

PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2017 - 2031

Subdirección de Energía Eléctrica
Equipos de Transmisión -Generación

Unidad de Planeación Minero Energética

Bogotá, noviembre 2017

INDICE

Proyecciones de Demanda

Red Actual

Plantas de Cargo

Solicitudes de Conexión

Metodología General

Supuestos

Plan de Expansión Transmisión

- **Obras Valle**
- **Conexión Renovables**
- **Conexión Porvenir 2 y Encimadas – Cañaveral y San Juan**
- **Interconexión Internacionales**
- **Subestación Mocoa**
- **Análisis de los STRs**
- **Capacidades de conexión**

Plan de Expansión Generación

- **Señales de expansión**
- **Dos Visiones para definir matriz optima**
 - **Escenario 1 - Libre**
 - **Escenario 2 – Restringido Red**
 - **Indicadores Escenarios**

INDICE

Proyecciones de Demanda

Red Actual

Plantas de Cargo

Solicitudes de Conexión

Metodología General

Supuestos

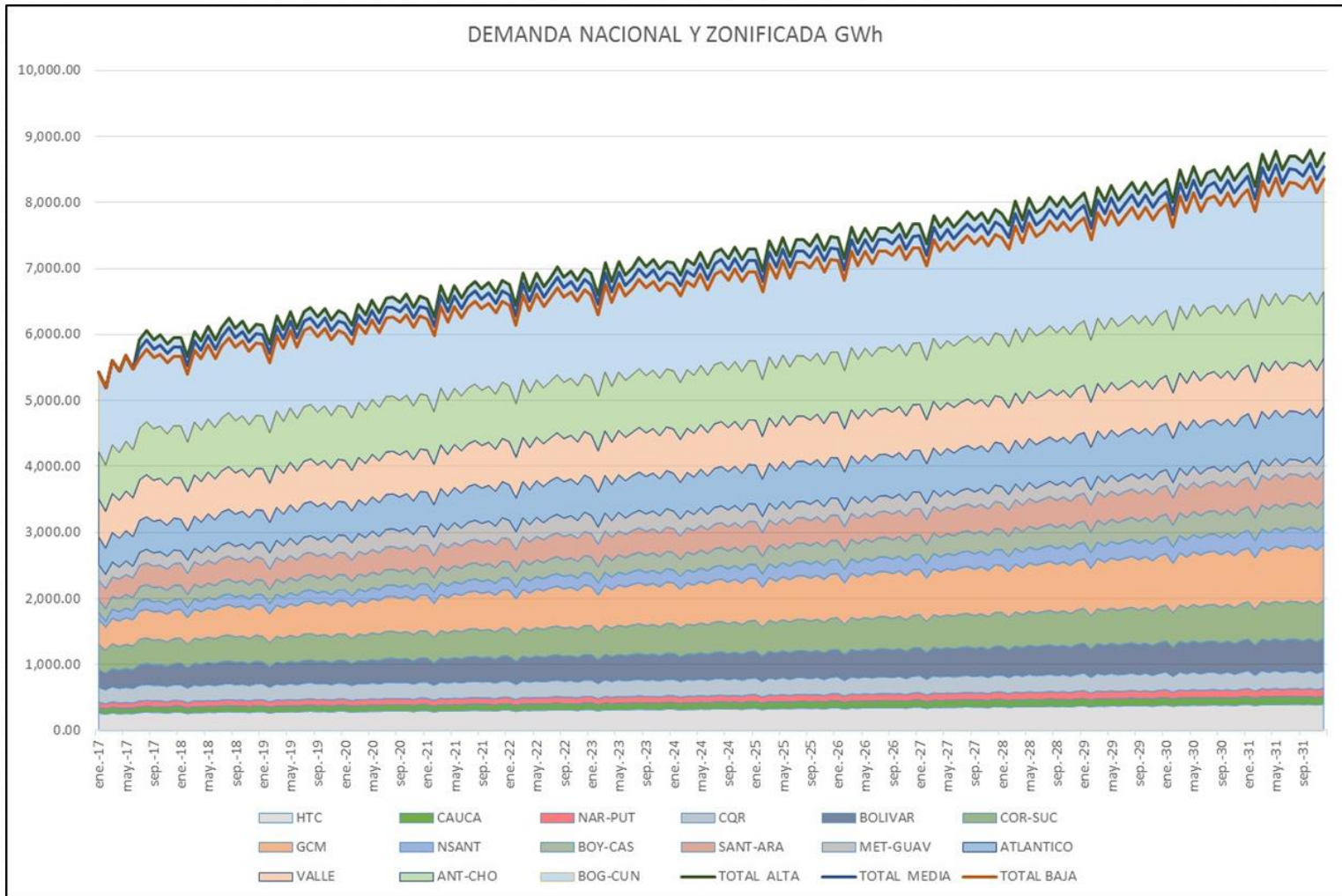
Plan de Expansión Transmisión

- Obras Valle
- Conexión Renovables
- Conexión Porvenir 2 y Encimadas – Cañaveral y San Juan
- Interconexión Internacionales
- Subestación Mocoa
- Análisis de los STRs
- Capacidades de conexión

Plan de Expansión Generación

- Señales de expansión
- Dos Visiones para definir matriz optima
 - Escenario 1 - Libre
 - Escenario 2 – Restringido Red
 - Indicadores Escenarios

Proyección de Demanda - Energía

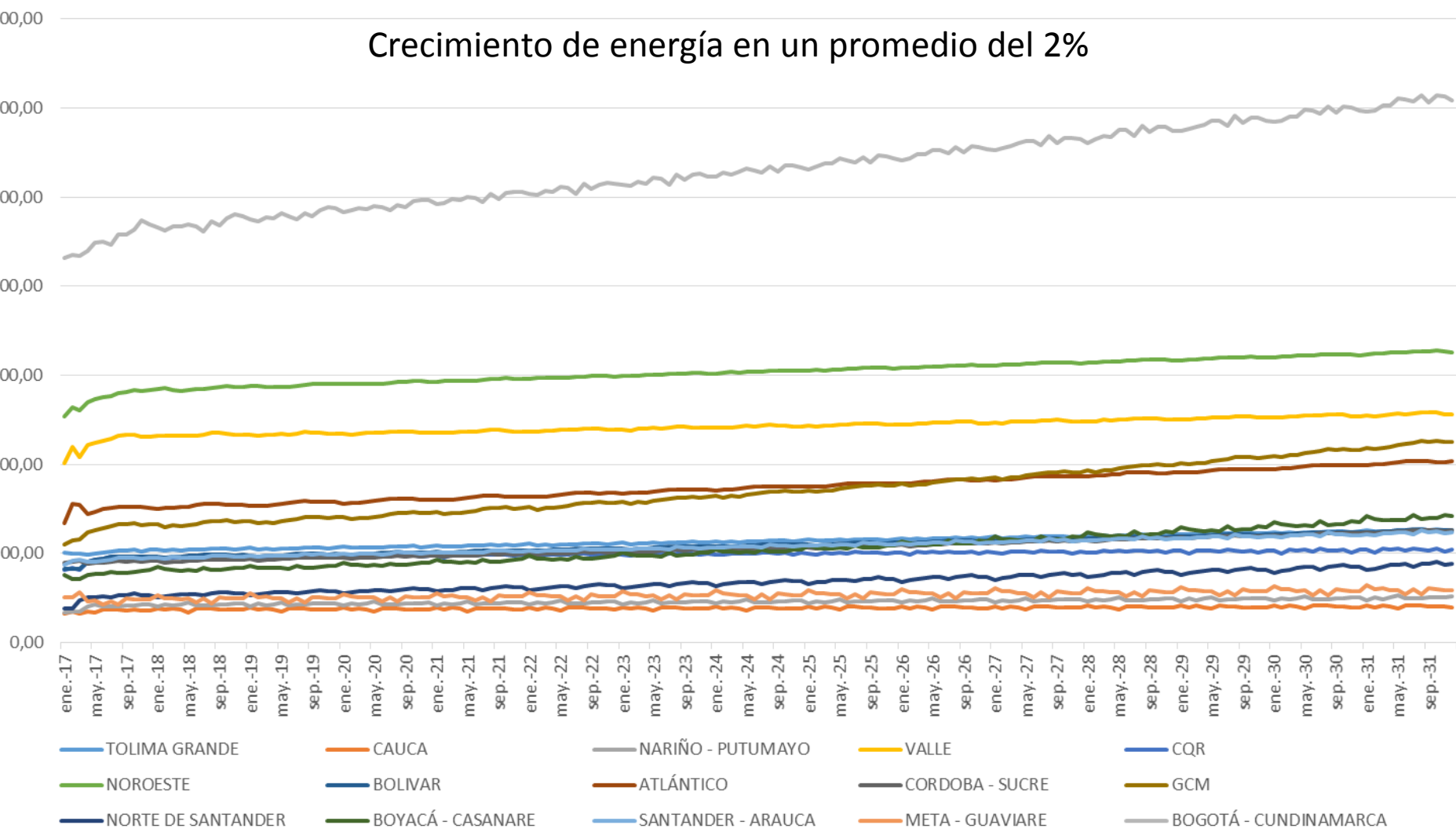


Proyección de demanda de energía Nacional y Regional (15 áreas) considerando las cargas especiales, crecimiento promedio de 3.0%

