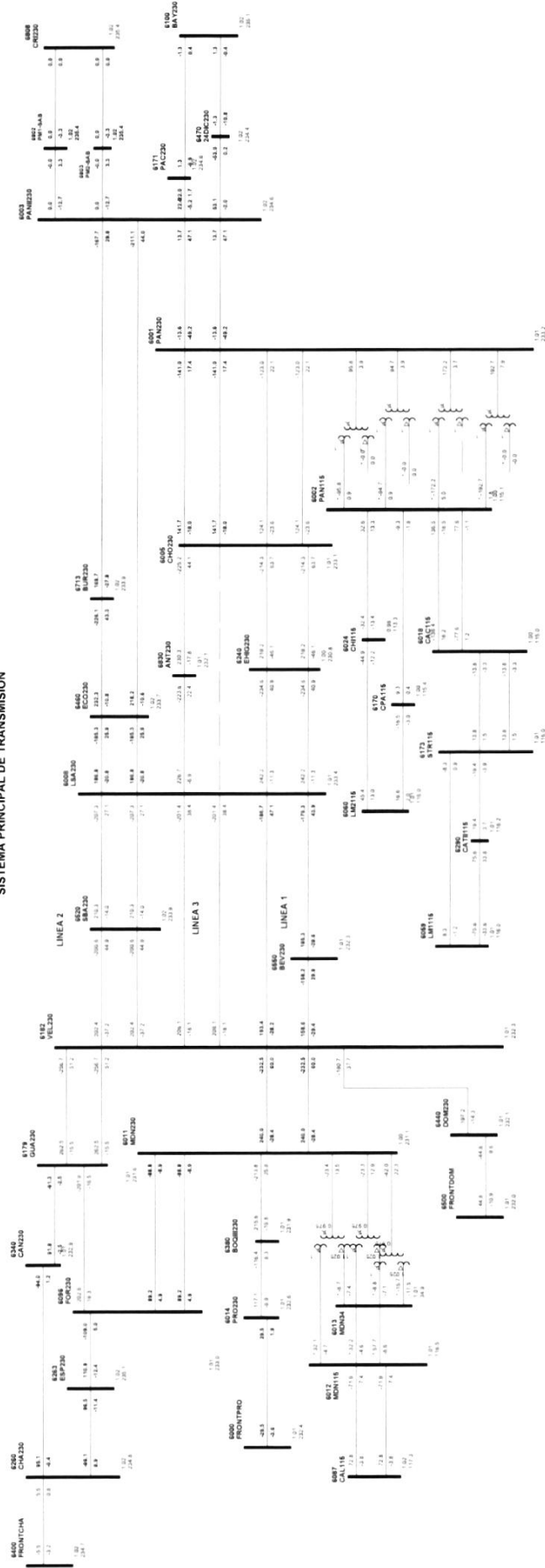
[Handwritten mark]





C18-6005-6008-50

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C-19-6005-6240-3B

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION

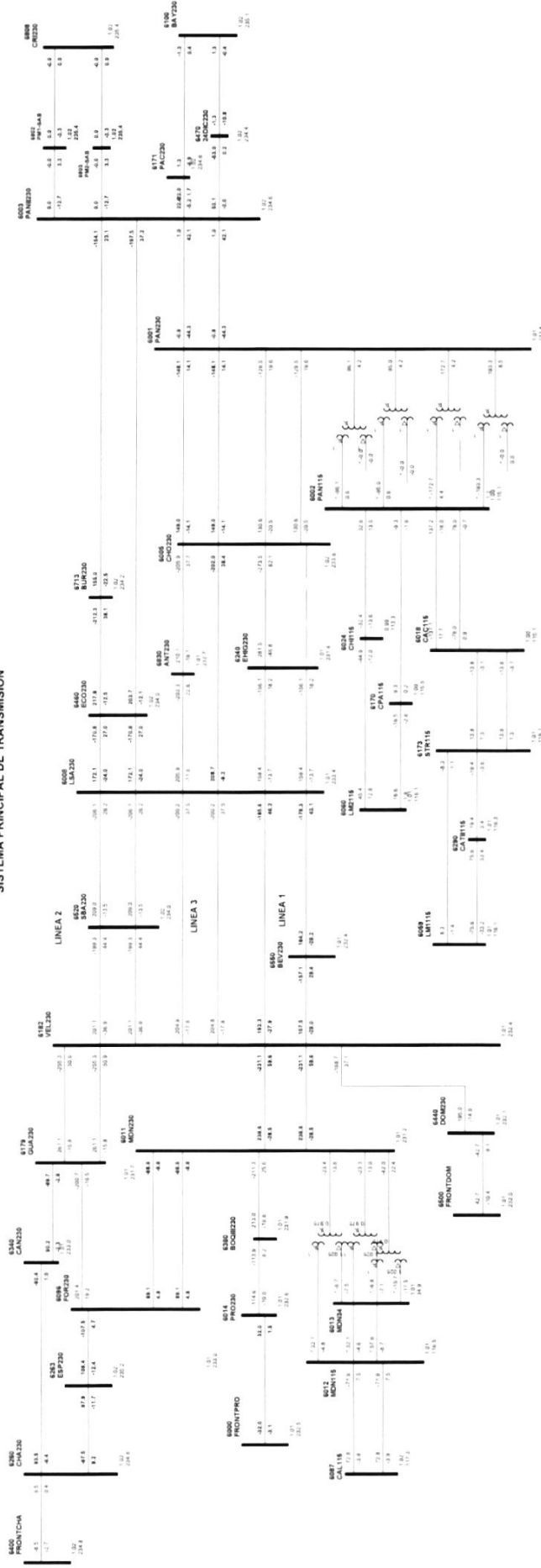
Linea	Subestacion	2023 LLUVIOSA	2022 SECA	Diferencia
LINEA 1	6400 PRONTCHA	-2.7	0.4	-3.1
	6290 CHAZZU	0.5	4.4	-3.9
	6179 GUACZO	8.2	49.2	-41.0
	6085 ESPZU	47.5	188.4	-140.9
	6086 CANZU	4.2	11.8	-7.6
	6087 CALI 16	1.2	1.2	0.0
	6088 MONZA	1.9	1.9	0.0
	6089 BOBIZU	3.8	3.8	0.0
	6090 PRONTU	1.7	1.7	0.0
	6091 MONZU	1.2	1.2	0.0
LINEA 2	6182 VILLZU	20.4	20.4	0.0
	6520 BBAZU	38.8	38.8	0.0
	6008 LSAZU	28.2	28.2	0.0
	6460 ECOZU	28.2	28.2	0.0
	6713 BURZU	28.1	28.1	0.0
	6006 CHOCZU	28.1	28.1	0.0
	6521 ANTZU	28.1	28.1	0.0
	6005 PANZU	28.1	28.1	0.0
	6004 BAZU	28.1	28.1	0.0
	6003 CANZU	28.1	28.1	0.0
LINEA 3	6001 PRONTU	28.1	28.1	0.0
	6002 MONZU	28.1	28.1	0.0
	6003 CANZU	28.1	28.1	0.0
	6004 BAZU	28.1	28.1	0.0
	6005 PANZU	28.1	28.1	0.0
	6006 CHOCZU	28.1	28.1	0.0
	6007 BURZU	28.1	28.1	0.0
	6008 LSAZU	28.1	28.1	0.0
	6009 ECOZU	28.1	28.1	0.0
	6010 ANTZU	28.1	28.1	0.0
LINEA 4	6011 BAZU	28.1	28.1	0.0
	6012 MONZU	28.1	28.1	0.0
	6013 CANZU	28.1	28.1	0.0
	6014 BBAZU	28.1	28.1	0.0
	6015 VILLZU	28.1	28.1	0.0
	6016 GUACZO	28.1	28.1	0.0
	6017 ESPZU	28.1	28.1	0.0
	6018 CHAZZU	28.1	28.1	0.0
	6019 CALI 16	28.1	28.1	0.0
	6020 MONZA	28.1	28.1	0.0





C20-6005-6240-4B

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION



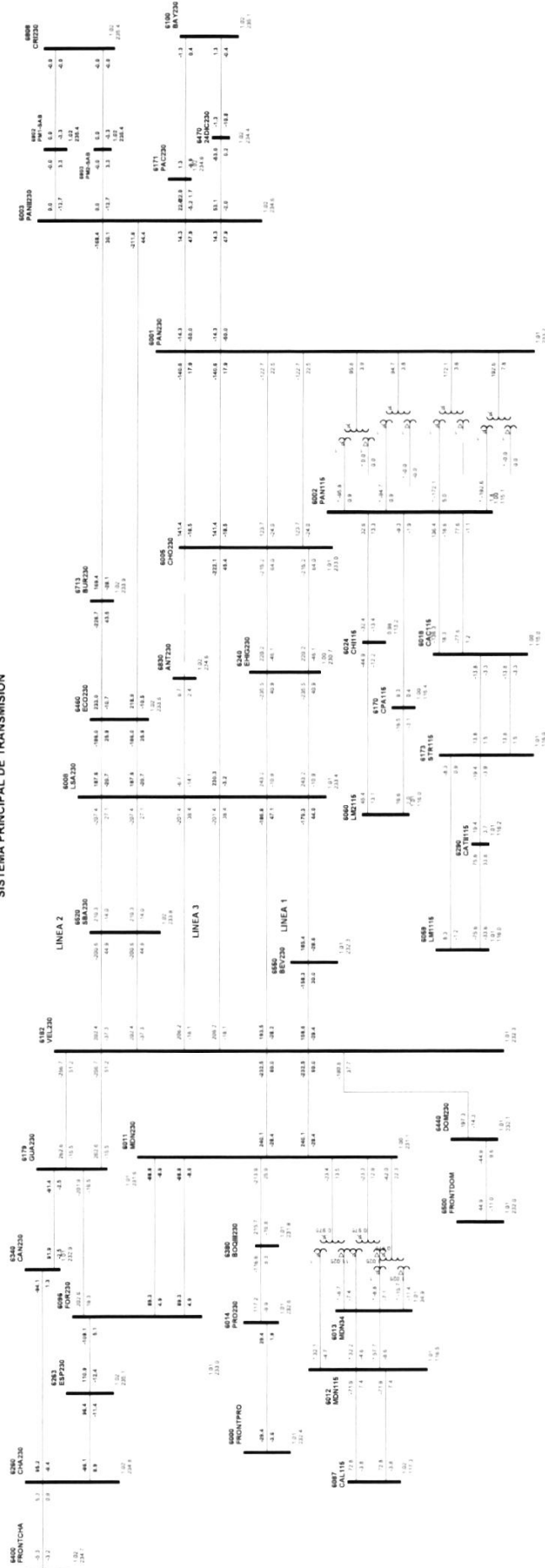
Handwritten mark





C21-6005-6830-9A

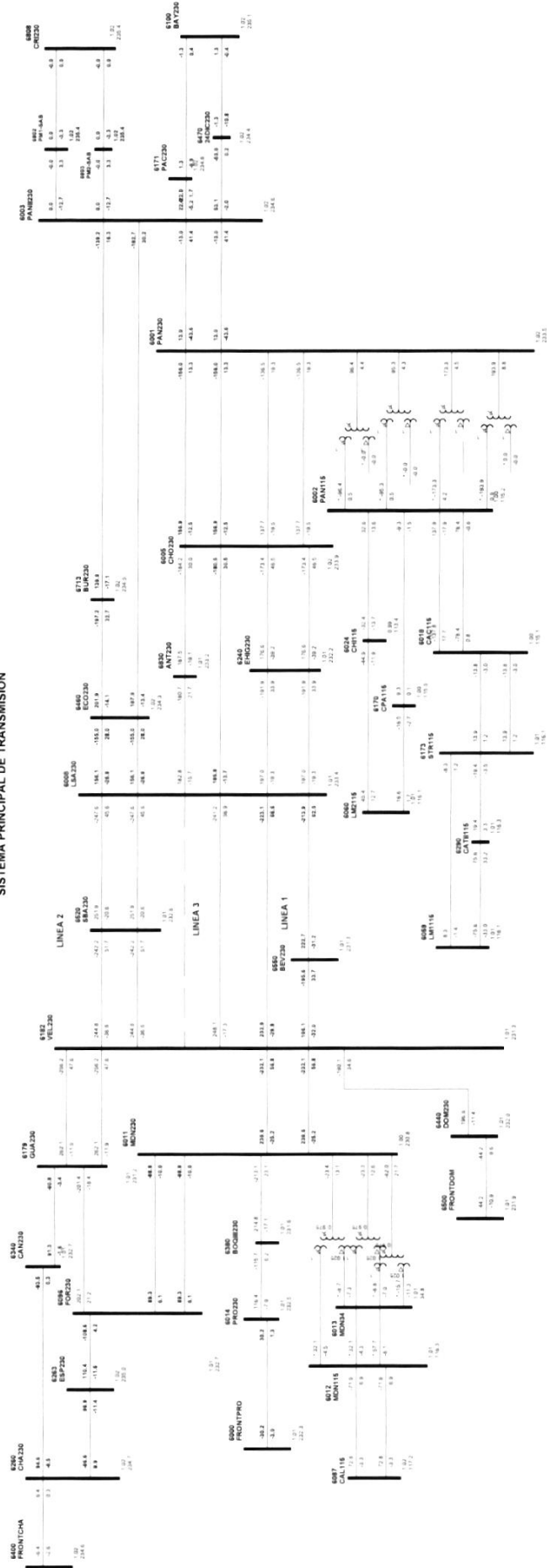
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C22-6008-6182-51

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C23-6008-6182-52

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION

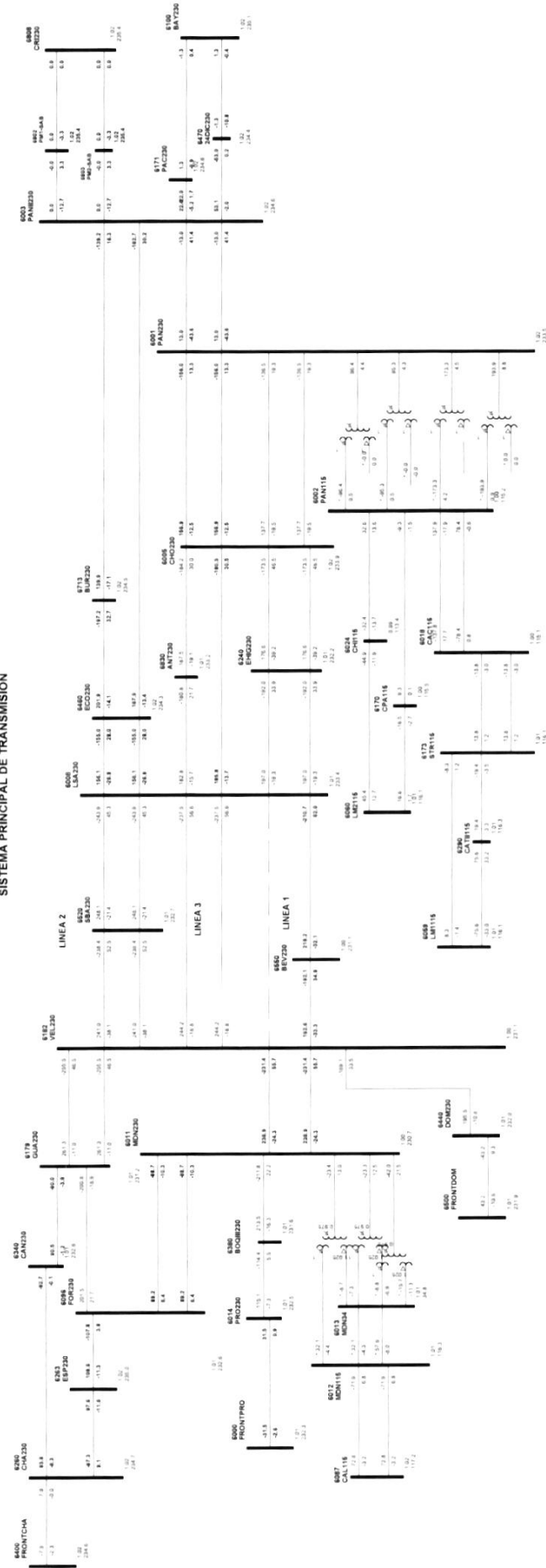
Subestación	Medida	Valor	Subestación	Medida	Valor	Subestación	Medida	Valor
6000 FRONTONCHA	6000	4.3	6182 VELIZO	6182	206.2	6001 PANIZO	6001	10.2
6200 CHAZO	6200	4.3	6178 GUAYO	6178	206.2	6002 PANIZO	6002	10.2
6250 ESPINOSA	6250	4.3	6179 MONZONO	6179	206.2	6100 MATOZ	6100	10.2
6300 FORCALZON	6300	4.3	6008 MATOZ	6008	206.2	6171 BURZONO	6171	10.2
6400 ESPINOSA	6400	4.3	6009 MATOZ	6009	206.2	6172 BURZONO	6172	10.2
6500 ESPINOSA	6500	4.3	6010 MATOZ	6010	206.2	6173 BURZONO	6173	10.2
6600 ESPINOSA	6600	4.3	6011 MATOZ	6011	206.2	6174 BURZONO	6174	10.2
6700 ESPINOSA	6700	4.3	6012 MATOZ	6012	206.2	6175 BURZONO	6175	10.2
6800 ESPINOSA	6800	4.3	6013 MATOZ	6013	206.2	6176 BURZONO	6176	10.2
6900 ESPINOSA	6900	4.3	6014 MATOZ	6014	206.2	6177 BURZONO	6177	10.2
7000 ESPINOSA	7000	4.3	6015 MATOZ	6015	206.2	6178 BURZONO	6178	10.2
7100 ESPINOSA	7100	4.3	6016 MATOZ	6016	206.2	6179 BURZONO	6179	10.2
7200 ESPINOSA	7200	4.3	6017 MATOZ	6017	206.2	6180 BURZONO	6180	10.2
7300 ESPINOSA	7300	4.3	6018 MATOZ	6018	206.2	6181 BURZONO	6181	10.2
7400 ESPINOSA	7400	4.3	6019 MATOZ	6019	206.2	6182 BURZONO	6182	10.2
7500 ESPINOSA	7500	4.3	6020 MATOZ	6020	206.2	6183 BURZONO	6183	10.2
7600 ESPINOSA	7600	4.3	6021 MATOZ	6021	206.2	6184 BURZONO	6184	10.2
7700 ESPINOSA	7700	4.3	6022 MATOZ	6022	206.2	6185 BURZONO	6185	10.2
7800 ESPINOSA	7800	4.3	6023 MATOZ	6023	206.2	6186 BURZONO	6186	10.2
7900 ESPINOSA	7900	4.3	6024 MATOZ	6024	206.2	6187 BURZONO	6187	10.2
8000 ESPINOSA	8000	4.3	6025 MATOZ	6025	206.2	6188 BURZONO	6188	10.2
8100 ESPINOSA	8100	4.3	6026 MATOZ	6026	206.2	6189 BURZONO	6189	10.2
8200 ESPINOSA	8200	4.3	6027 MATOZ	6027	206.2	6190 BURZONO	6190	10.2
8300 ESPINOSA	8300	4.3	6028 MATOZ	6028	206.2	6191 BURZONO	6191	10.2
8400 ESPINOSA	8400	4.3	6029 MATOZ	6029	206.2	6192 BURZONO	6192	10.2
8500 ESPINOSA	8500	4.3	6030 MATOZ	6030	206.2	6193 BURZONO	6193	10.2
8600 ESPINOSA	8600	4.3	6031 MATOZ	6031	206.2	6194 BURZONO	6194	10.2
8700 ESPINOSA	8700	4.3	6032 MATOZ	6032	206.2	6195 BURZONO	6195	10.2
8800 ESPINOSA	8800	4.3	6033 MATOZ	6033	206.2	6196 BURZONO	6196	10.2
8900 ESPINOSA	8900	4.3	6034 MATOZ	6034	206.2	6197 BURZONO	6197	10.2
9000 ESPINOSA	9000	4.3	6035 MATOZ	6035	206.2	6198 BURZONO	6198	10.2
9100 ESPINOSA	9100	4.3	6036 MATOZ	6036	206.2	6199 BURZONO	6199	10.2
9200 ESPINOSA	9200	4.3	6037 MATOZ	6037	206.2	6200 BURZONO	6200	10.2
9300 ESPINOSA	9300	4.3	6038 MATOZ	6038	206.2	6201 BURZONO	6201	10.2
9400 ESPINOSA	9400	4.3	6039 MATOZ	6039	206.2	6202 BURZONO	6202	10.2
9500 ESPINOSA	9500	4.3	6040 MATOZ	6040	206.2	6203 BURZONO	6203	10.2
9600 ESPINOSA	9600	4.3	6041 MATOZ	6041	206.2	6204 BURZONO	6204	10.2
9700 ESPINOSA	9700	4.3	6042 MATOZ	6042	206.2	6205 BURZONO	6205	10.2
9800 ESPINOSA	9800	4.3	6043 MATOZ	6043	206.2	6206 BURZONO	6206	10.2
9900 ESPINOSA	9900	4.3	6044 MATOZ	6044	206.2	6207 BURZONO	6207	10.2
10000 ESPINOSA	10000	4.3	6045 MATOZ	6045	206.2	6208 BURZONO	6208	10.2