Proyección de Demanda - Potencia

Proyección de Demanda [MW]

Crecimiento de energía en un promedio del 2%



INDICE

Proyecciones de Demanda

Red Actual

Plantas de Cargo

Solicitudes de Conexión

Metodología General

Supuestos

Plan de Expansión Transmisión

- Obras Valle
- Conexión Renovables
- Conexión Porvenir 2 y Encimadas – Cañaveral y San Juan
- Interconexión Internacionales
- Subestación Mocoa
- Análisis de los STRs
- Capacidades de conexión

Plan de Expansión Generación

- Señales de expansión
- Dos Visiones para definir matriz optima
 - Escenario 1 - Libre
 - Escenario 2 – Restringido Red
 - Indicadores Escenarios

Red Actual



Red en AC
500 kV
230 kV

INDICE

Proyecciones de Demanda

Red Actual

Plantas de Cargo

Solicitudes de Conexión

Metodología General

Supuestos

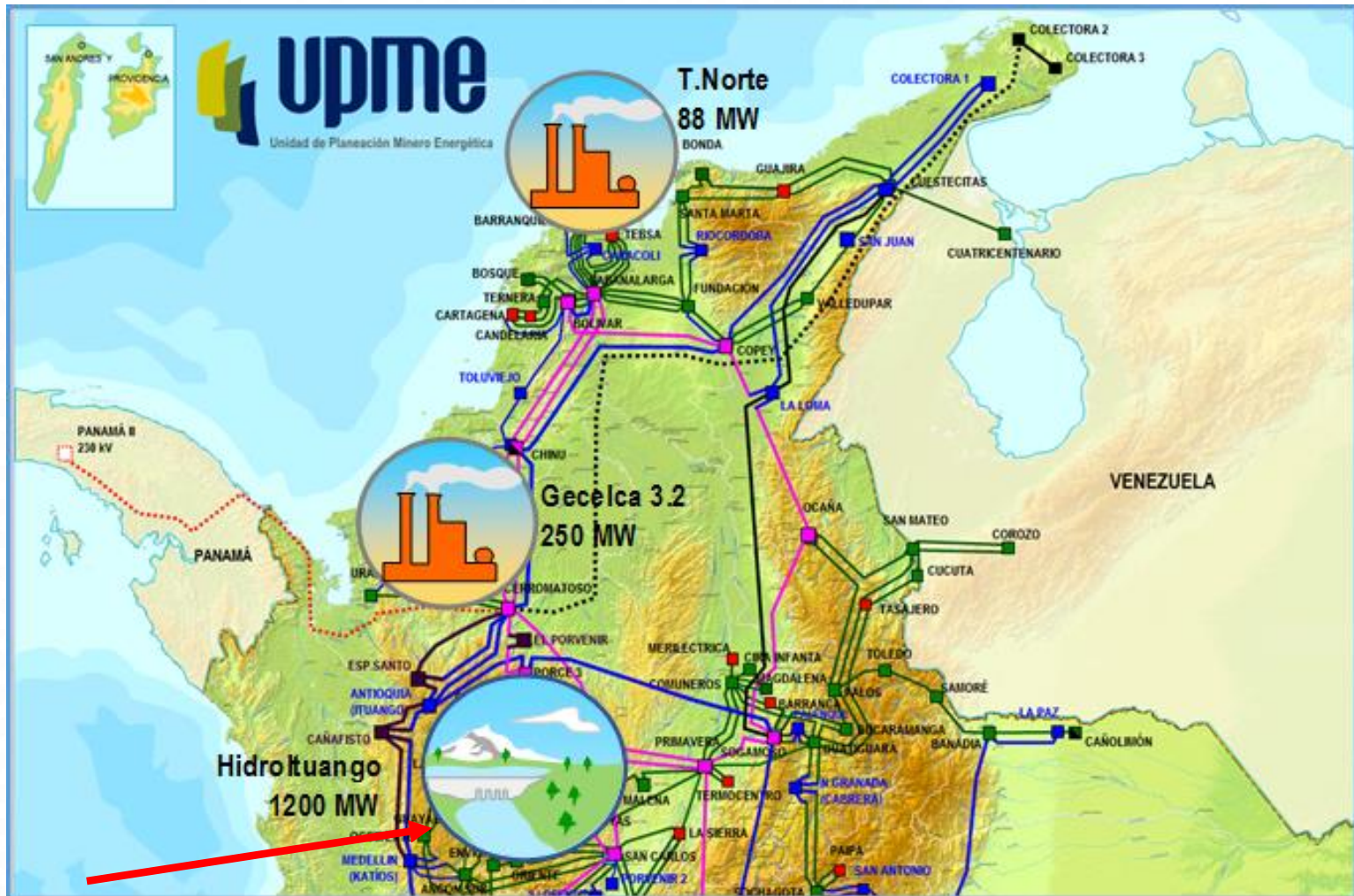
Plan de Expansión Transmisión

- Obras Valle
- Conexión Renovables
- Conexión Porvenir 2 y Encimadas – Cañaveral y San Juan
- Interconexión Internacionales
- Subestación Mocoa
- Análisis de los STRs
- Capacidades de conexión

Plan de Expansión Generación

- Señales de expansión
- Dos Visiones para definir matriz optima
 - Escenario 1 - Libre
 - Escenario 2 – Restringido Red
 - Indicadores Escenarios