C24-6008-6182-5A

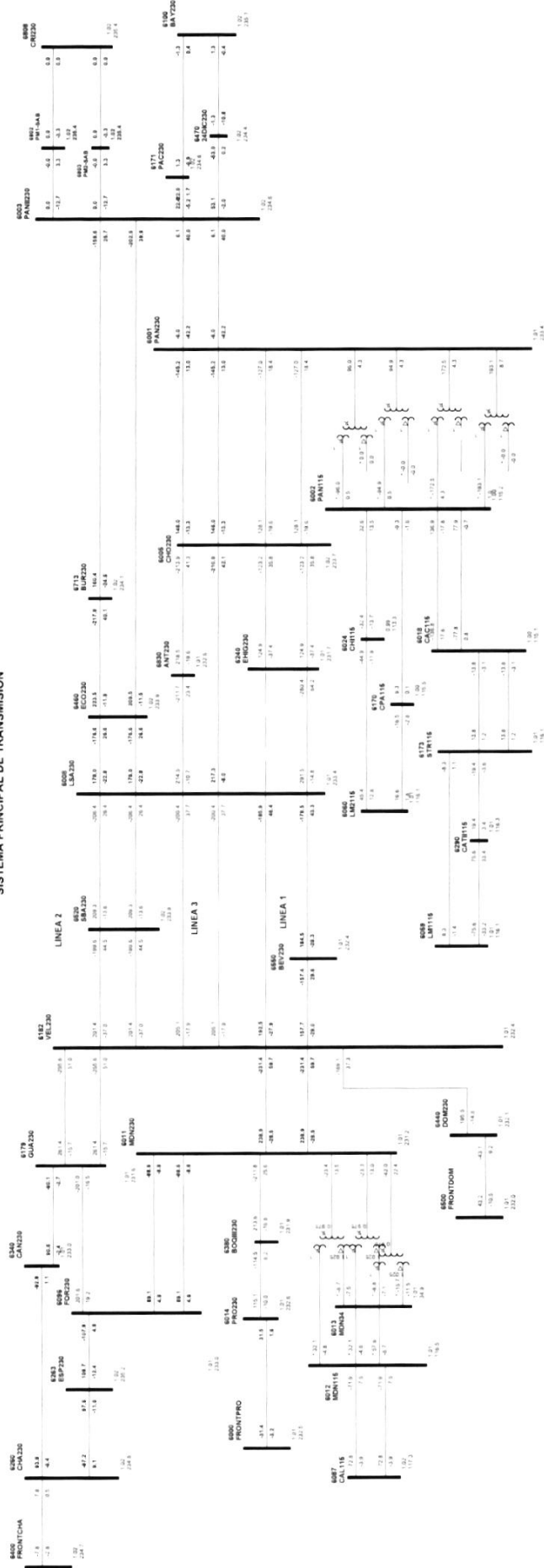
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C25-6008-6240-3C

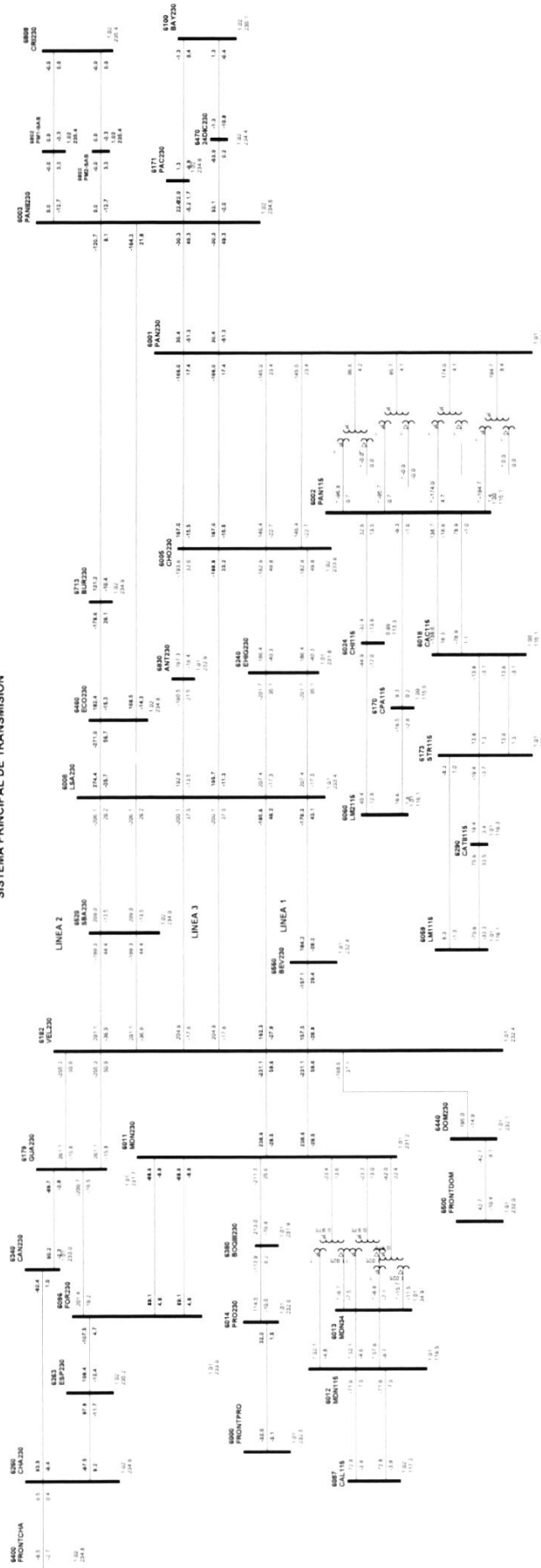
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C27-6008-6460-2B

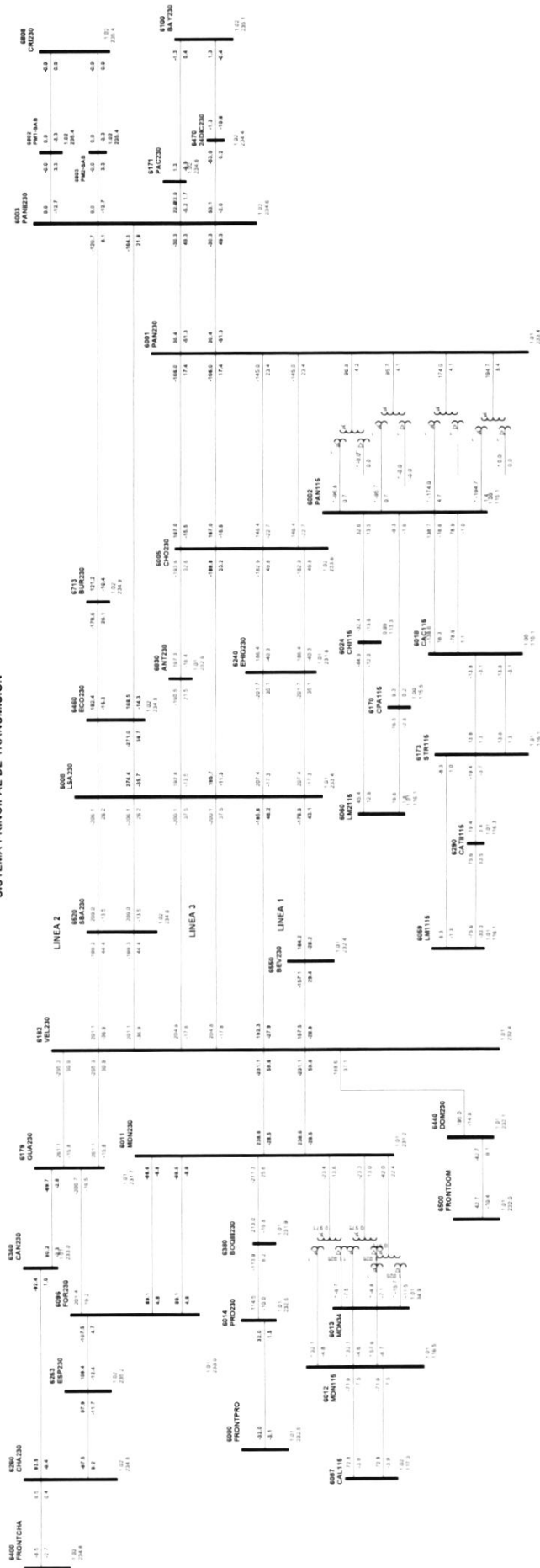
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C28-6008-6460-3B

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION



Handwritten initials or mark.

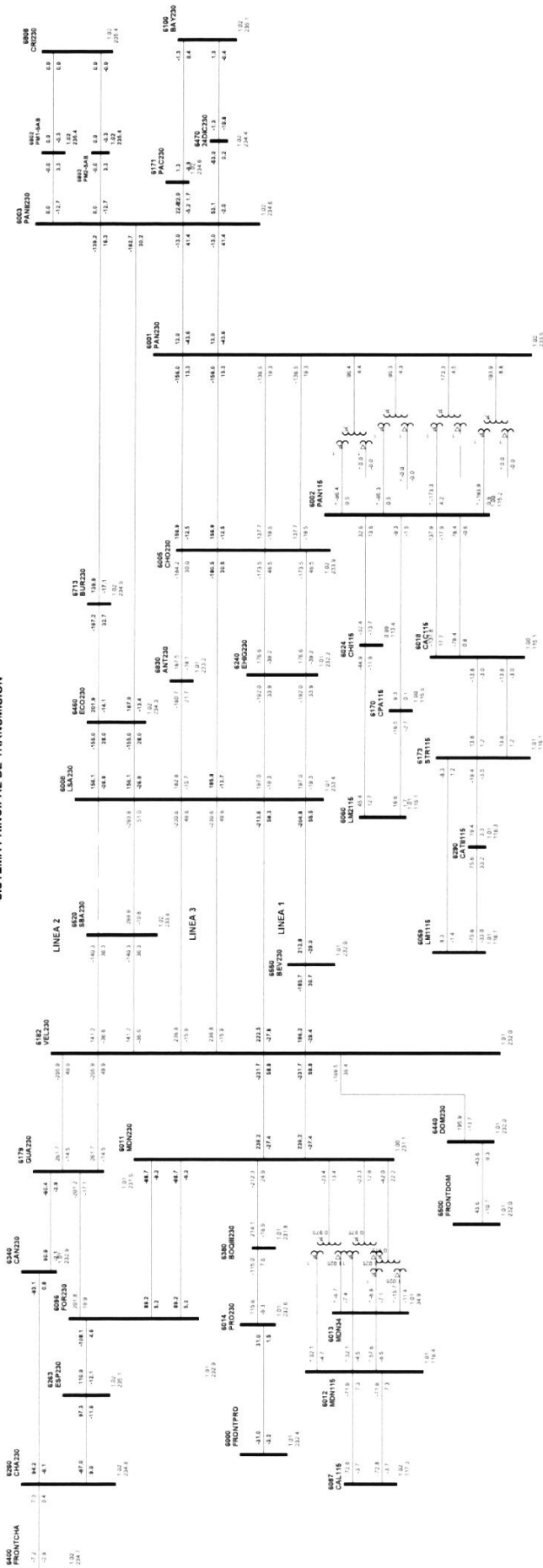




944

C29-6008-6520-4A

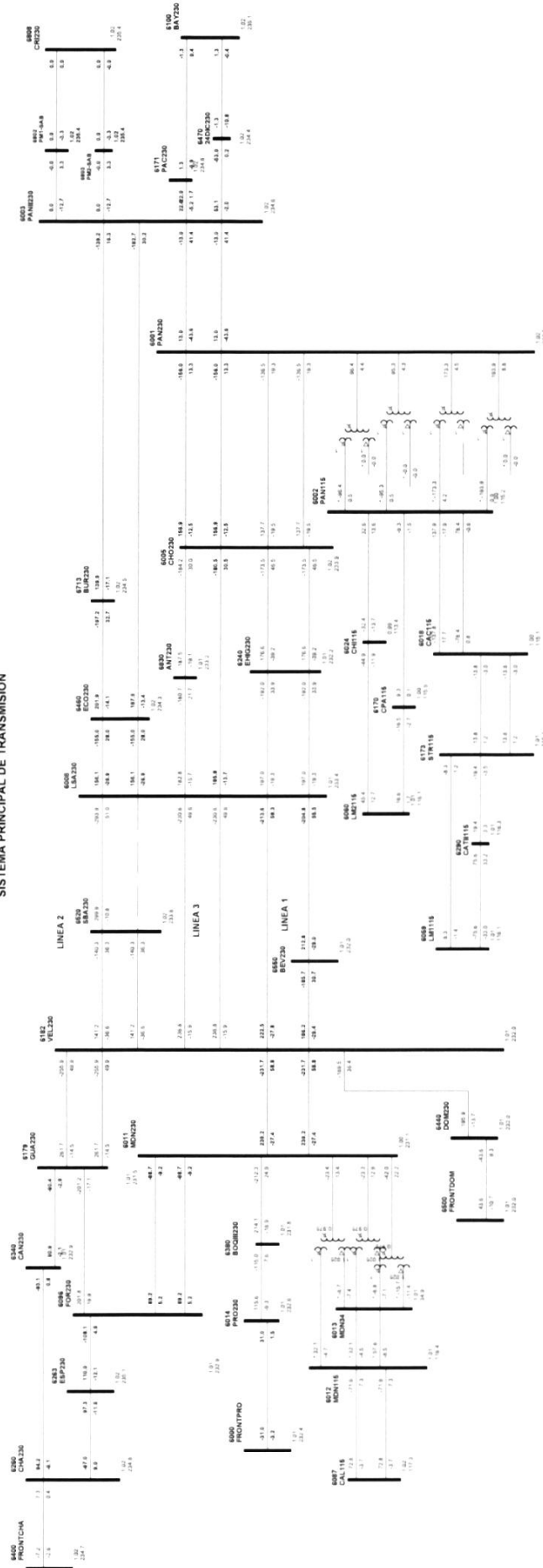
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C30-6008-6520-5A

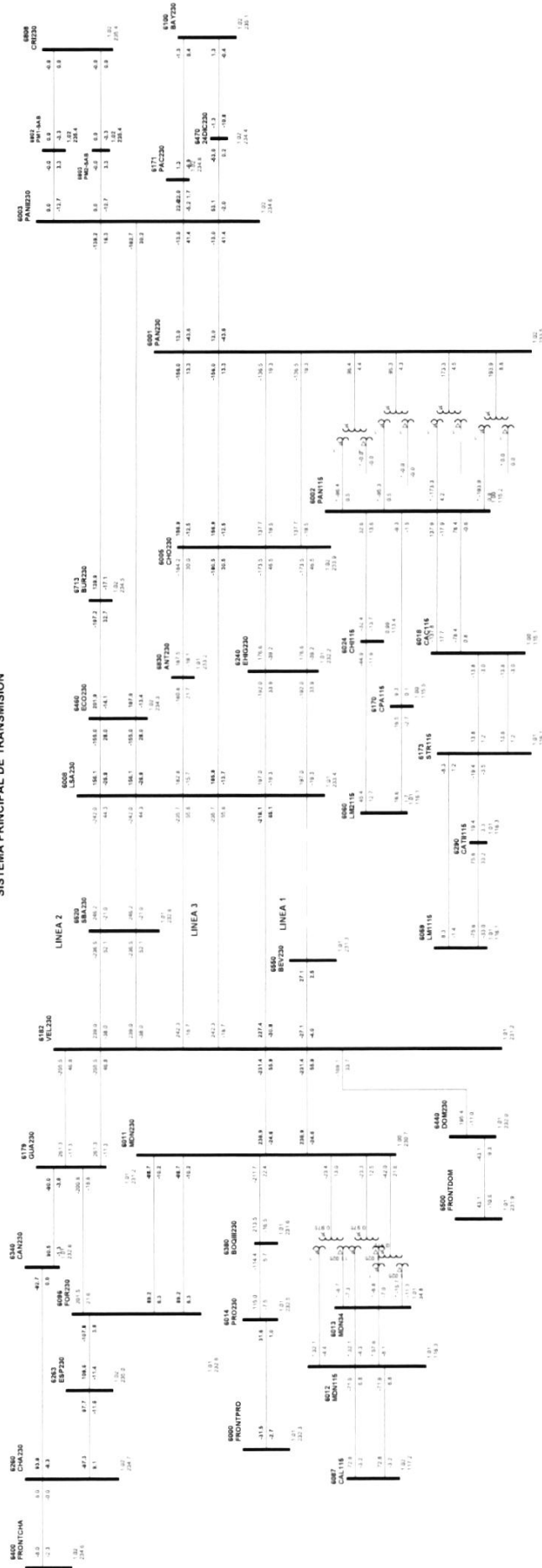
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C31-6008-6550-6A

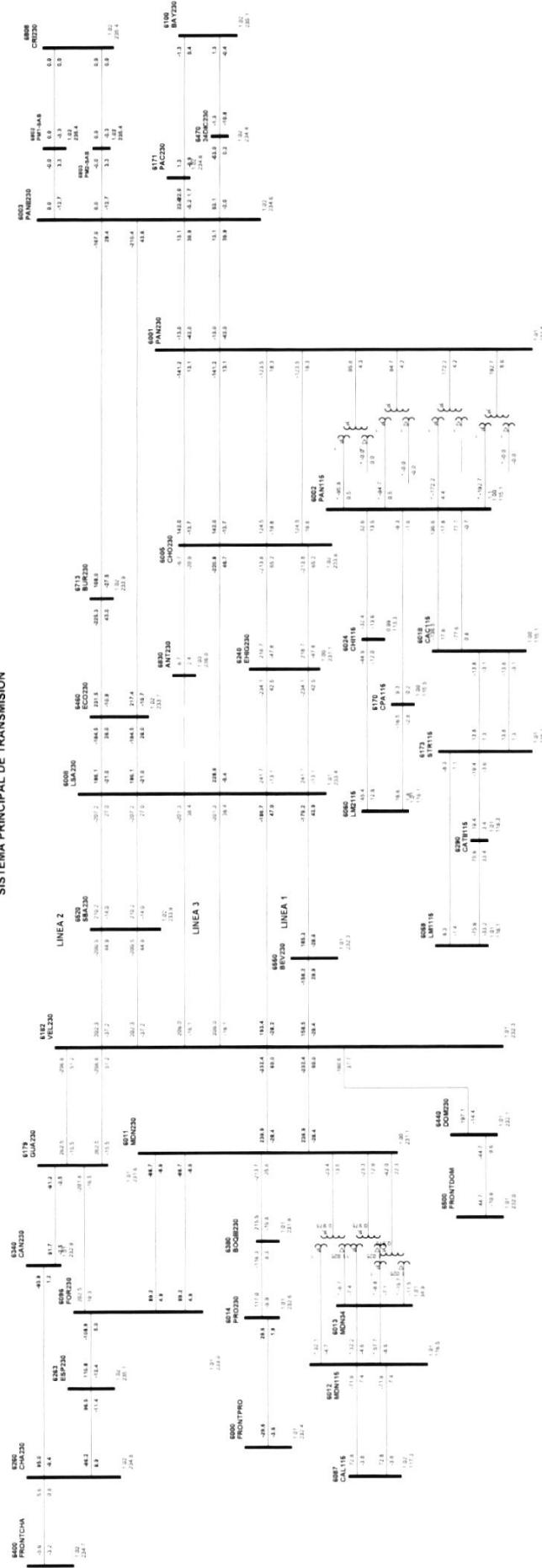
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C32-6008-6830-9B

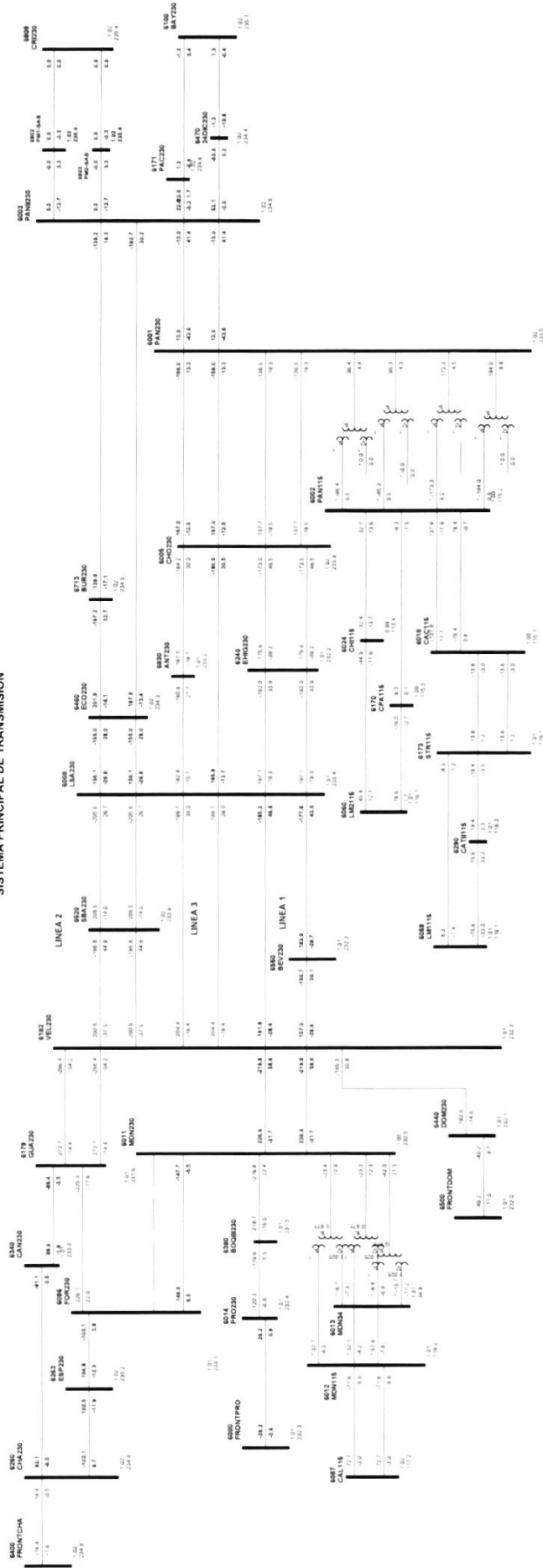
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C33-6011-6096-7

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION



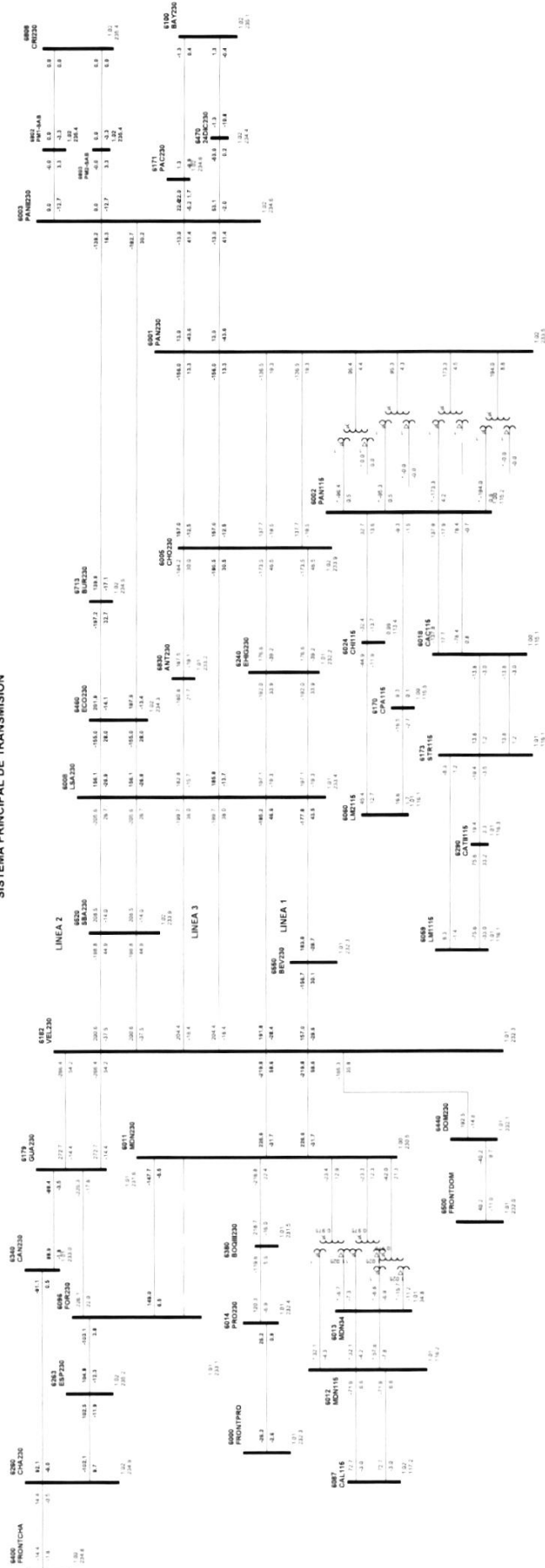
Handwritten mark or signature.





C34-6011-6096-8

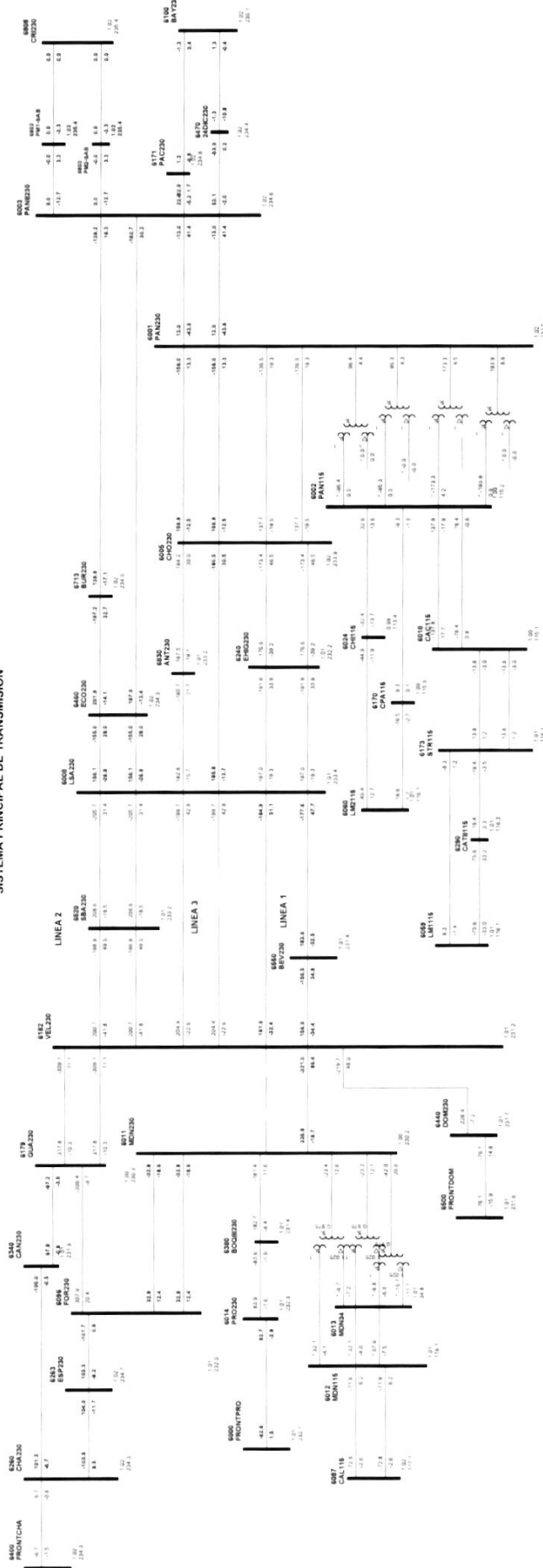
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C35-6011-6182-5B

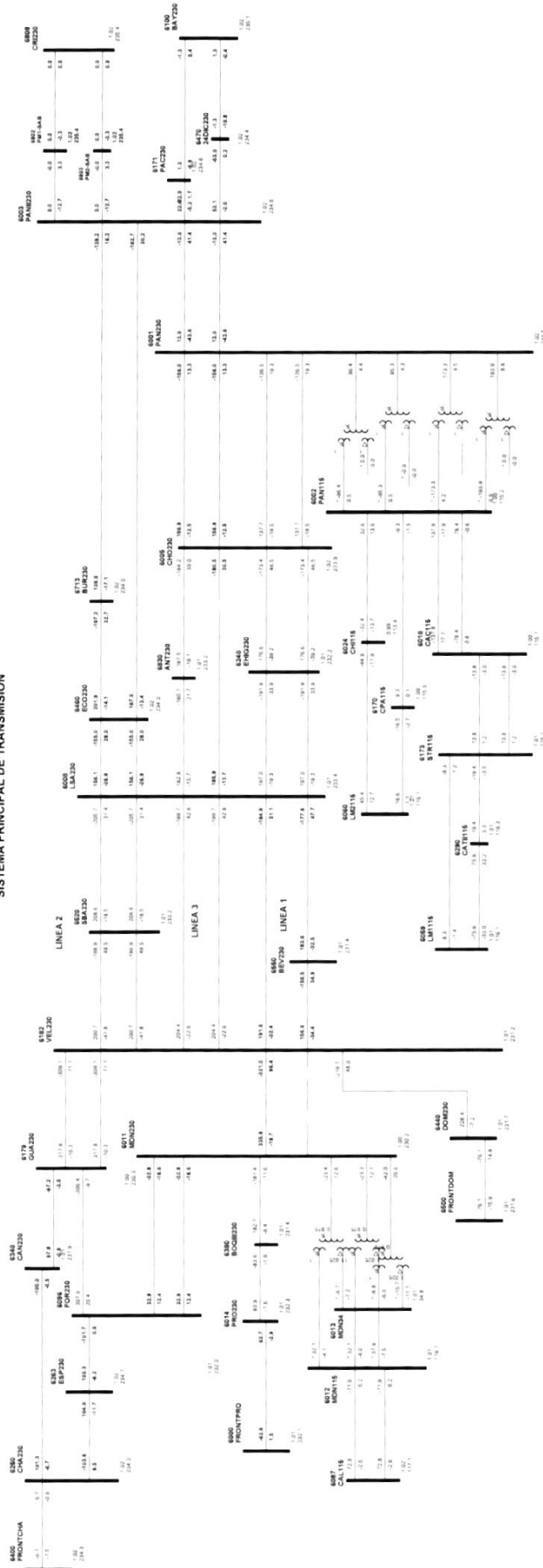
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C36-6011-6182-6C

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION



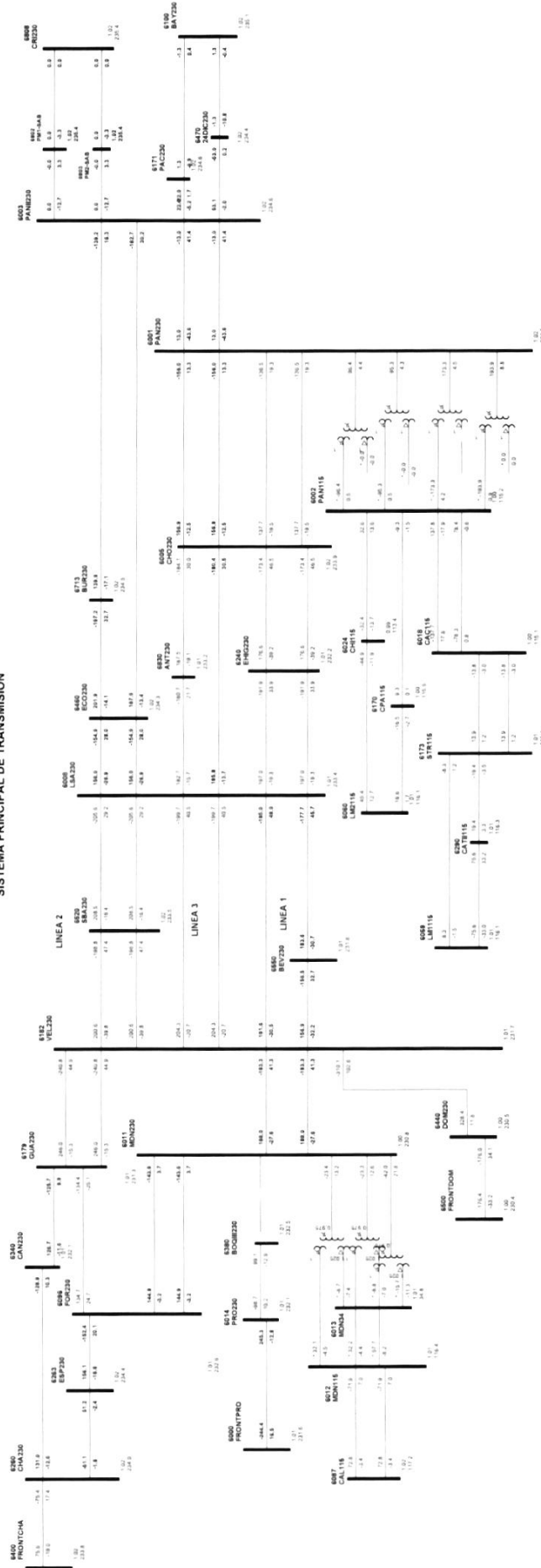
B





C37-6011-6380-9A

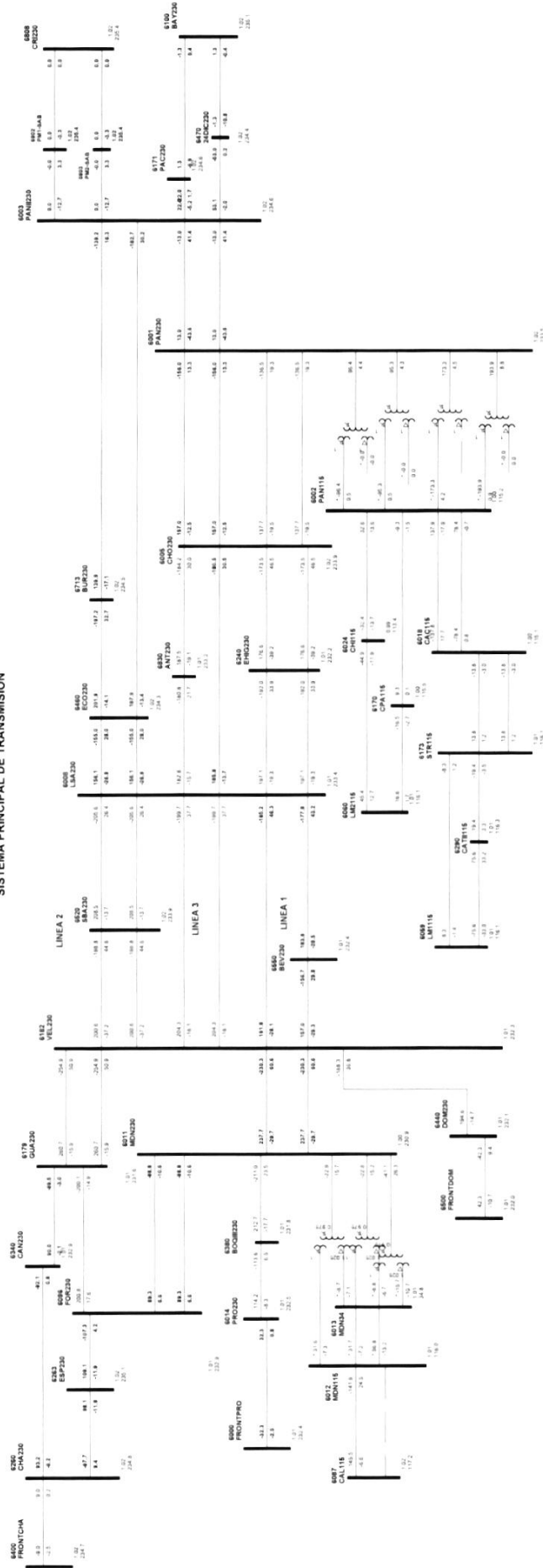
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C38-6012-6087-15