Plantas de Cargo



INDICE

Proyecciones de Demanda

Red Actual

Plantas de Cargo

Solicitudes de Conexión

Metodología General

Supuestos

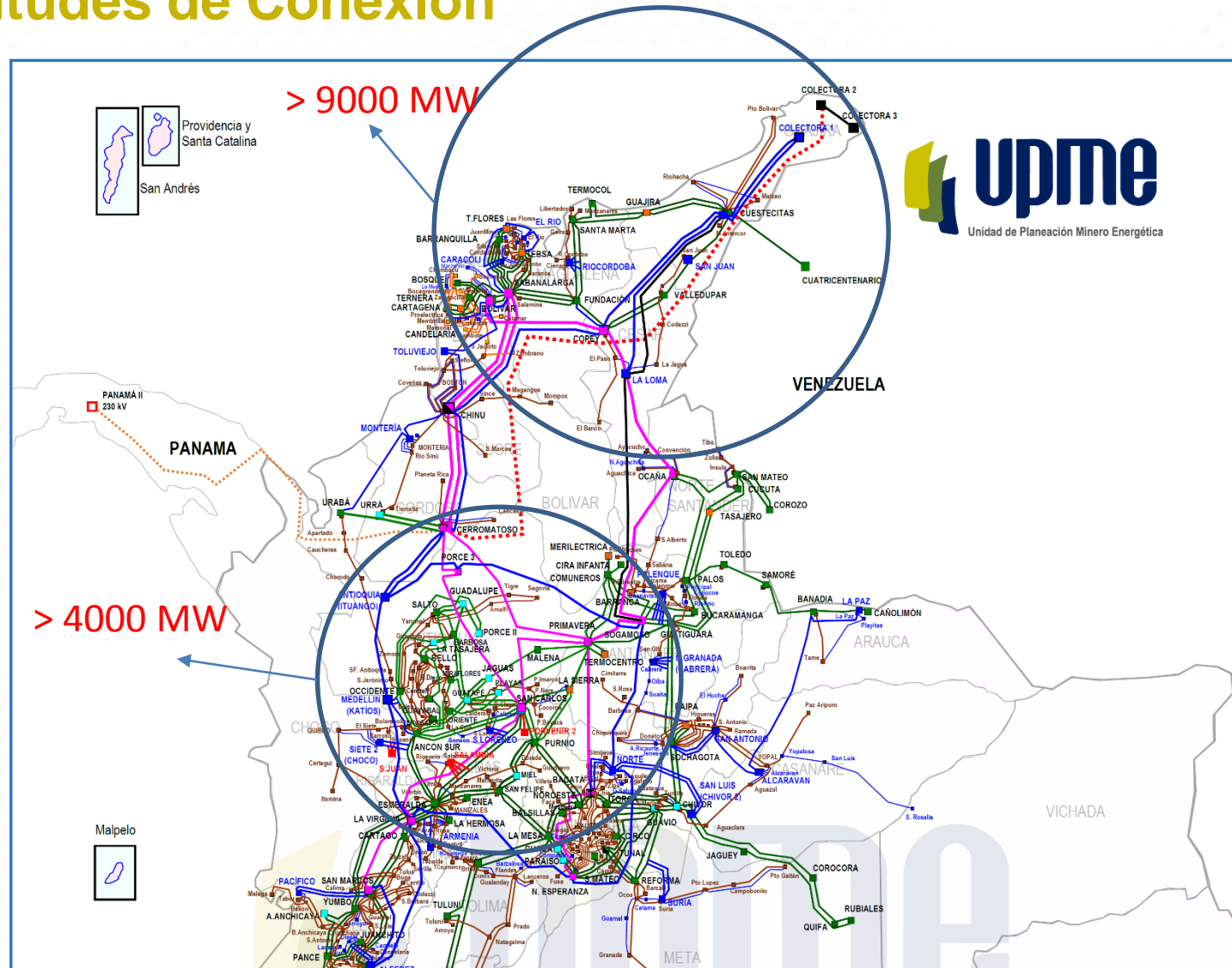
Plan de Expansión Transmisión

- Obras Valle
- Conexión Renovables
- Conexión Porvenir 2 y Encimadas – Cañaveral y San Juan
- Interconexión Internacionales
- Subestación Mocoa
- Análisis de los STRs
- Capacidades de conexión

Plan de Expansión Generación

- Señales de expansión
- Dos Visiones para definir matriz optima
 - Escenario 1 - Libre
 - Escenario 2 – Restringido Red
 - Indicadores Escenarios

Solicitudes de Conexión



INDICE

Proyecciones de Demanda

Red Actual

Plantas de Cargo

Solicitudes de Conexión

Metodología General

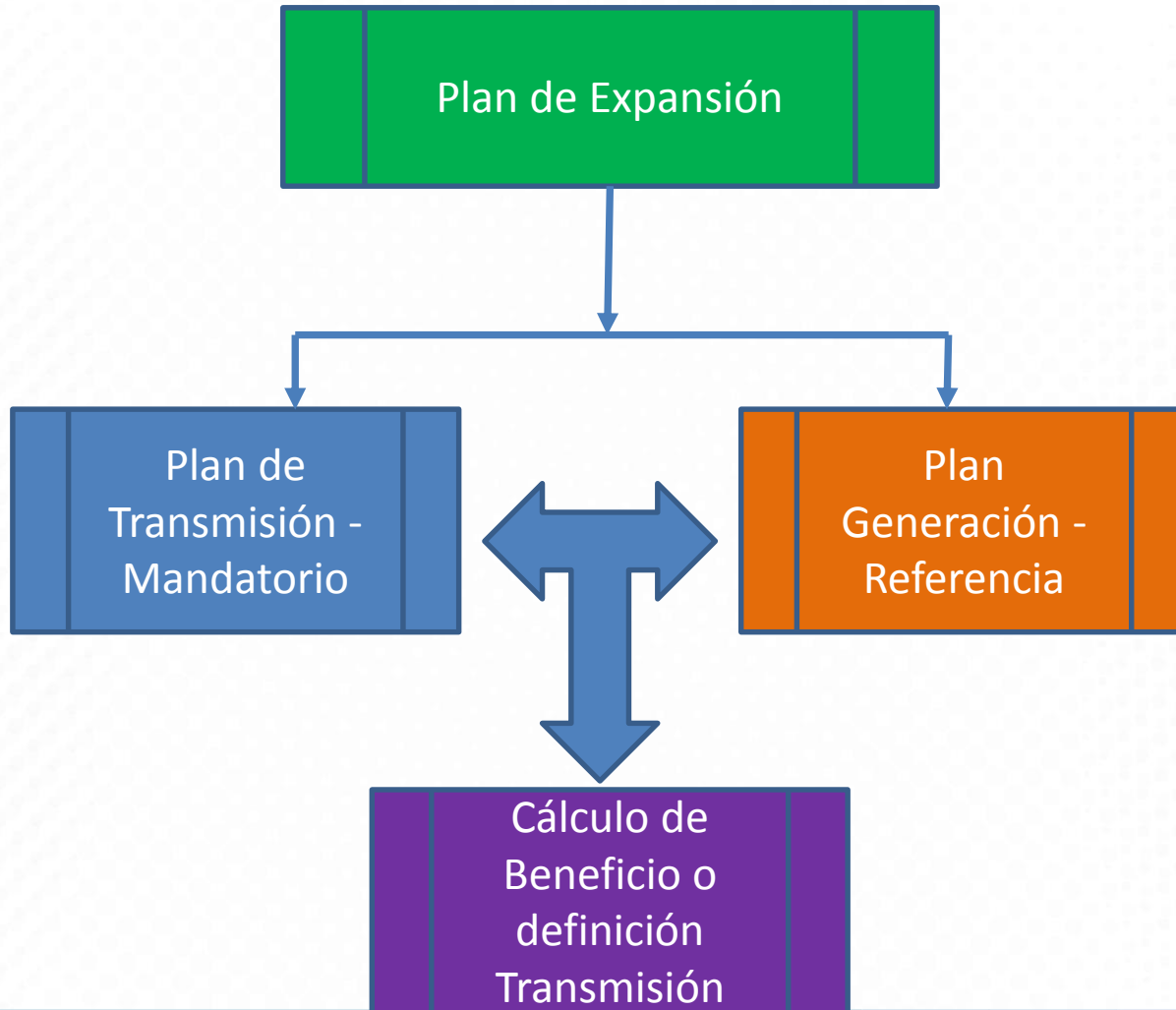
Plan de Expansión Transmisión

- Obras Valle
- Conexión Renovables
- Conexión Porvenir 2 y Encimadas – Cañaveral y San Juan
- Interconexión Colombia - Ecuador
- Capacidades de conexión

Plan de Expansión Generación

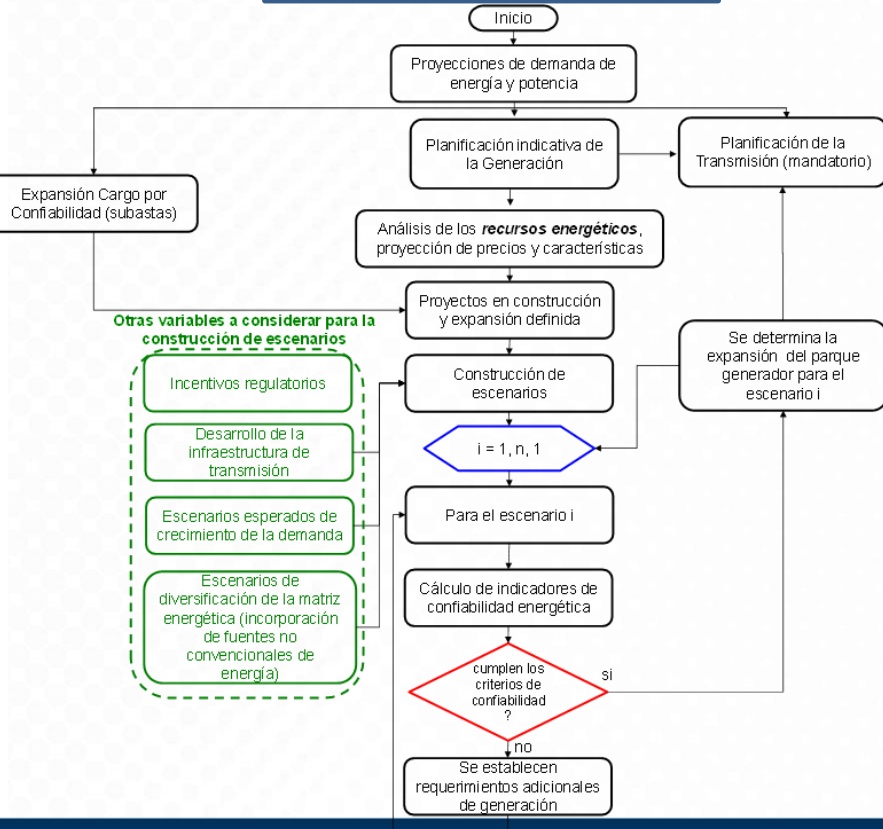
- Señales de expansión
- Dos Visiones para definir matriz optima
 - Optimización integral
 - Optimización integral – Restringida recursos y red
 - Indicadores Escenarios