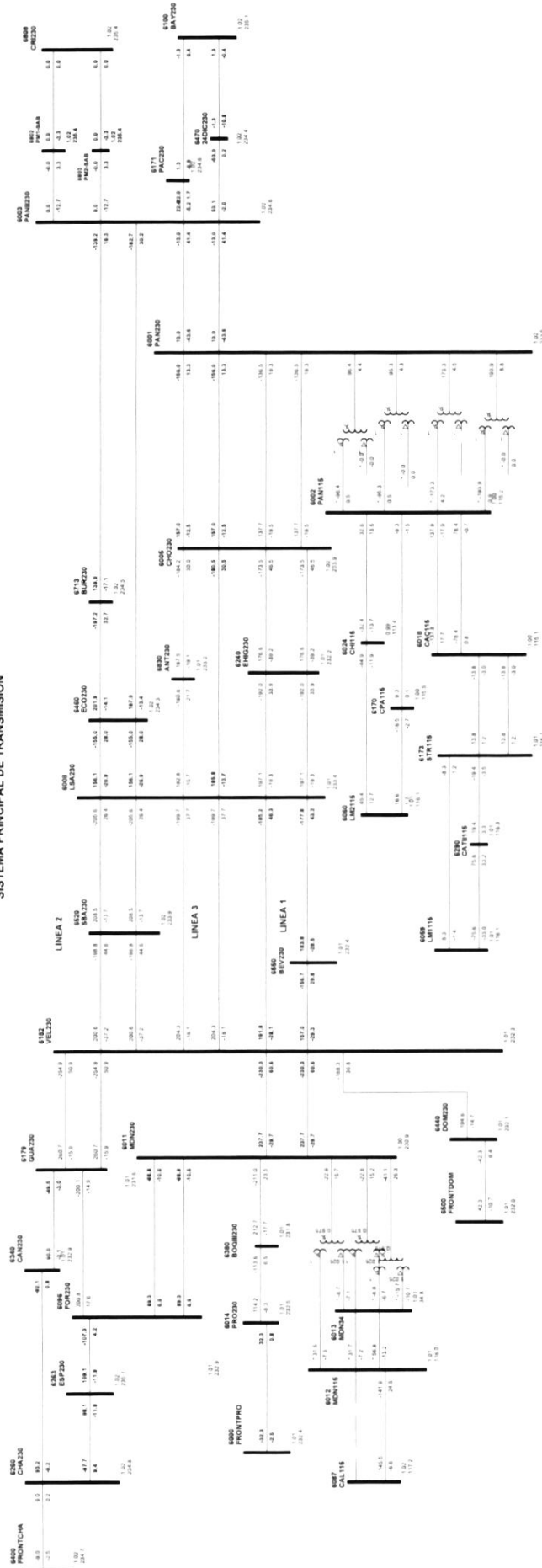
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C39-6012-6087-16

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION



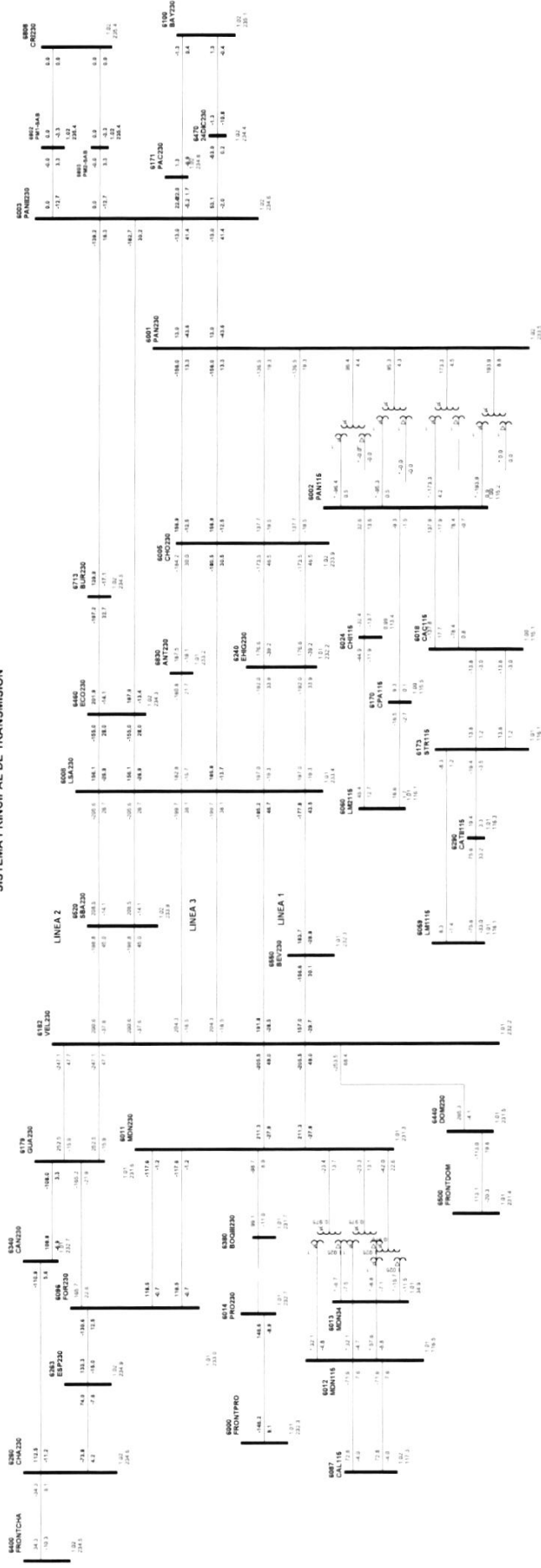
8





C40-6014-6380-9B

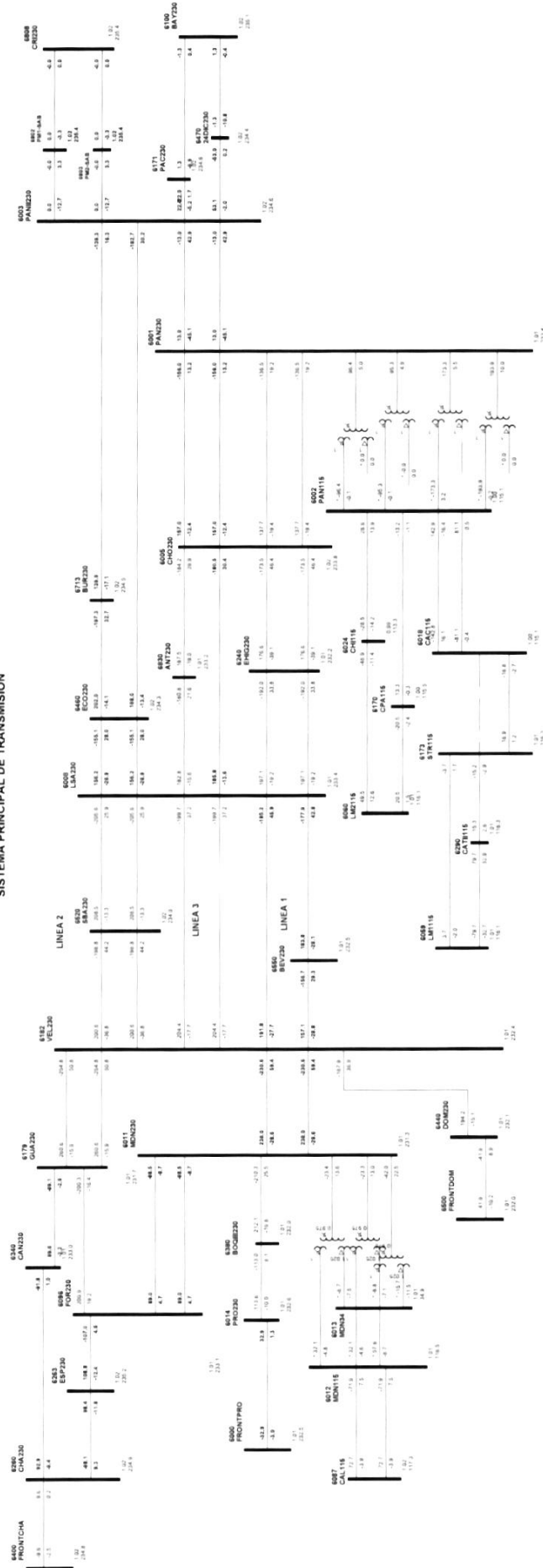
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C41-6018-6173-1A

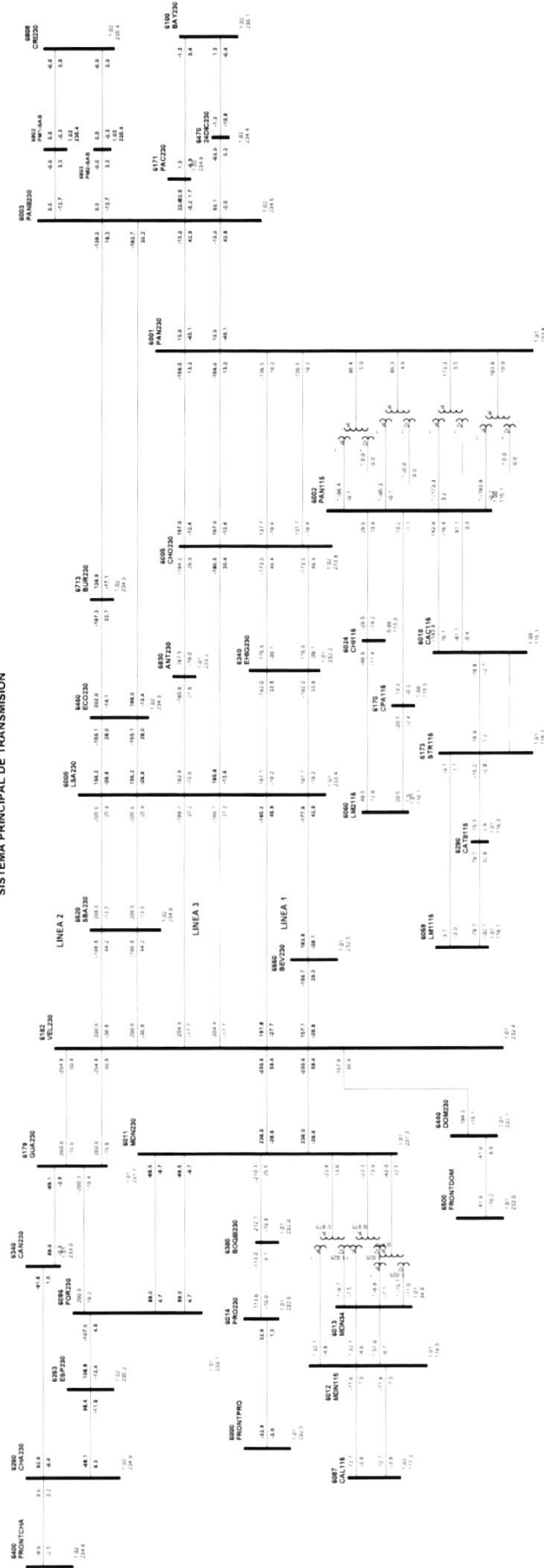
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C42-6018-6173-2A

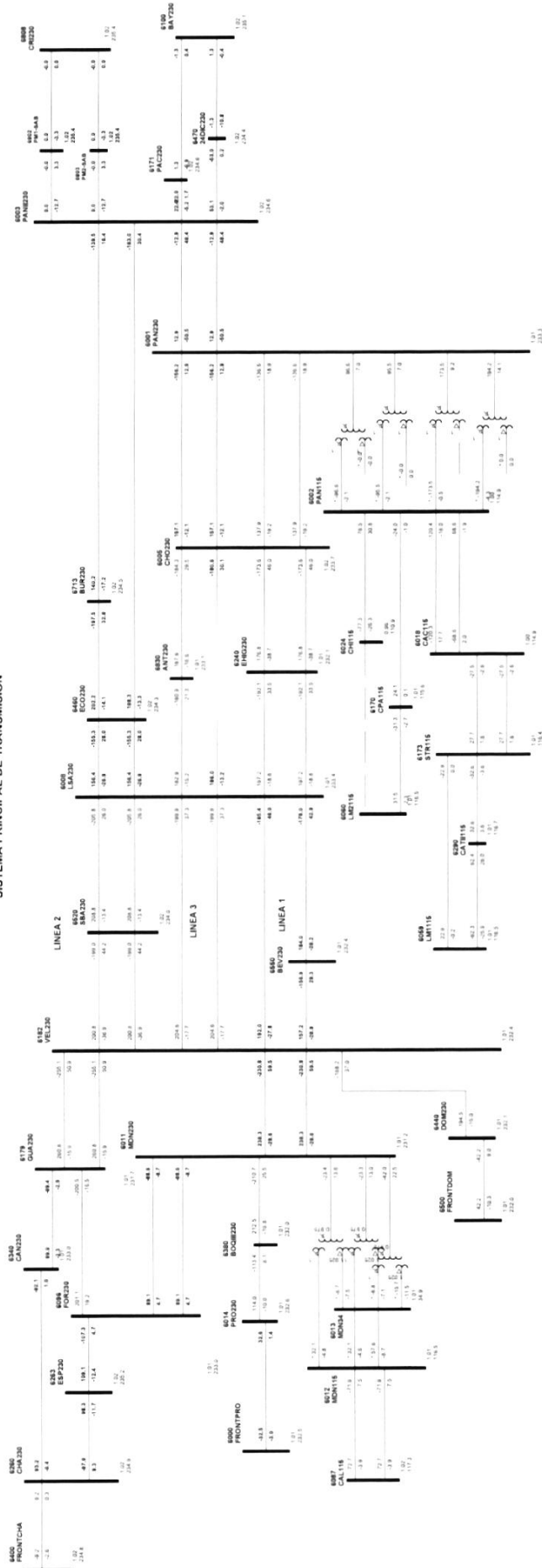
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C-43-6024-6060-3B

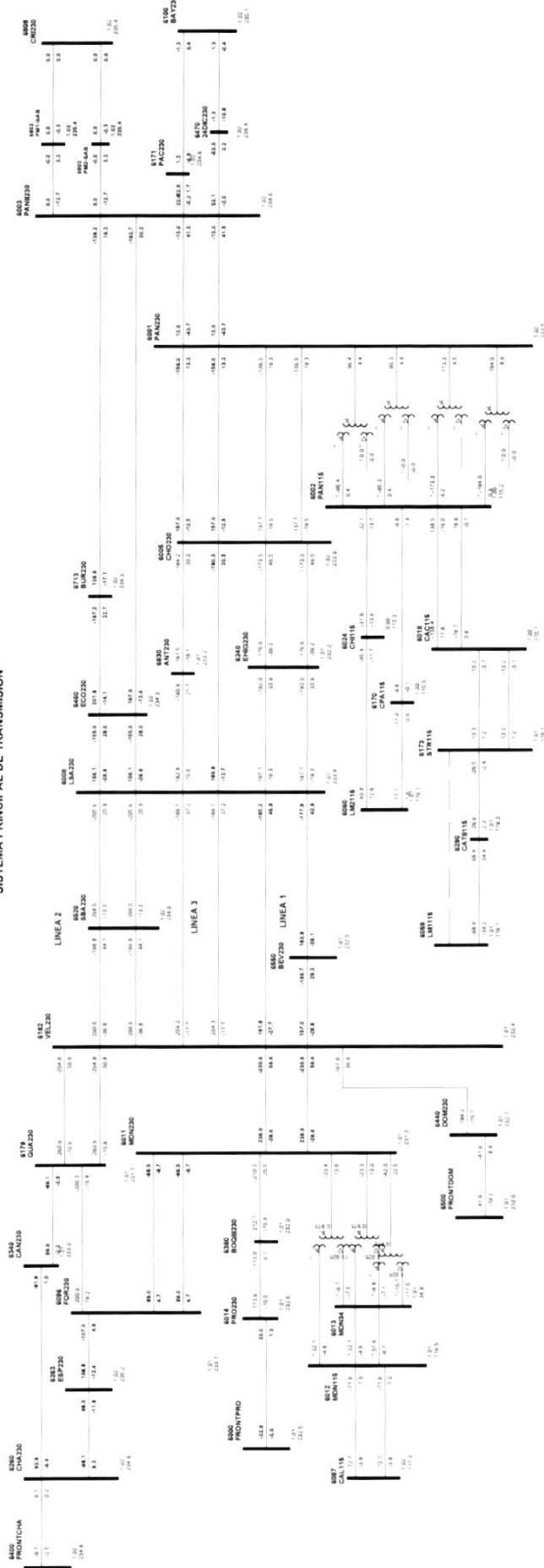
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C44-6059-6173-2B

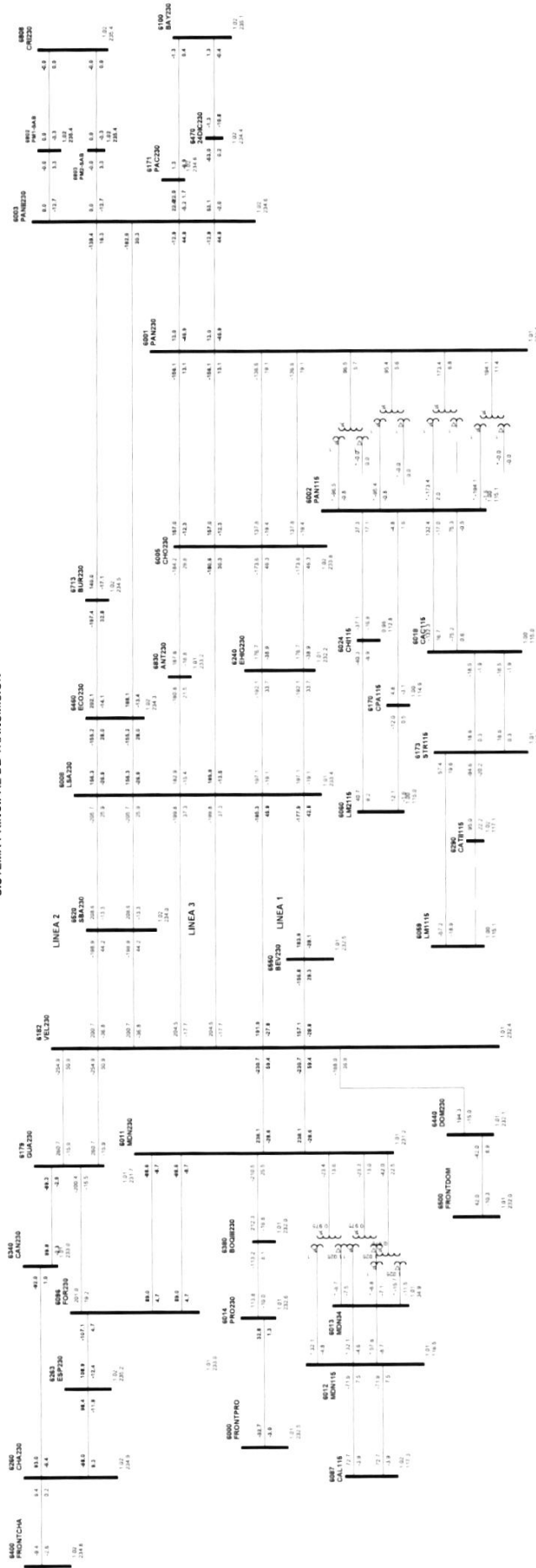
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C45-6059-6290-1C

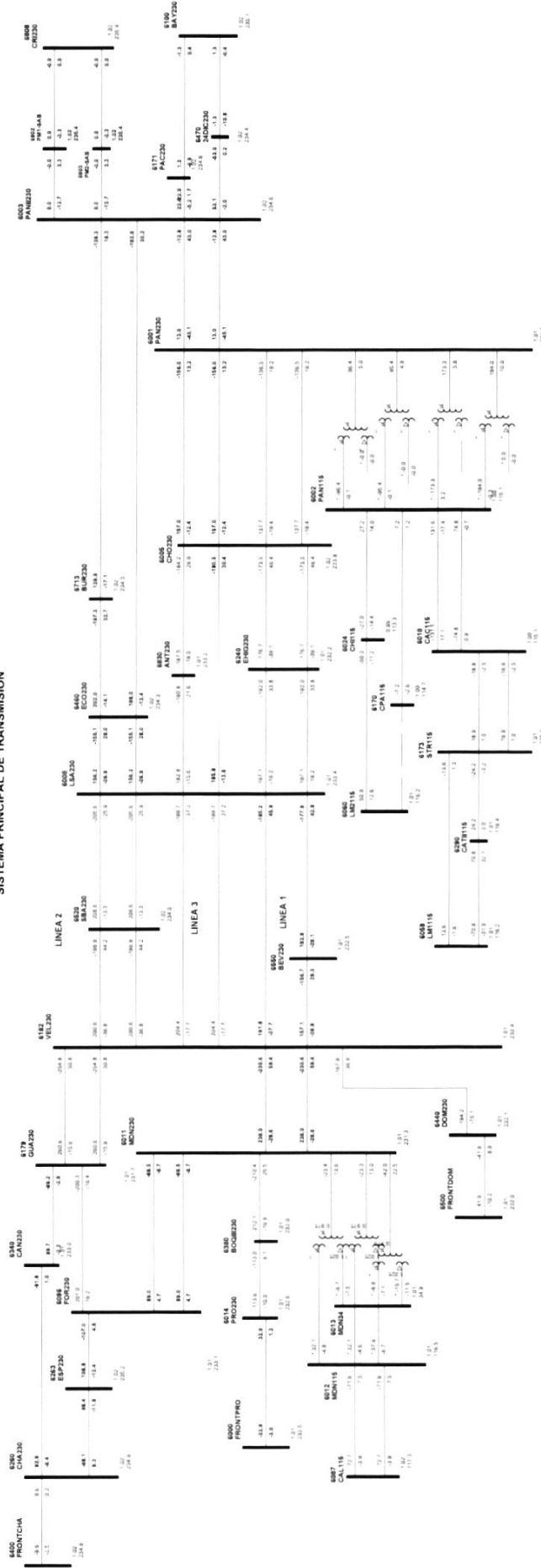
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C46-6060-6170-4B

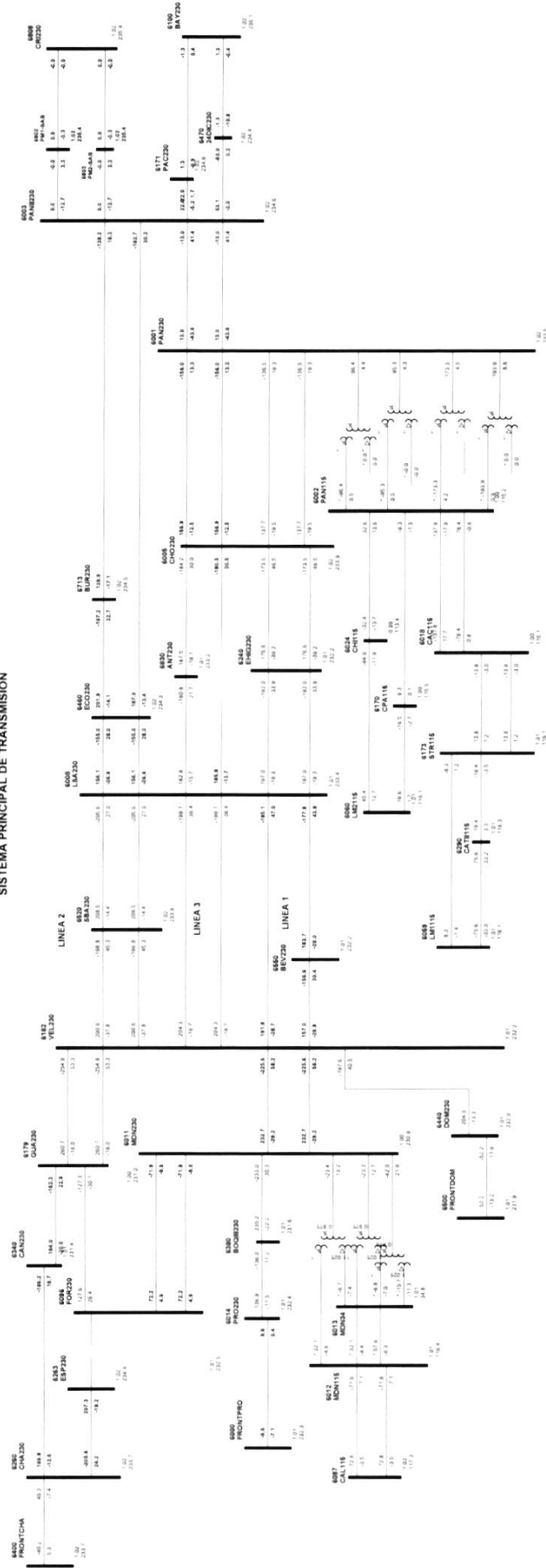
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C48-6096-6263-0A

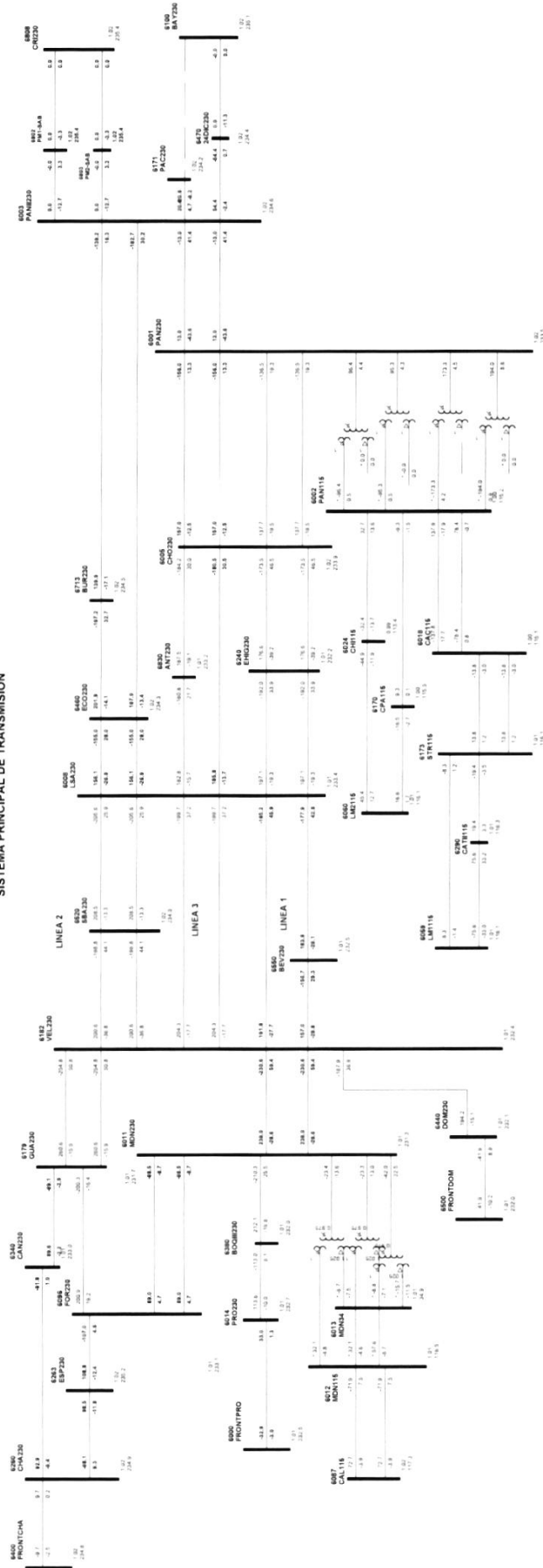
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C49-6100-6171-1A

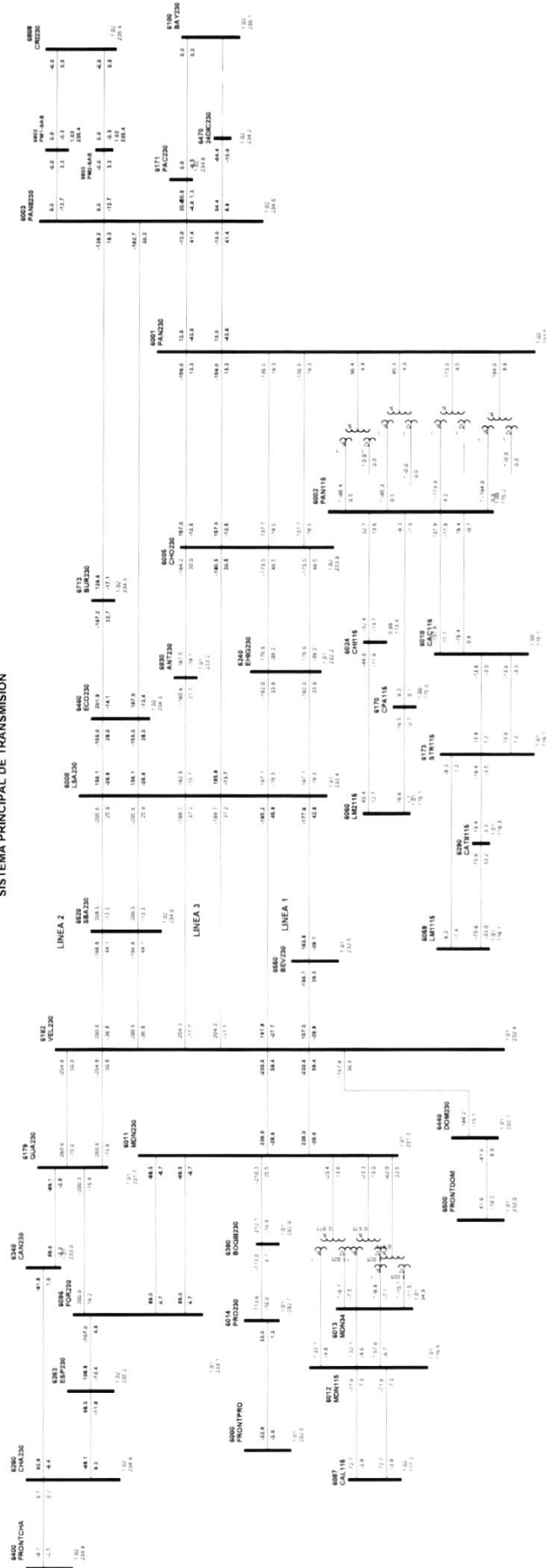
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C50-6100-6470-2A

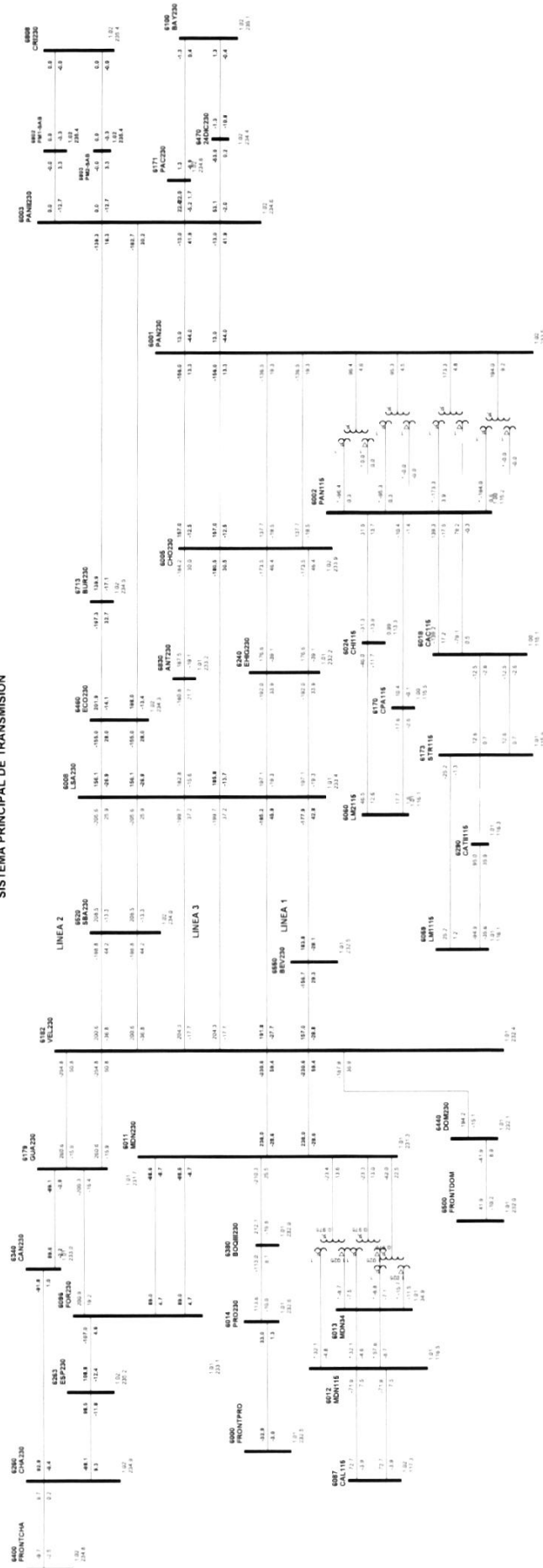
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C-51-6173-6290-1B

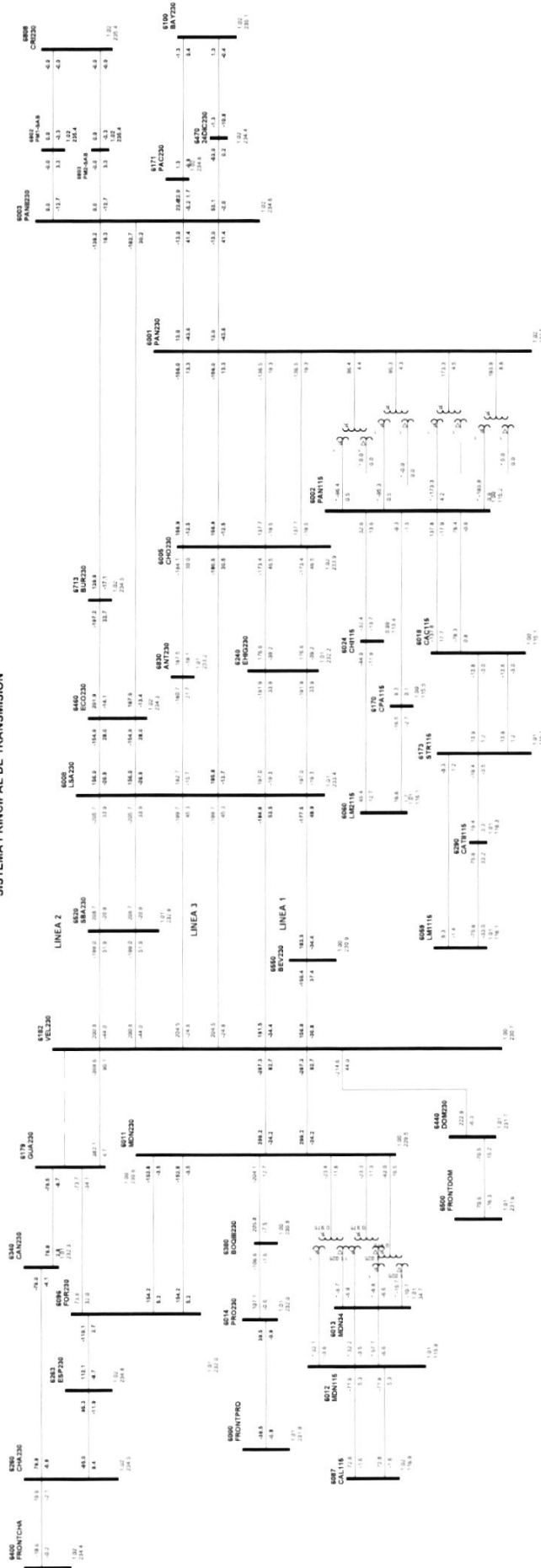
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C52-6179-6182-16

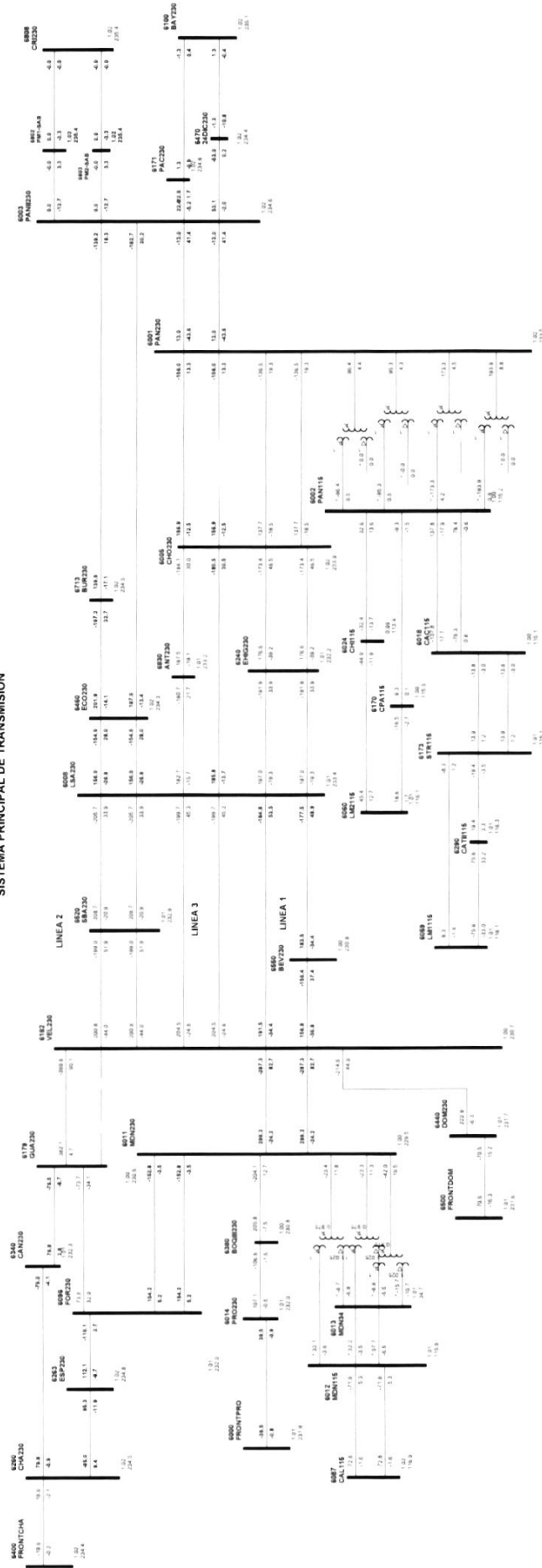
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C-53-6179-6182-17