Metodología General

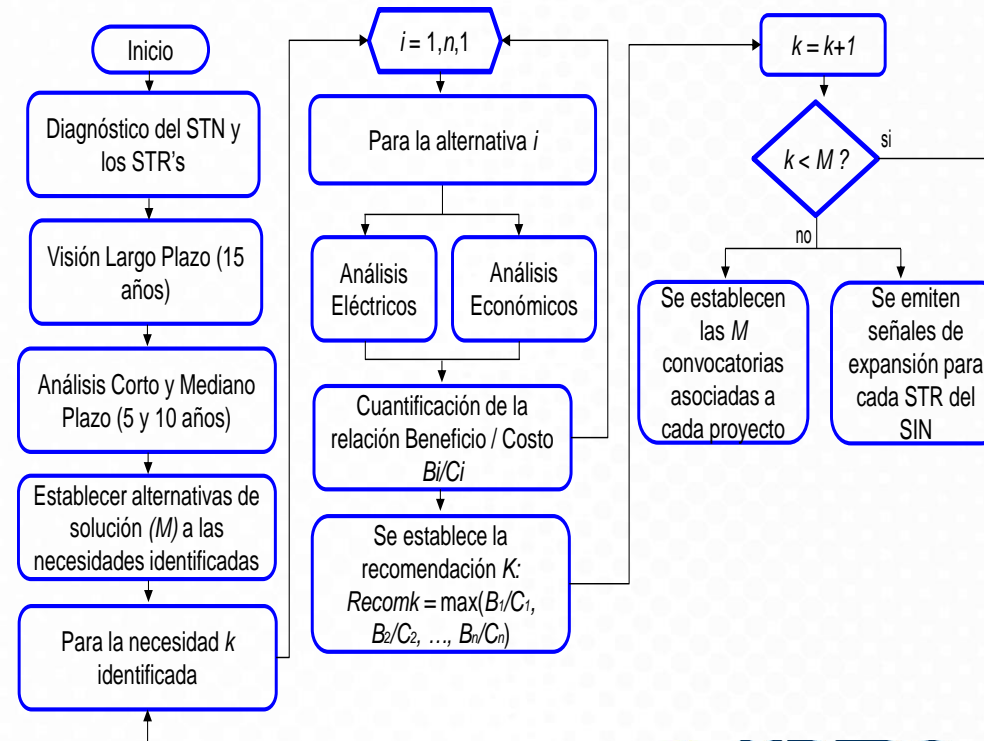


Metodología General

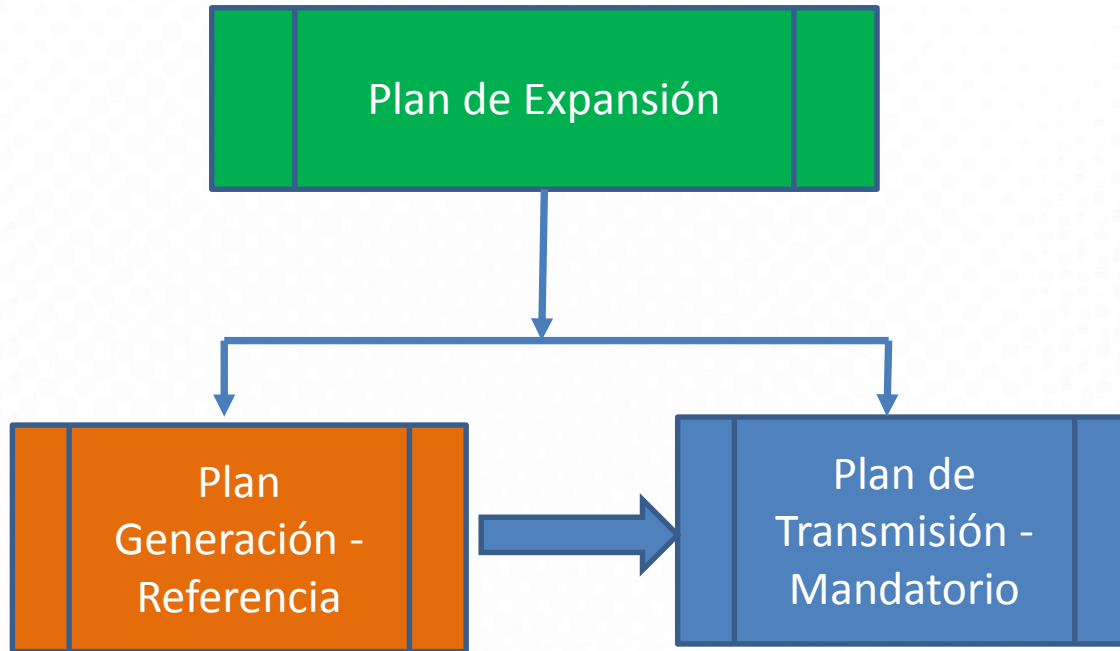
Plan Generación - Referencia



Plan de Transmisión - Mandatorio



Metodología General



INDICE

Proyecciones de Demanda

Red Actual

Plantas de Cargo

Solicitudes de Conexión

Metodología General

Supuestos

Plan de Expansión Transmisión

- Obras Valle
- Conexión Renovables
- Conexión Porvenir 2 y Encimadas – Cañaveral y San Juan
- Interconexión Internacionales
- Subestación Mocoa
- Análisis de los STRs
- Capacidades de conexión

Plan de Expansión Generación

- Señales de expansión
- Dos Visiones para definir matriz optima
 - Escenario 1 - Libre
 - Escenario 2 – Restringido Red
 - Indicadores Escenarios

Supuestos básicos Plan de Expansión en Generación

- Sistema de generación colombiano existente-Feb. 2017, organizando el SIN en 15 áreas operativas en G y T.
- Índices de indisponibilidad considerados en el cálculo del Cargo por Confiabilidad de cada agente.
- Consideración de algunos proyectos inscritos en el registro de la UPME a octubre de 2017, otros con estudio de conexión radicado o aprobado y para el área GCM los proyectos que manifestaron interés (circulares Upme del 16 de marzo y 30 de mayo de 2017).
- Proyecciones de demanda de energía y potencia, nacional y regional, escenarios medio y alto de la revisión de julio de 2017.
- Características y condiciones de los embalses asociados a las plantas de generación y su topología correspondiente.
- Proyecciones de precios de gas natural, combustibles líquidos y carbón mineral, revisión primer semestre 2017, en dólares constantes de diciembre de 2016.
- Mínimos operativos vigentes-Feb 2017
- Curva de Aversión al Riesgo (CAR).
- No se consideran limitaciones en el suministro de gas natural.
- Costos indicativos de generación, así como costos fijos y variables determinados por la UPME con base en información de los registros y del aplicativo GEOLCOE.
- El valor esperado de los costos marginales que son calculados con el modelo SDDP, están expresados en dólares constantes de diciembre de 2016, y consideran el costo equivalente real en Energía del Cargo por Confiabilidad-CERE, el costo asociado al Fondo para la Energización de las Zonas no Interconectadas-FAZNI, y aquellos que están contemplados en la ley.