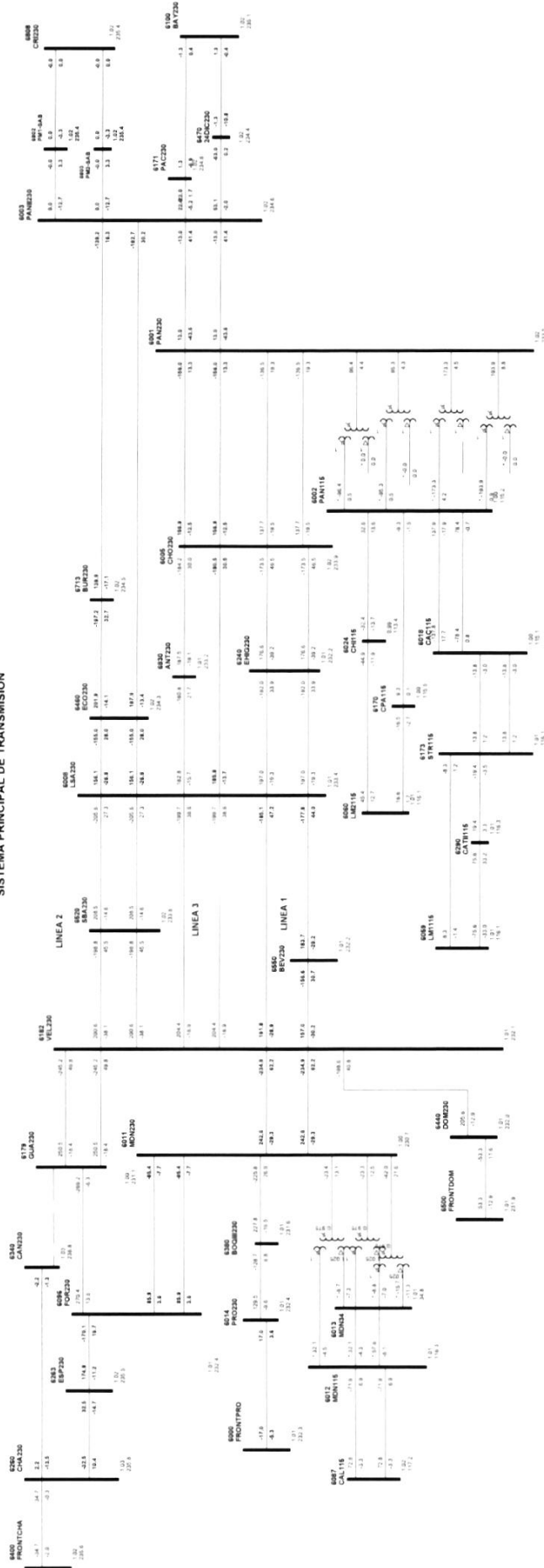
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C54-6179-6401-29

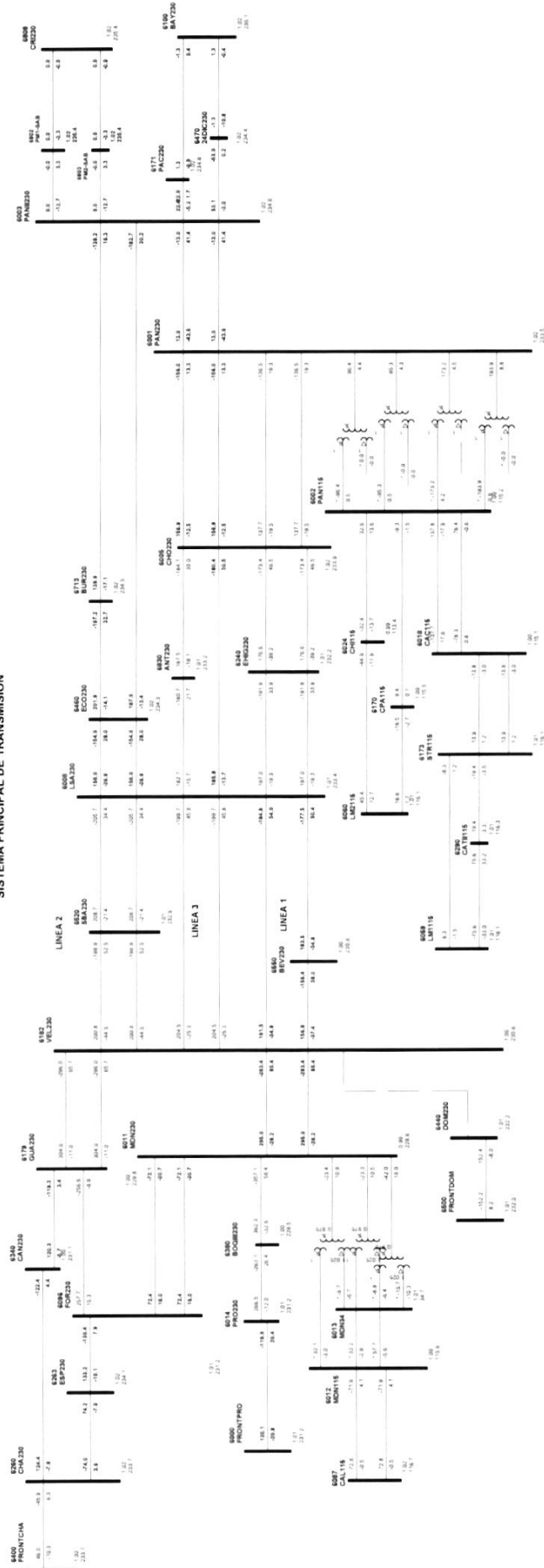
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C55-6182-6440-5A

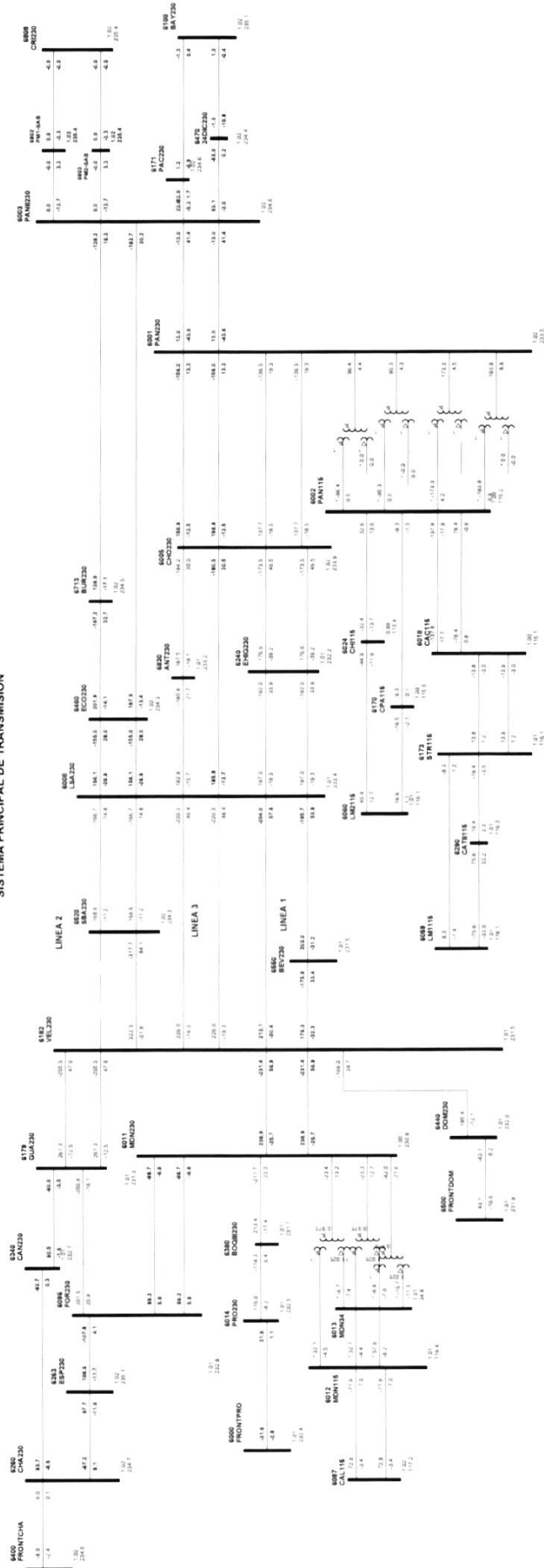
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C56-6182-6520-4B

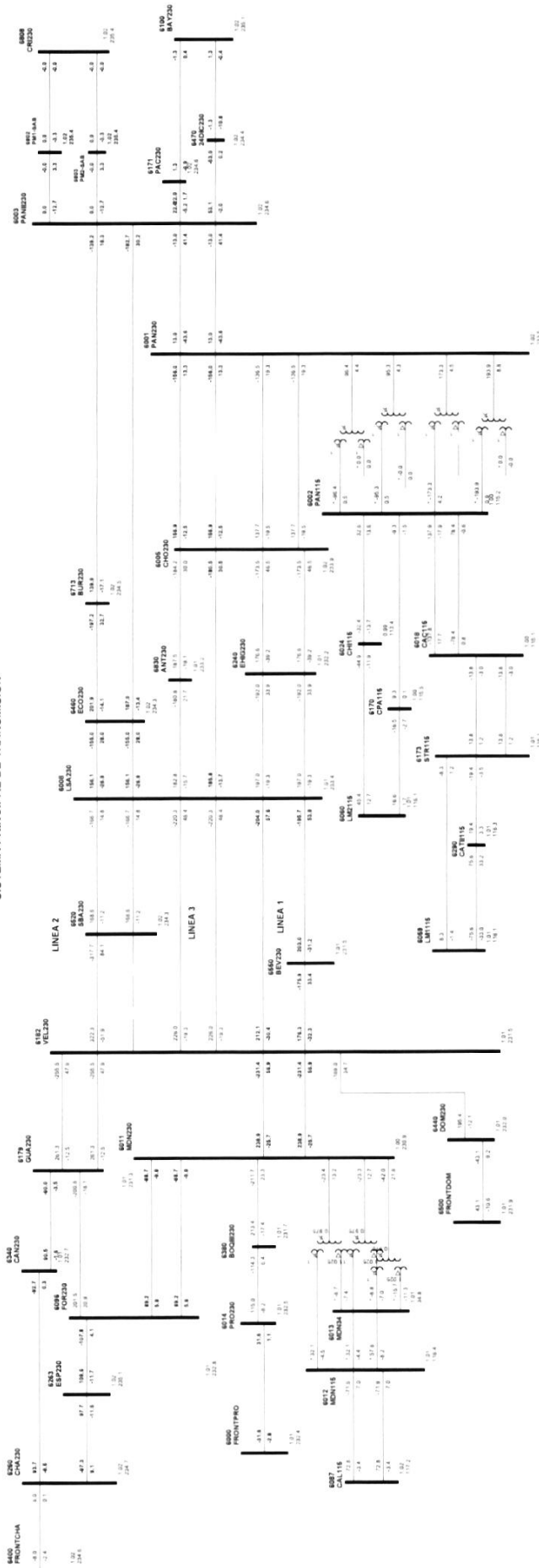
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C57-6182-6520-5B

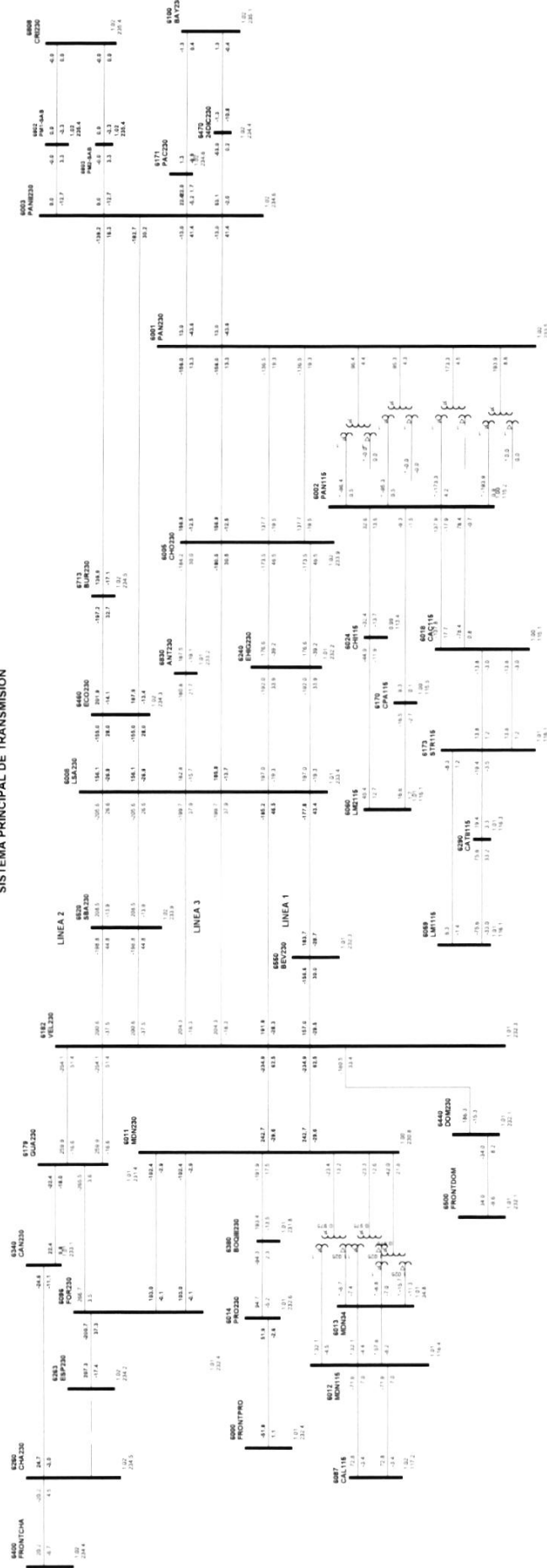
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C-59-6260-6263-0B

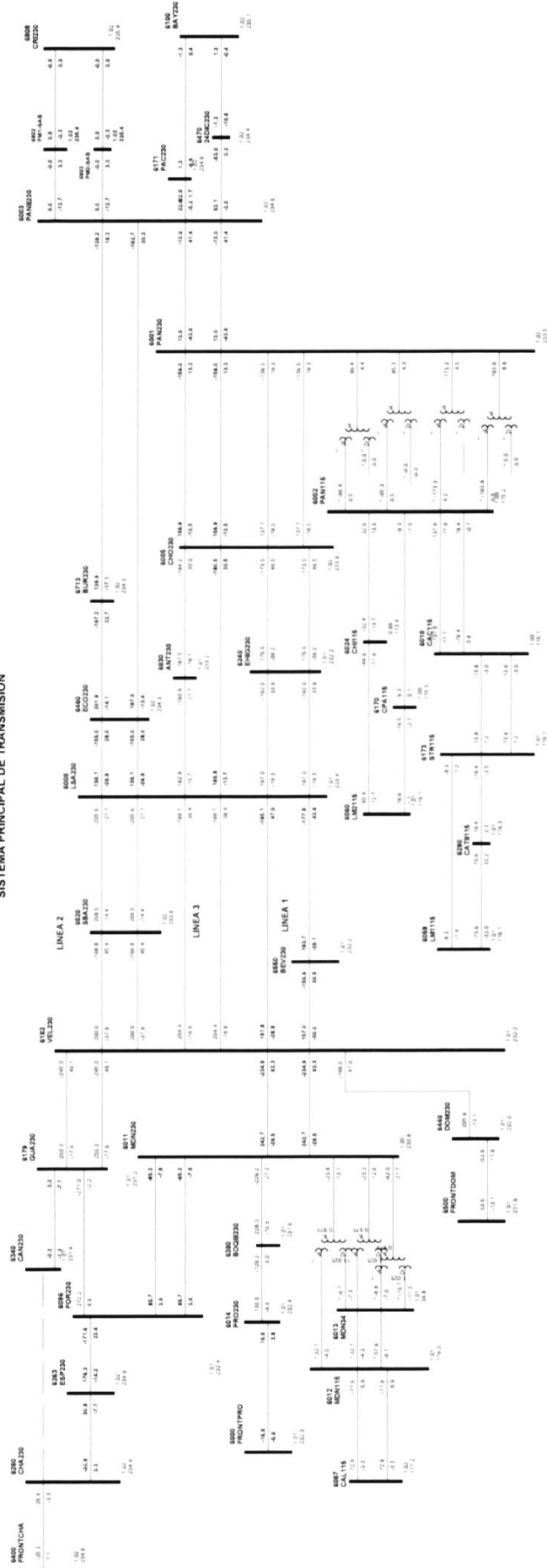
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C60-6260-6340-30

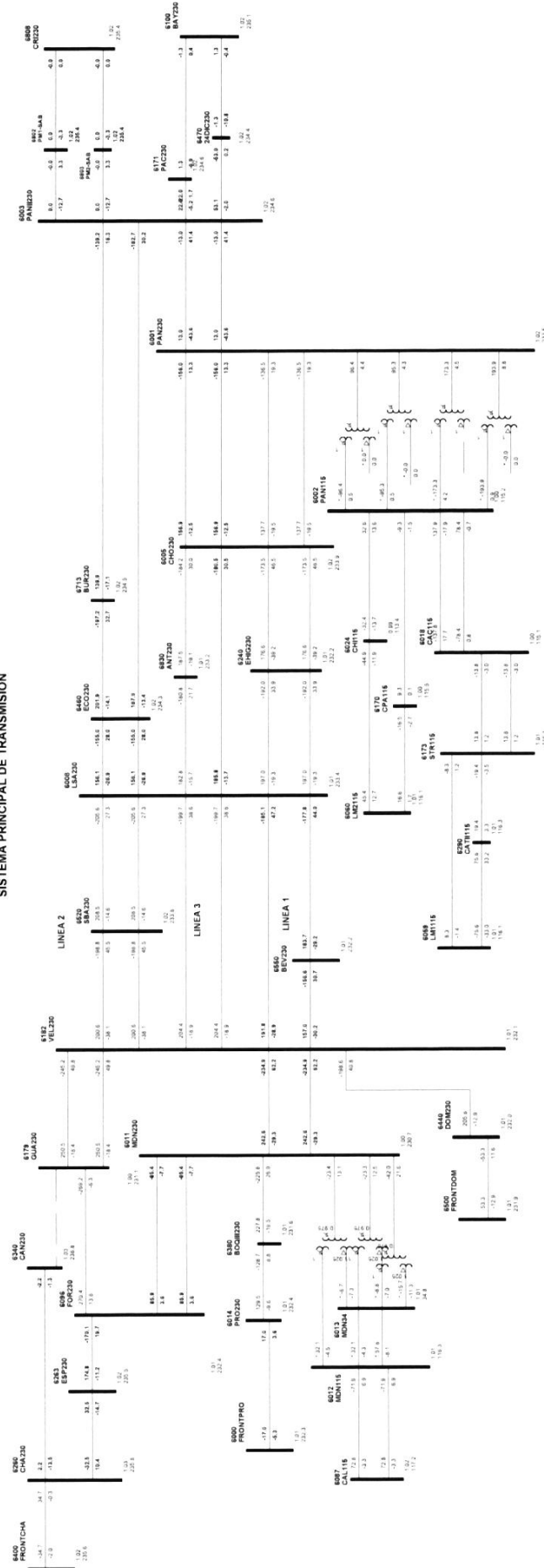
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C62-6340-6401-29

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION



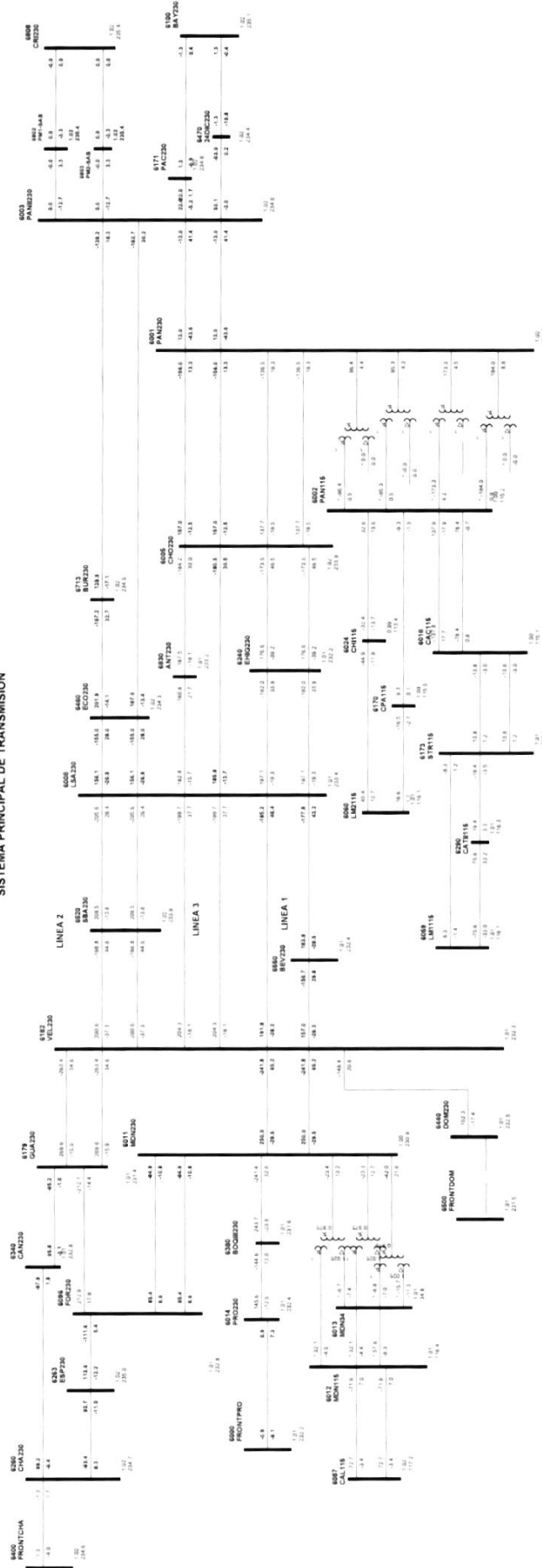
18





C63-6440-6500-5B

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION



18





C64-6460-6713-2A

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION

LINEA 1	LINEA 2	LINEA 3	LINEA 4	LINEA 5	LINEA 6	LINEA 7	LINEA 8	LINEA 9	LINEA 10	LINEA 11	LINEA 12	LINEA 13	LINEA 14	LINEA 15	LINEA 16	LINEA 17	LINEA 18	LINEA 19	LINEA 20	
6400 FRONTONCH	6401 CALVICH	6402 FRONTONCH	6403 CALVICH	6404 FRONTONCH	6405 CALVICH	6406 FRONTONCH	6407 CALVICH	6408 FRONTONCH	6409 CALVICH	6410 FRONTONCH	6411 CALVICH	6412 FRONTONCH	6413 CALVICH	6414 FRONTONCH	6415 CALVICH	6416 FRONTONCH	6417 CALVICH	6418 FRONTONCH	6419 CALVICH	
...

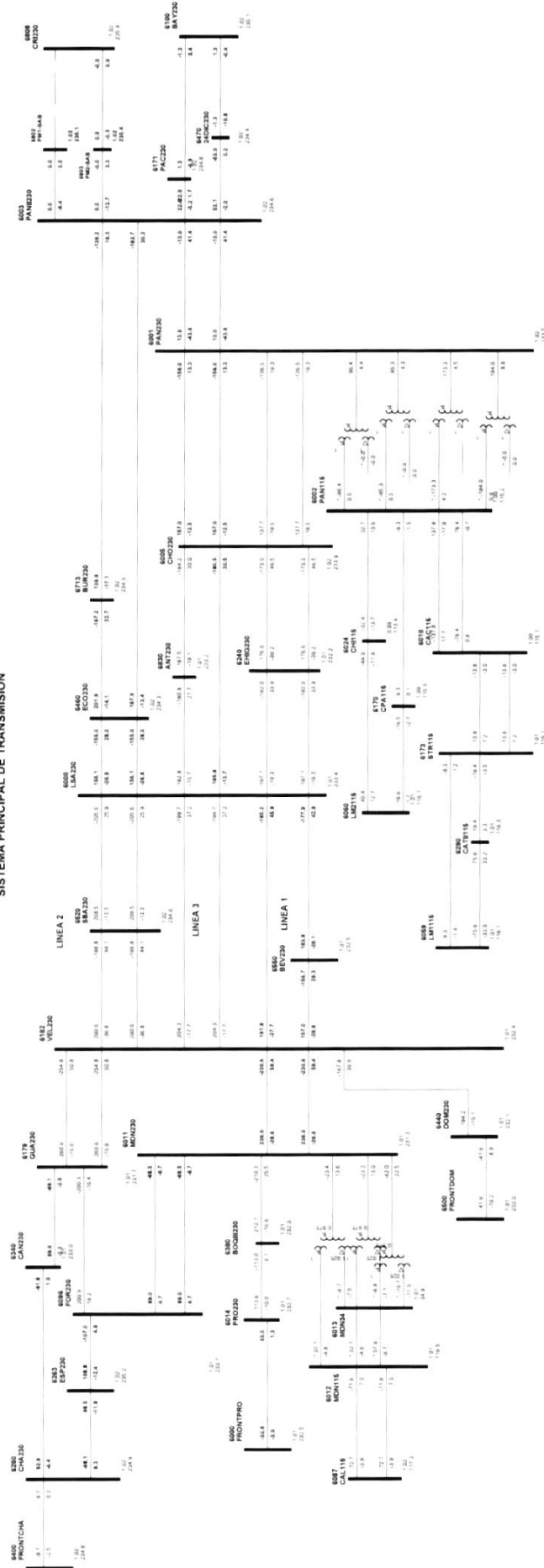
18





C65-6802-6808-1

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION



Handwritten mark





DEMANDA MEDIA AM

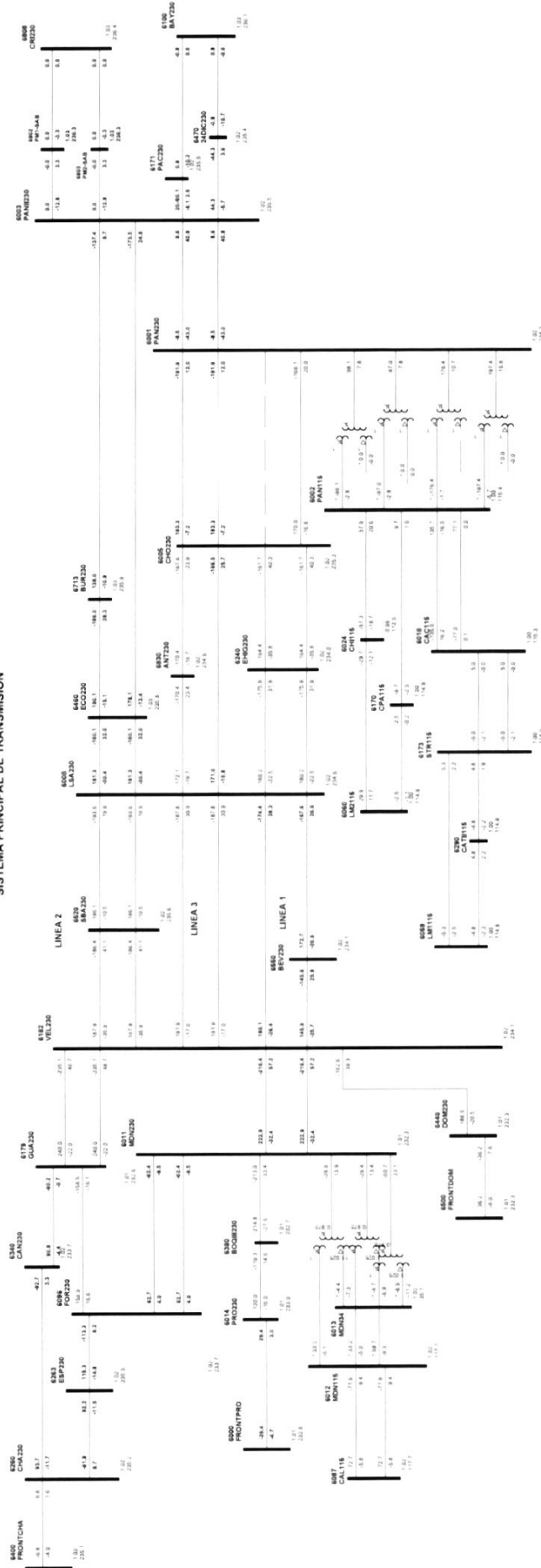
AB





C4-6001-6005-3A

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION



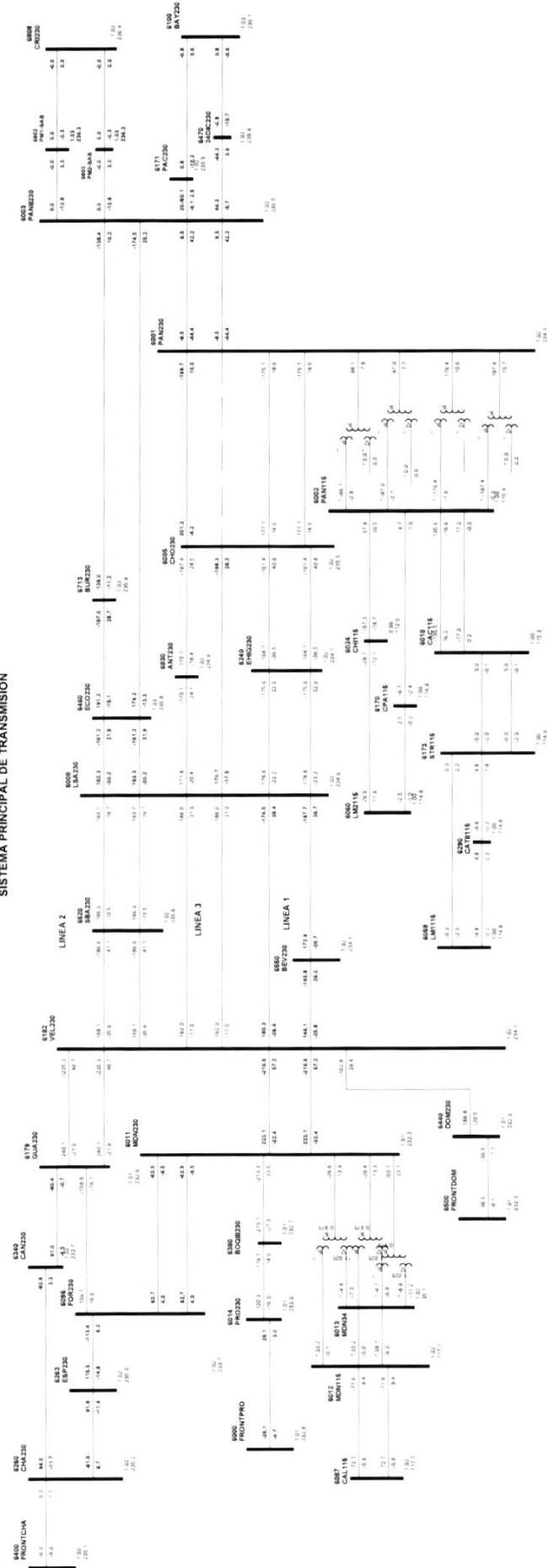
Handwritten mark or signature.





C5-6001-6005-47

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION



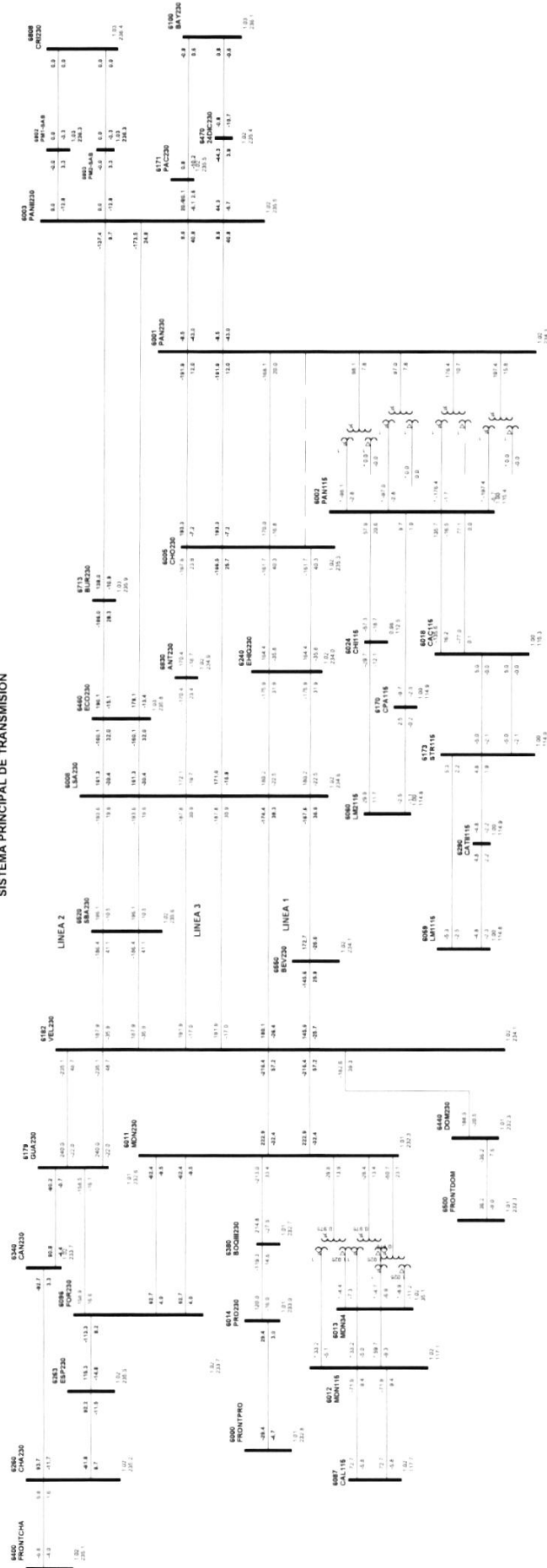
Handwritten mark or signature.





C7-6001-6005-4A

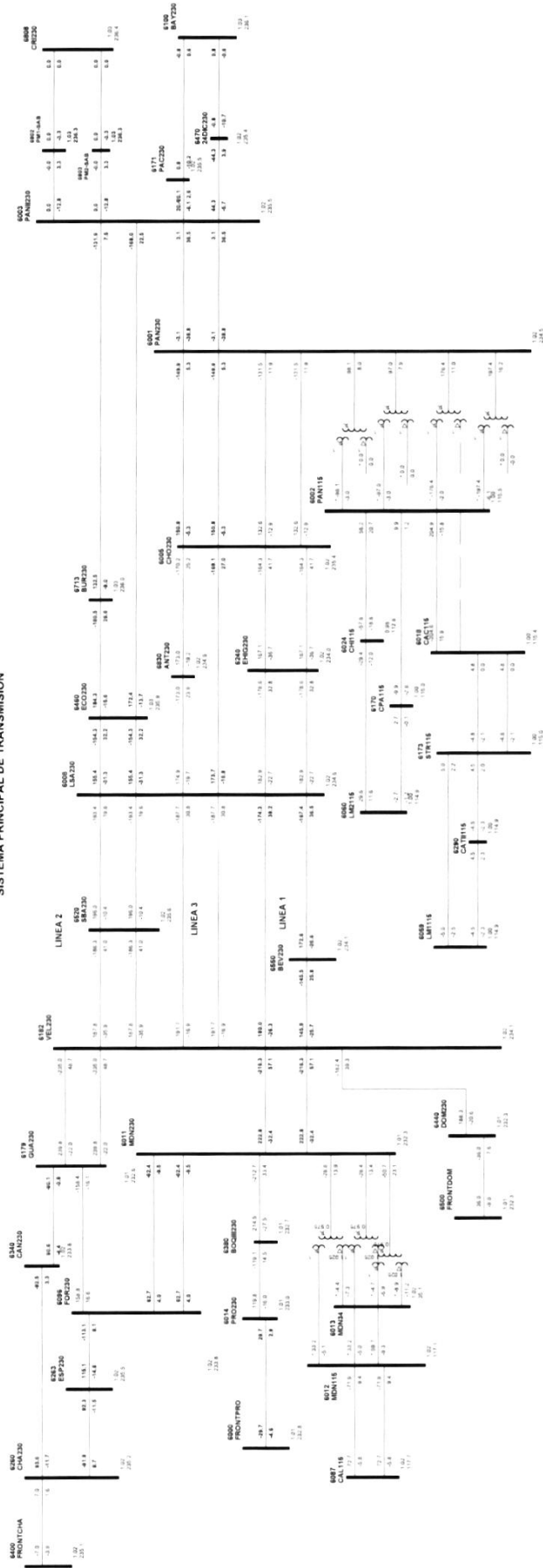
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C8-6002-6018-12

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION



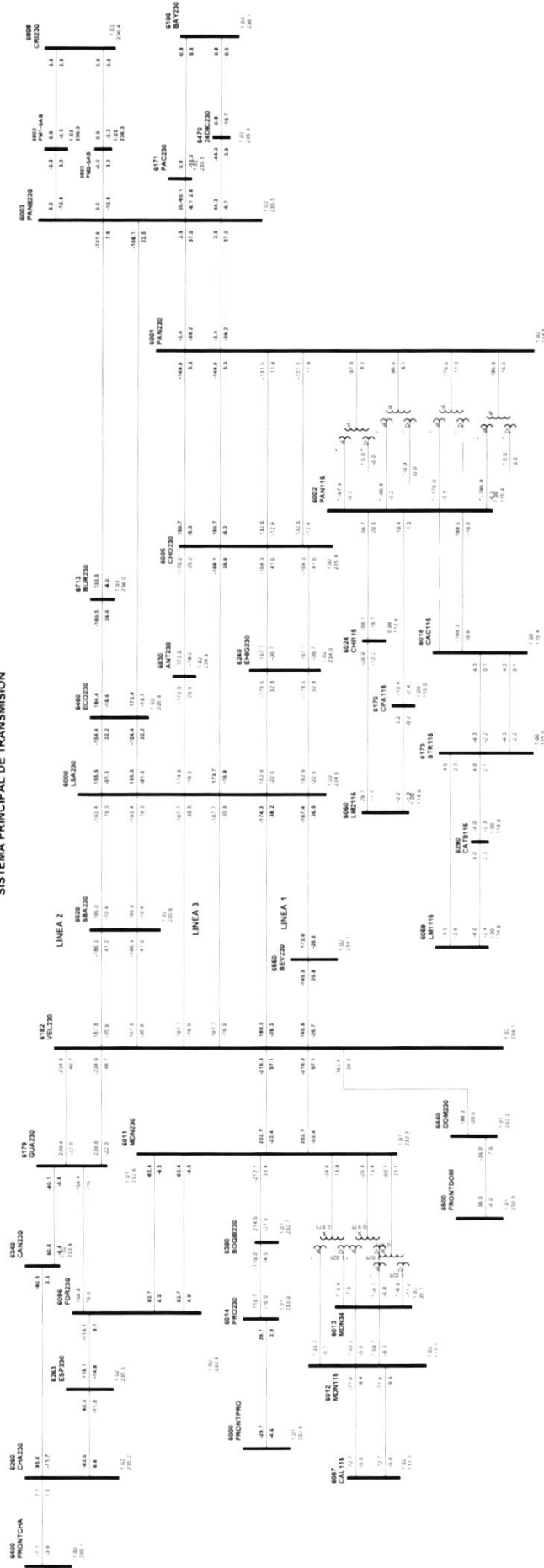
Handwritten mark or signature.





C9-6002-6018-37

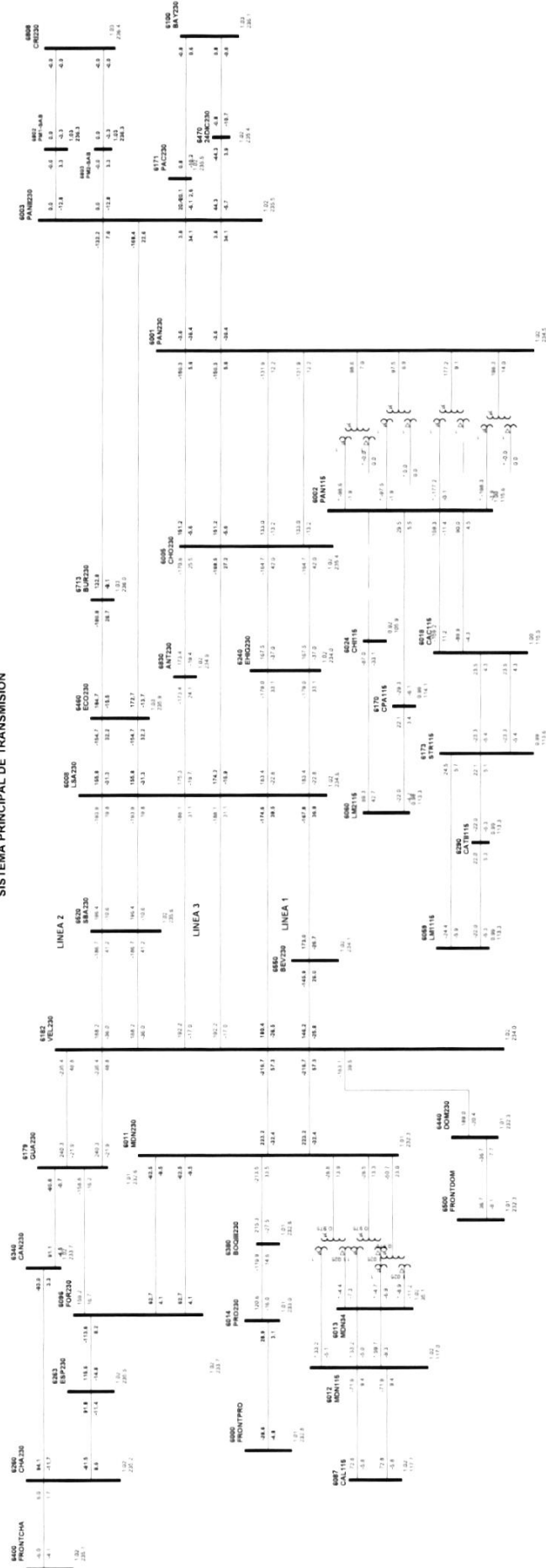
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C10-6002-6024-3A

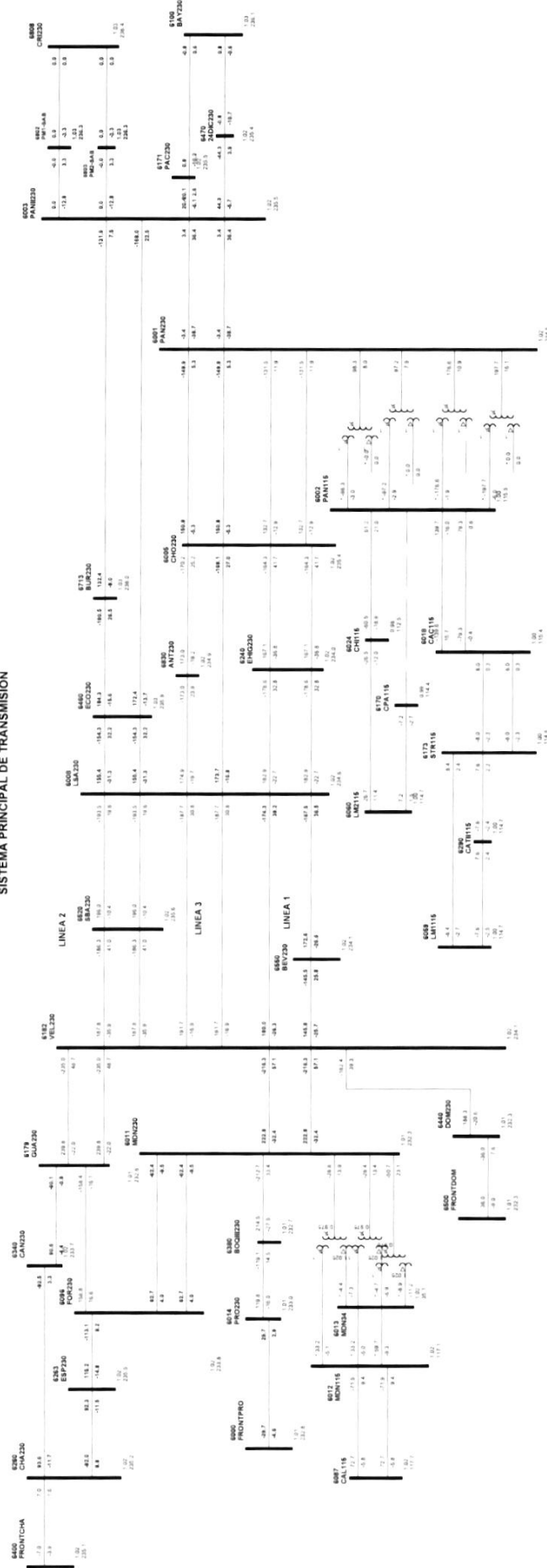
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C11-6002-6170-4A

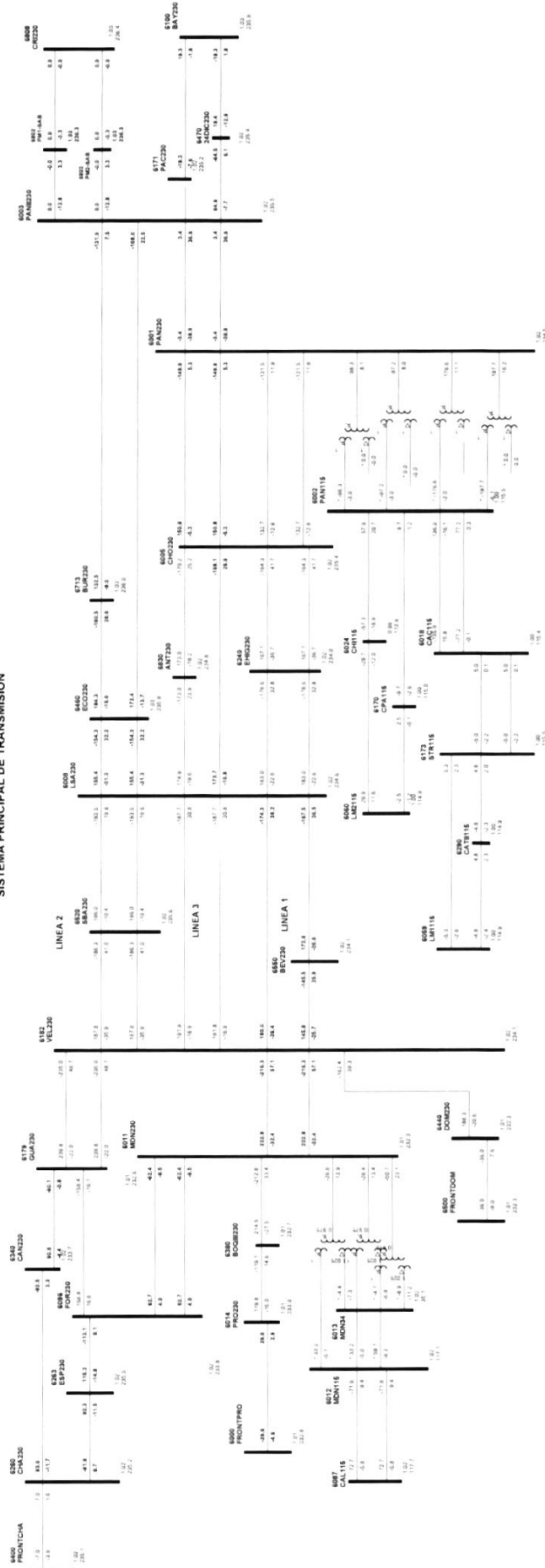
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C12-6003-6171-1B

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION



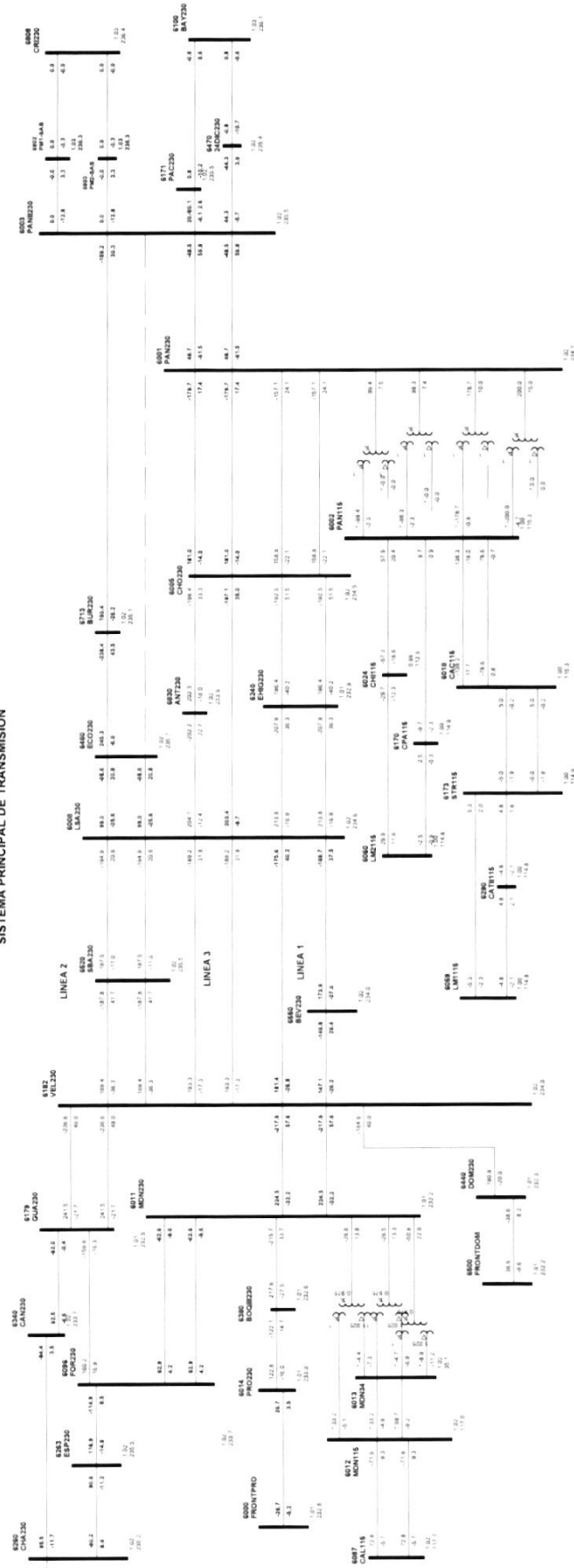
Handwritten mark or signature.





C13-6003-6460-3A

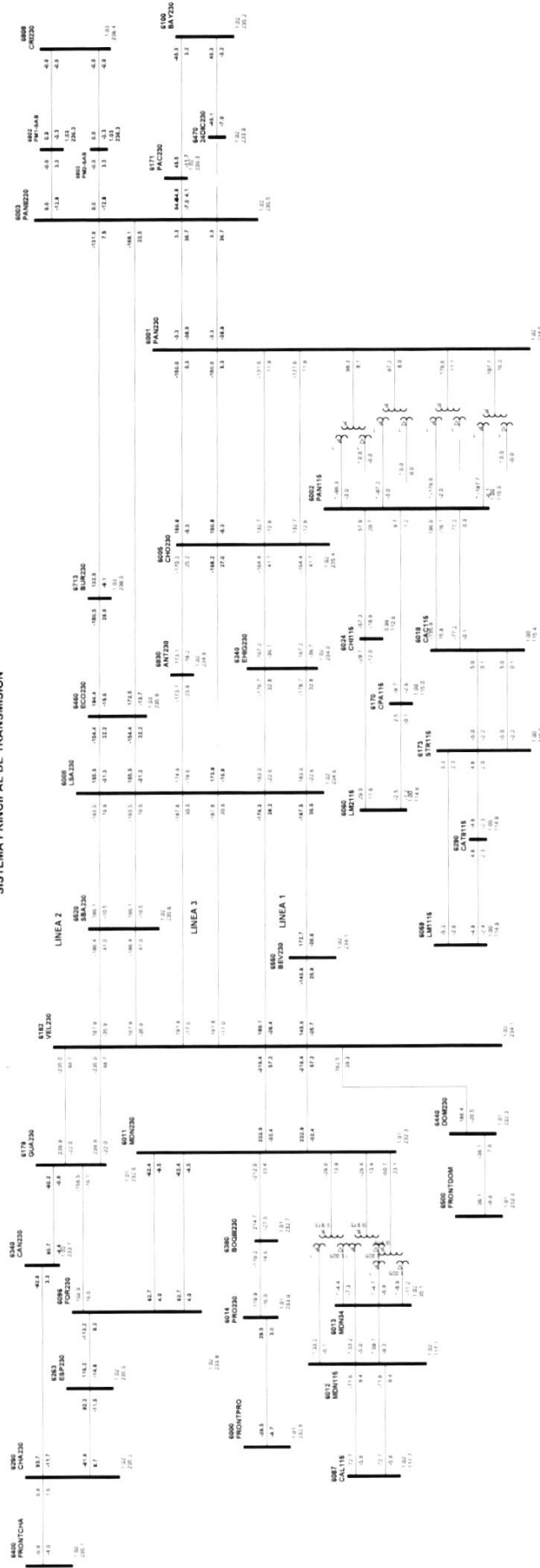
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C-14-6003-6470-2B

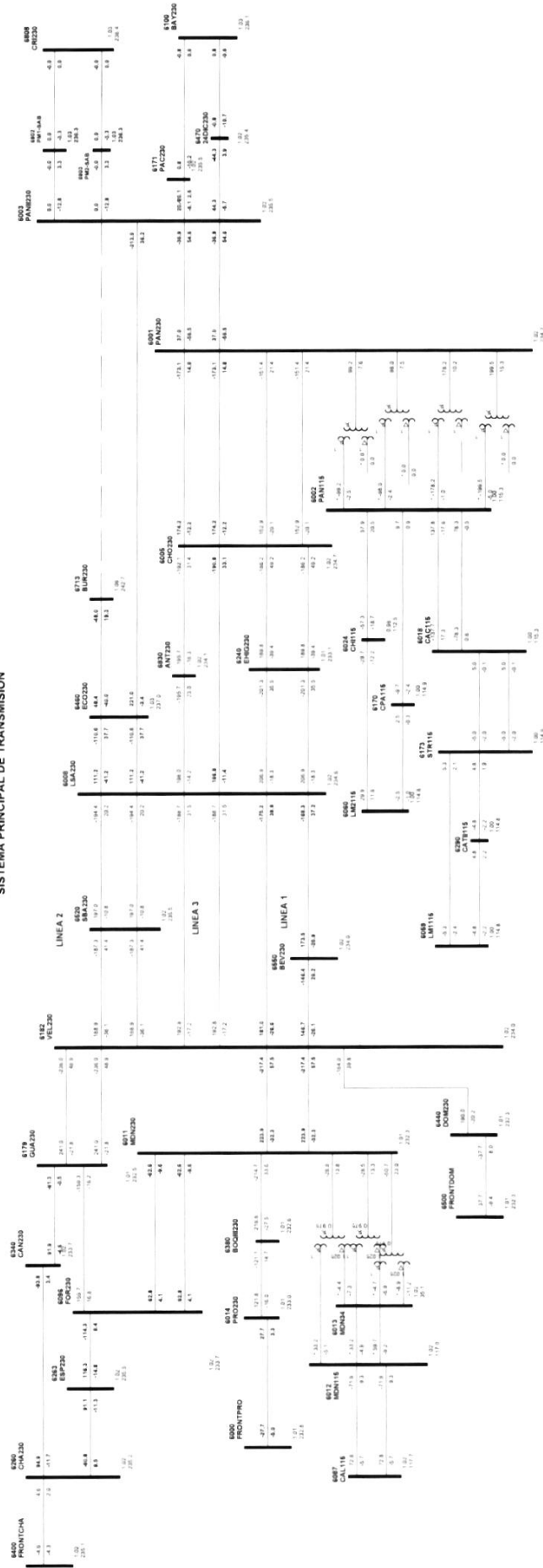
2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C15-6003-6713-2A

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION



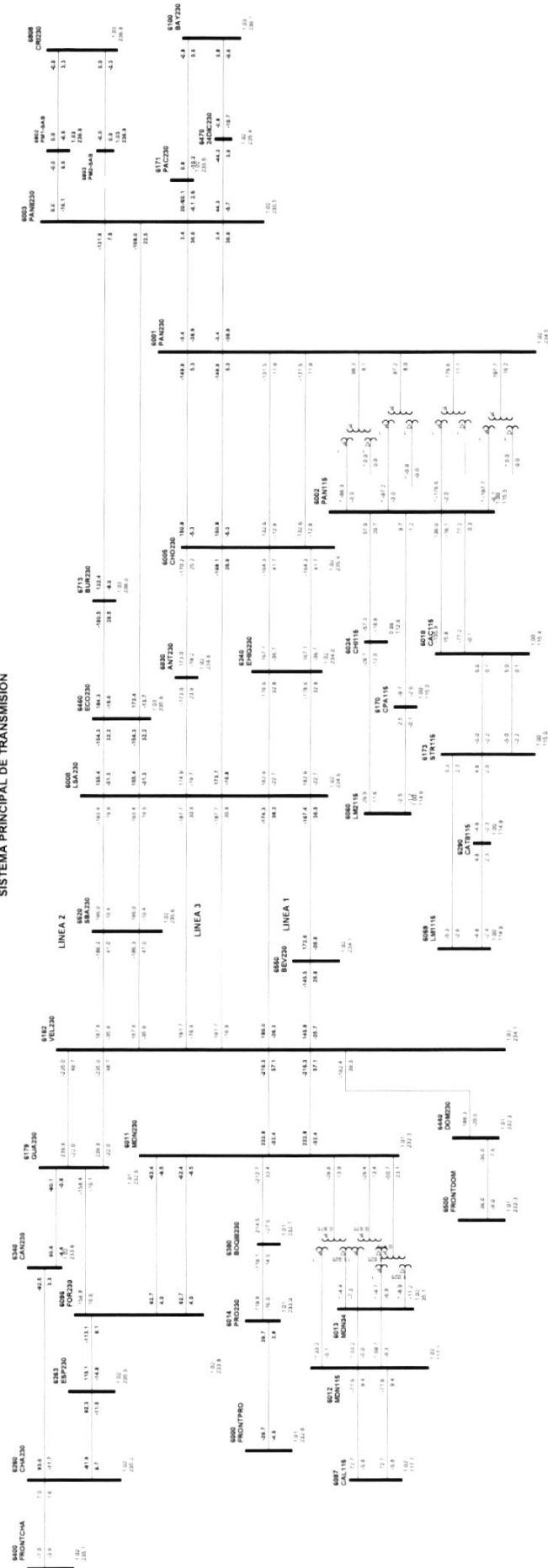
1





C17-6003-6803-55

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION





C18-6005-6008-50

2023 LLUVIOSA
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION