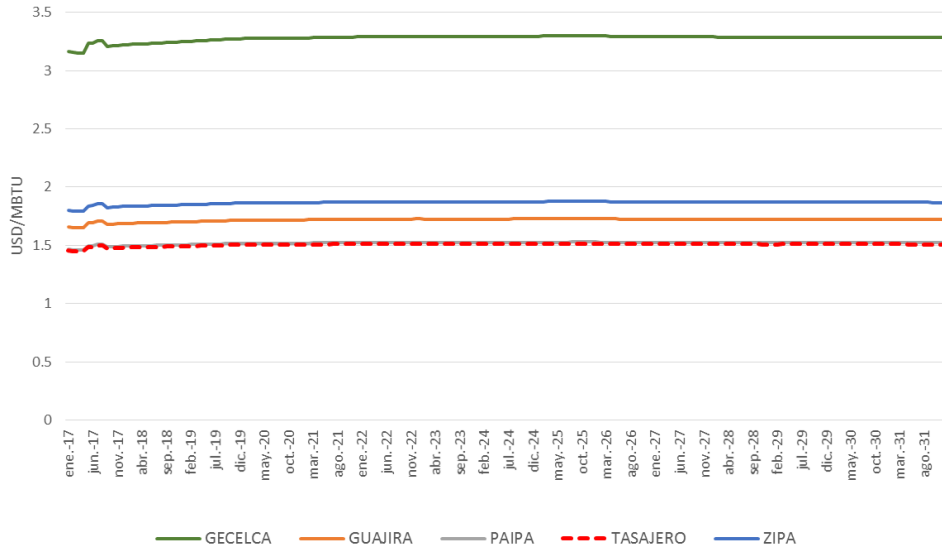
Supuestos básicos Plan de Expansión en Generación

- Series históricas actualizadas de velocidad del viento medidas in situ, asociadas a **27** parques eólicos.
- Series históricas actualizadas de radiación solar para **40** proyectos solares utilizando estaciones cercanas IDEAM
- Series históricas actualizadas de radiación solar de las principales ciudades del país (15 áreas eléctricas) para la GD
- Se utilizan 100 series sintéticas de caudales generadas con el modelo ARP, lo anterior a partir de datos históricos del periodo 1937-2017. Esta hidrología contiene los períodos secos de los horizontes 1991-1992, 1997-1998, 2009-2010, 2013-2014, 2014-2015 y enero 2017.
- Respecto a los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad (verde), se consideran las fechas presentadas en la siguiente tabla. También se contemplan otras plantas y segundas etapas, las cuales son expansiones comunes en los escenarios de largo plazo.

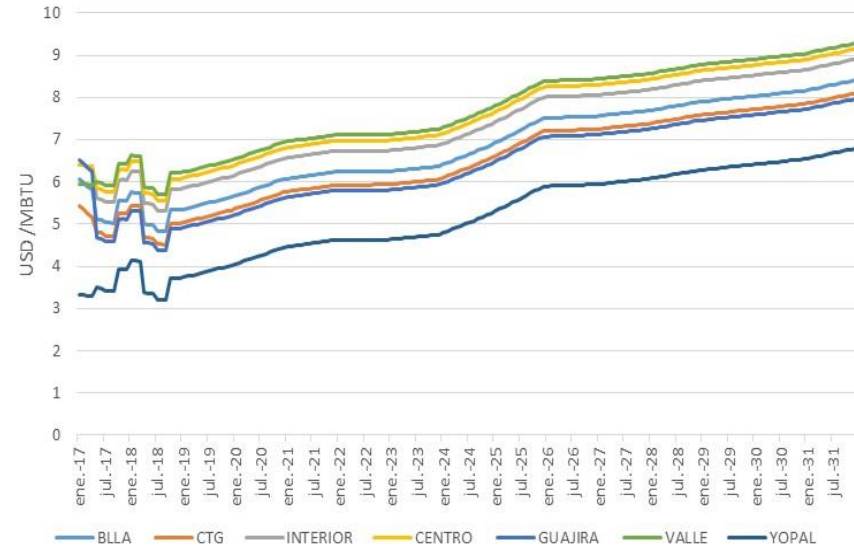
Central	Capacidad [MW]	Fecha de Entrada en Operación
	300.0	23/11/2018
	600.0	02/02/2019
	900.0	27/05/2019
Ituango	1,200.0	21/08/2019
	1,500.0	01/09/2021
	1,800.0	01/12/2021
	2,100.0	01/03/2022
	2,400.0	01/06/2022
Gecelca 3.2	250.0	30/11/2017
Termonorte	88.6	01/09/2018
Termomechero	57.0	01/01/2018

Supuestos básicos Plan de Expansión en Generación

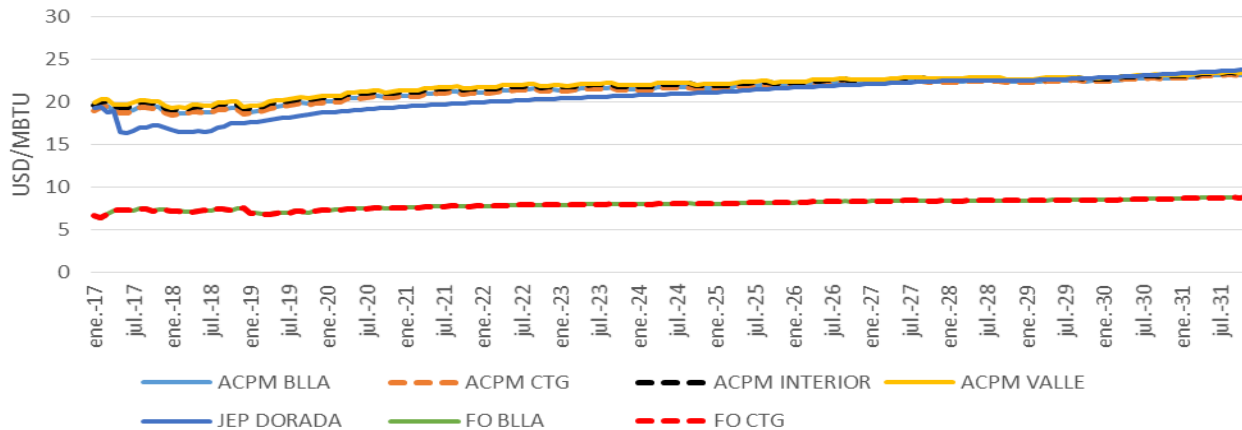
Proyecciones de precios de Carbón



Proyecciones de precios de gas



Proyecciones de precios de Combustibles Líquidos



INDICE

Proyecciones de Demanda

Red Actual

Plantas de Cargo

Solicitudes de Conexión

Metodología General

Supuestos

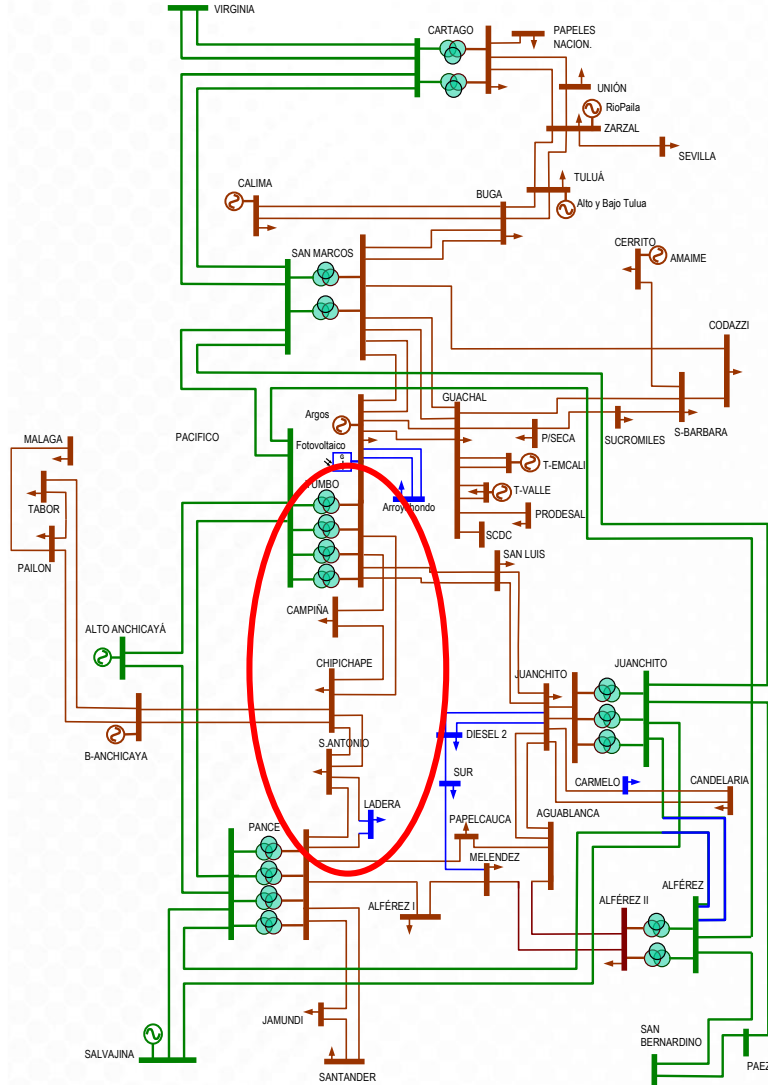
Plan de Expansión Transmisión

- **Obras Valle**
- **Conexión Renovables**
- **Conexión Porvenir 2 y Encimadas – Cañaveral y San Juan**
- **Interconexión Internacionales**
- **Subestación Mocoa**
- **Análisis de los STRs**
- **Capacidades de conexión**

Plan de Expansión Generación

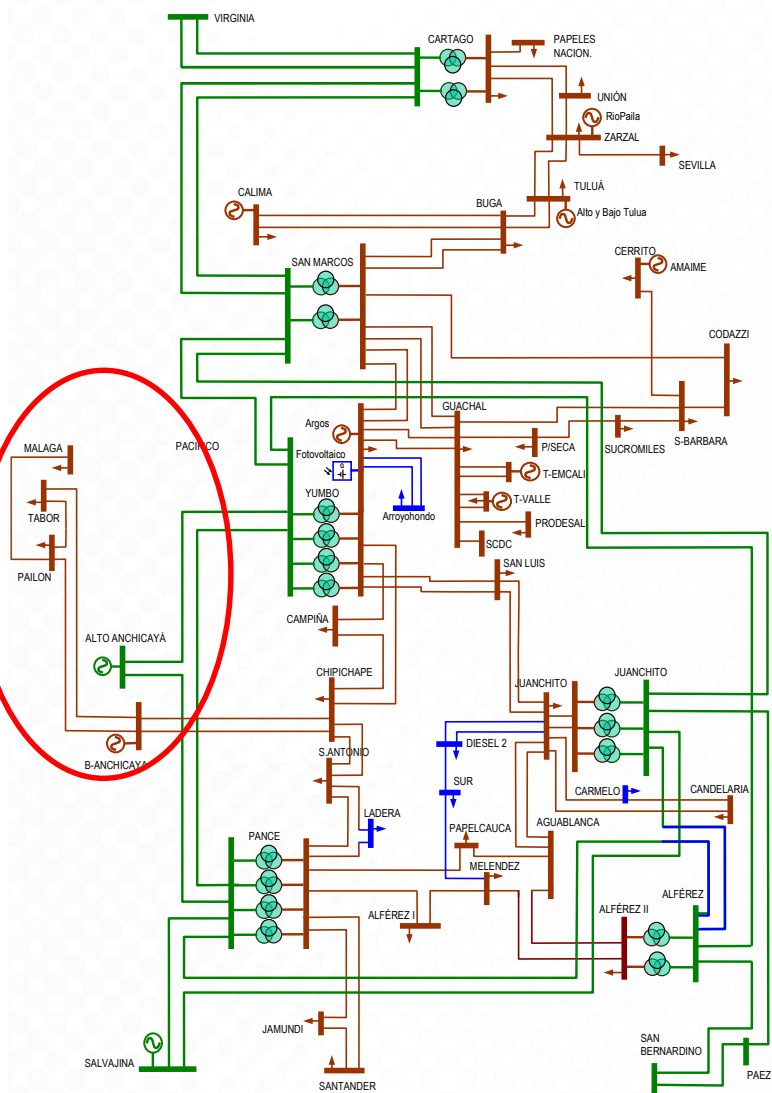
- **Señales de expansión**
- **Dos Visiones para definir matriz optima**
 - **Escenario 1 - Libre**
 - **Escenario 2 – Restringido Red**
 - **Indicadores Escenarios**

Situación Actual - Atrapamientos



CONDICIÓN	2020	2022
C.N.O	Bahía Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya 115 kV < 96%	Bahía Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya 115 kV < 95%
	Chipichape - La Campiña 1 115 kv >80%	Chipichape - La Campiña 1 115 kv >80%
	Chipichape - Yumbo 2 115 >85%	Chipichape - Yumbo 2 115 >95%
	Guachal - Yumbo 1 115, Guachal - Yumbo 2 115 >70%	Guachal - Yumbo 1 115, Guachal - Yumbo 2 115 >70%
	La Campiña - Yumbo 1 115 kv >90%	, La Campiña - Yumbo 1 115 kv >95%
(N -1) Chipichape - Yumbo 2 115 kV	La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 130 %	La Campiña - Yumbo 1 115 kV > 150 %
	Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 130 %	Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 140 %
(N -1) La Campiña - Yumbo 1 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 140 %	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 150 %
(N -1) Bajo Anchi - Chipichape 1 115 kV / Bajo Anchi - Chipichape 2 115 kV	Bahía Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya, bahía Malaga 115 kV < 90%	Bahía Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya, bahía Malaga 115 kV < 90%
	Desempeño Adecuado	Bajo Anchicaya – Tabor 115 kV >80%
(N -1) Chipichape - La Campiña 1 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 130%	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 140%
(N -1) Bajo Anchicaya - Tabor 115 kV	Bahía Malaga, Tabor, Pailon 115 kV < 95%	Bahía Malaga, Tabor, Pailon 115 kV < 95%
(N -1) Bajo Anchicaya - Tabor 115 kV	Bahía Málaga, Tabor, Pailón 115 kV < 95%	Bahía Malaga, Tabor, Pailon 115 kV < 95%

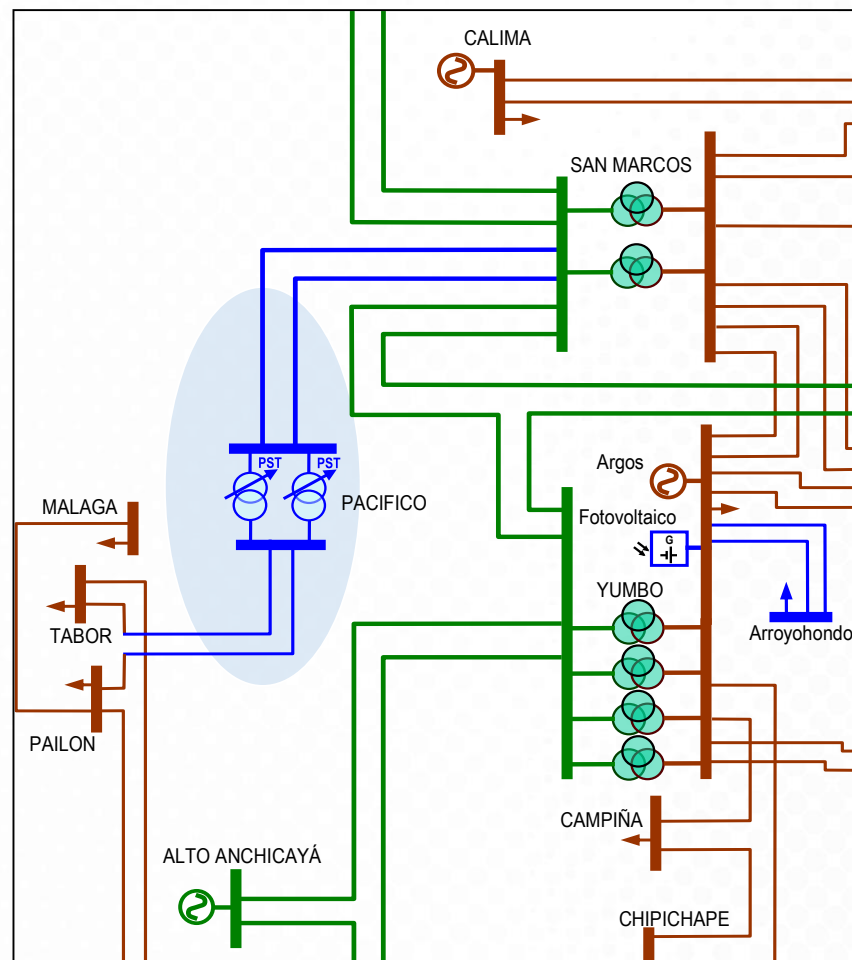
Situación Actual – Bajas Tensiones



CONDICIÓN	2020	2022
C.N.O	Bahía Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya 115 kV < 95%	Bahía Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya 115 kV < 90%
(N -1) Chipichape - Yumbo 2 115 kV	Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 90%	Chipichape - La Campiña 1 115 kV > 100%
(N -1) La Campiña - Yumbo 1 115 kV	Campiña – Jumbo >100%	Campiña – Jumbo >115%
(N -1) Bajo Anchi - Chipichape 1 115 kV / Bajo Anchi - Chipichape 2 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 100 %	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 116%
(N -1) Bajo Anchi - El Pailón 1 115 kV	Bahía Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya, bahía Malaga 115 kV < 90%	Bahía Malaga, Tabor, Pailon y Bajo Anchicaya, bahía Malaga 115 kV < 90%
(N -1) Chipichape - La Campiña 1 115 kV	Bajo Anchicaya – Tabor 115 kV >90%	Bajo Anchicaya – Tabor 115 kV >100%
(N -1) Bajo Anchicaya - Tabor 115 kV	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 90 %	Chipichape - Yumbo 2 115 kV > 100 %
(N -1) Bajo Anchicaya - Tabor 115 kV	Bahía Málaga, Tabor, Pailón 115 kV < 90%	Bahía Málaga, Tabor, Pailón 115 kV < 90%

Solución Propuesta

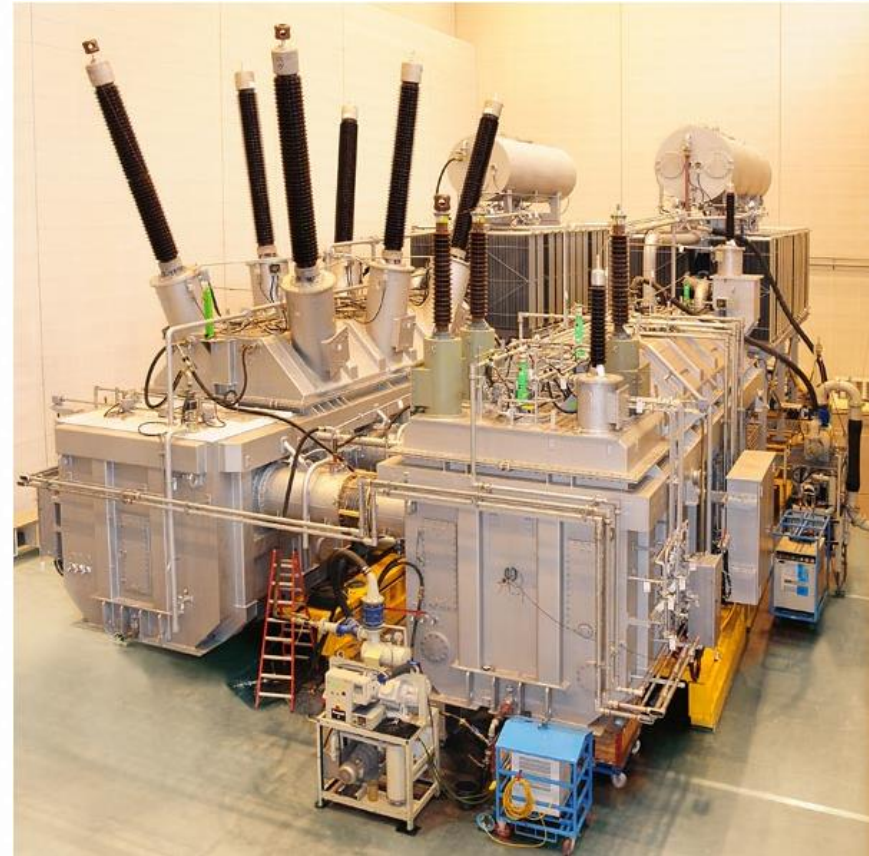
- Nueva Subestación Pacífico 230/115 kV.
- 2 x TR desfasadores 230/115 kV - 150 MVA
- Dos líneas en 230 kV de 74 km Pacífico – San Marcos 230 kV.
- Reconfiguración del circuito Tabor - Pailón 115 kV en Tabor - Pacífico - Pailón 115 kV.



Transformador Desfasador - PST

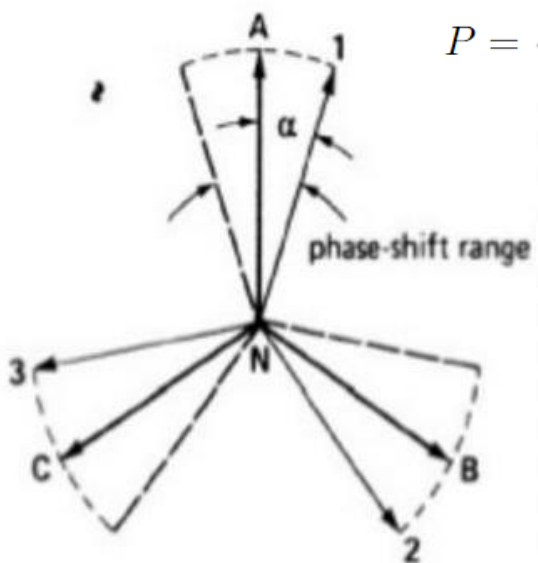
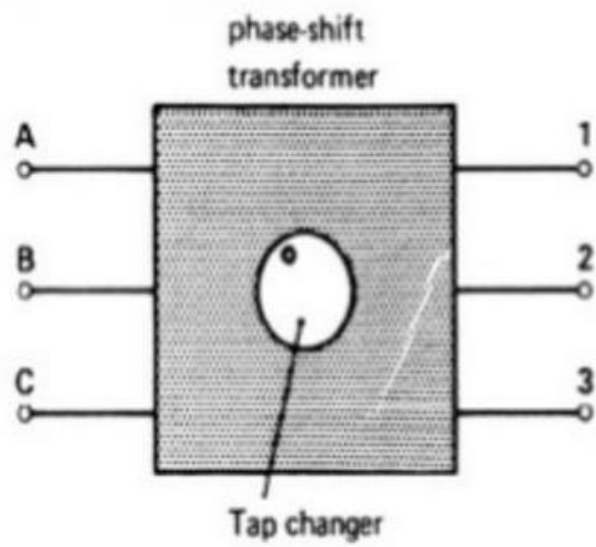
Descripción

- Controlar el flujo de potencia entre dos sistemas de potencia robustos e independientes,
- Redistribuir el flujo de carga en sistemas enmallados con el fin de proteger los elementos ante una eventual sobrecarga.
- Mejorar la estabilidad de un sistema de transmisión.



Transformador Desfasador

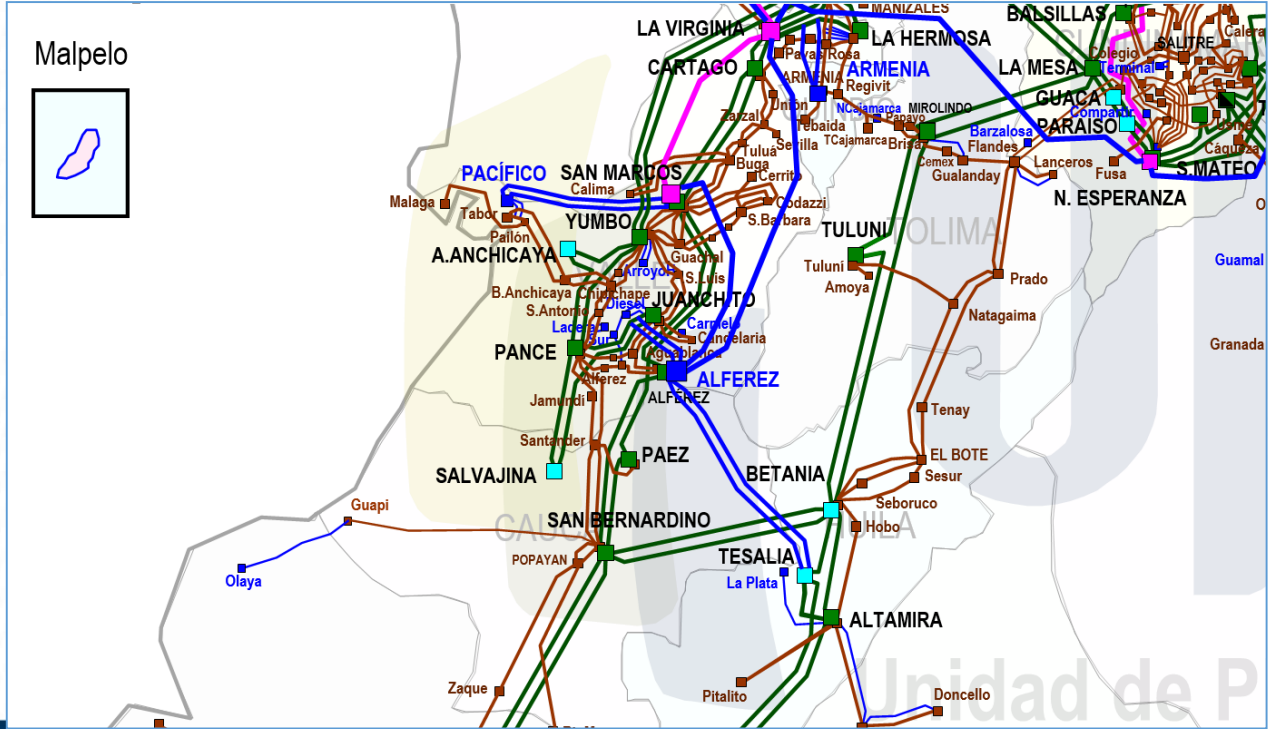
Un PST es un autotransformador trifásico especial que desplaza el ángulo efectivo de fase entre la tensión de entrada y la tensión de salida, controlando así la cantidad de potencia activa que fluye a través una línea de transmisión.



$$P = \frac{|U_s||U_r|}{X_L} \sin \delta$$

Solución Propuesta

- Nueva Subestación Pacífico 230/115 kV.
- 2 x TR desfasadores 230/115 kV - 150 MVA
- Dos líneas en 230 kV de 74 km Pacífico – San Marcos 220 kV.
- Reconfiguración del circuito Tabor - Pailón 115 kV en Tabor - Pacífico - Pailón 115 kV.



Desempeño Solución Propuesta

Min Despacho 2026

	Elemento	Tap -8	Tap -4	Tap 0	Tap 4
CNO	El Tabor 115	0,96	0,96	0,96	0,95
	Paez 115	0,96	0,96	0,96	0,96
Pacifico - El Tabor 115	El Tabor 115	0,9	0,9	0,9	0,9
Pacifico - El Pailon 115	Pacifico - El Tabor 115	96,17			
TR Pacifico 230/115 1	TR Pacifico 230/115 2	68.9			
TR Pacifico 230/115 2	TR Pacifico 230/115 1	68.9			

Max Despacho 2026

	Elemento	Tap -8	Tap -4	Tap 0	Tap 4
C.N.O	Chipichape - La Campiña 1 115 kv		59,49	66,40	73,60
Chipichape - La Campiña 1 115 kv	Chipichape - Yumbo 2 115	91,42	101,19	111,68	122,68
Chipichape - Yumbo 2 115	La Campiña - Yumbo 1 115 kv	97,68	107,38	117,81	128,76
Chipichape - Yumbo 2 115	Chipichape - La Campiña 1 115 kv		97,33	107,89	118,94
Guachal - Yumbo 1 115	Guachal - Yumbo 2 115	105,34	106,51	107,72	108,97
Guachal - Yumbo 2 115	Guachal - Yumbo 1 115	105,34	106,51	107,72	108,97
La Campiña - Yumbo 1 115 kv	Chipichape - Yumbo 2 115	97,20	106,91	117,35	128,30
Chipichape - San Antonio 1 115	Chipichape - San Antonio 2 115	94,54			
Chipichape - San Antonio 2 115	Chipichape - San Antonio 1 115	94,54			
TR Pacifico 230/115 1	TR Pacifico 230/115 2	93,48			
TR Pacifico 230/115 2	TR Pacifico 230/115 1	93,48			

Evaluación económica

Confiabilidad Energética

- Permitir que ante eventos las Plantas térmicas no queden restringidas

Demanda No atendida

- Posibilidad de atender demanda en condición normal de operación y en contingencia

$$= VPN \left(\sum_{i=1}^n \{ E_{disp}(CRO - P_{escasez})k + DNA(CROd)X Pro X Fc + DNA_{normal}(CROd)X 365 X Fc \} \right)$$

PE	Precio de escasez vigente en el mes a facturar en \$/kWh.	\$	369,98
Umbral	CRO1	\$	1.218,02
Energía	MWh		87.356,53
Probabilidad de Niño			19%
Beneficio anual por periodo de niño \$		\$	14.075.577.105,43

Tipo de Beneficio	valor presente en usd
Beneficio ENS	\$ 91.232.251,60
Beneficio confiabilidad energética	\$ 36.920.014,01
Total	

	Total	STN	STR	Transformadores desfasadores
VALOR PRESENTE (USD)	\$ 32.257.050,40	\$ 23.753.041,35	\$ 3.906.799,05	\$ 6,670,000

INDICE

Proyecciones de Demanda

Red Actual

Plantas de Cargo

Solicitudes de Conexión

Metodología General

Supuestos

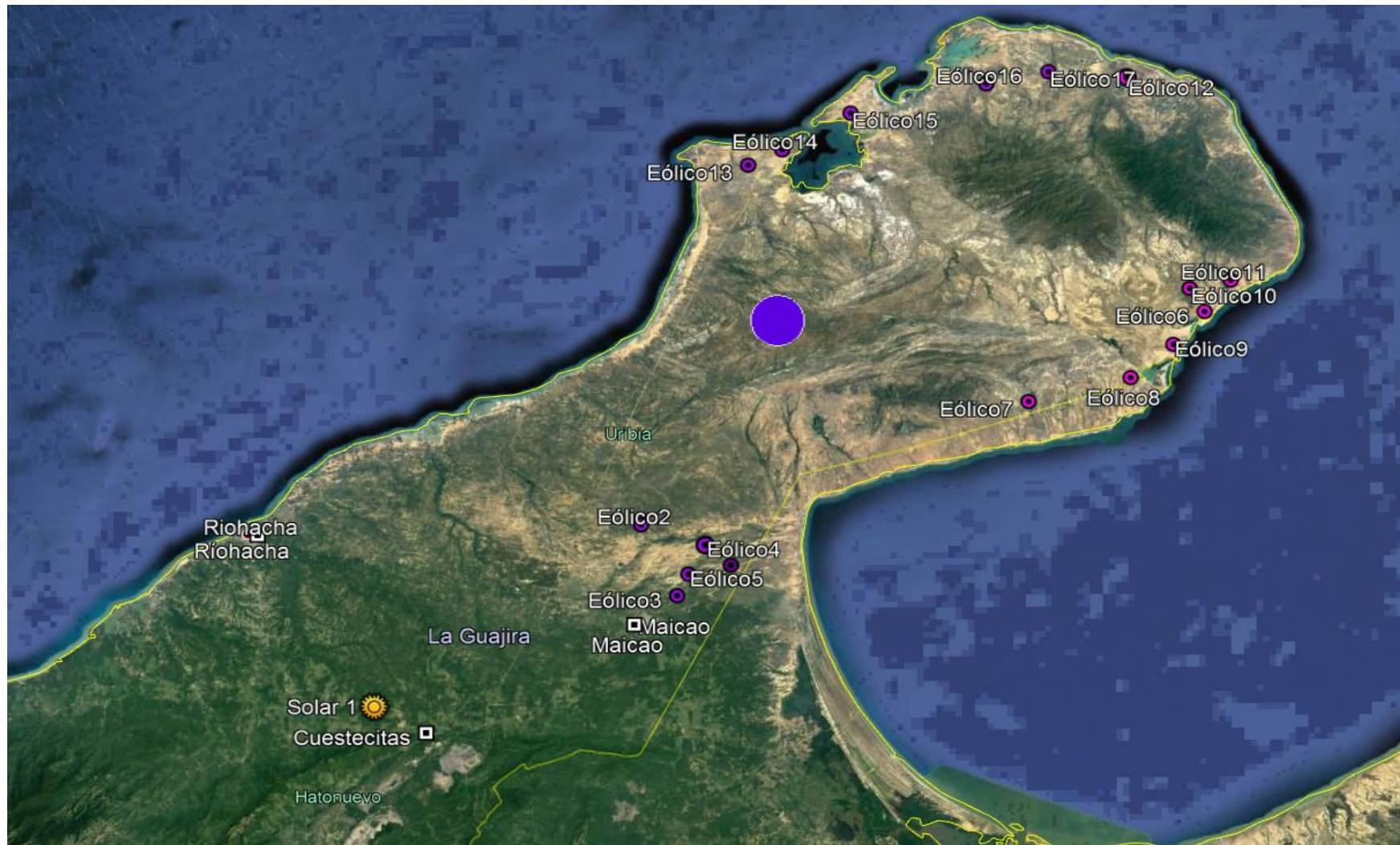
Plan de Expansión Transmisión

- Obras Valle
- **Conexión Renovables**
- Conexión Porvenir 2 y Encimadas – Cañaveral y San Juan
- Interconexión Internacionales
- Subestación Mocoa
- Análisis de los STRs
- Capacidades de conexión

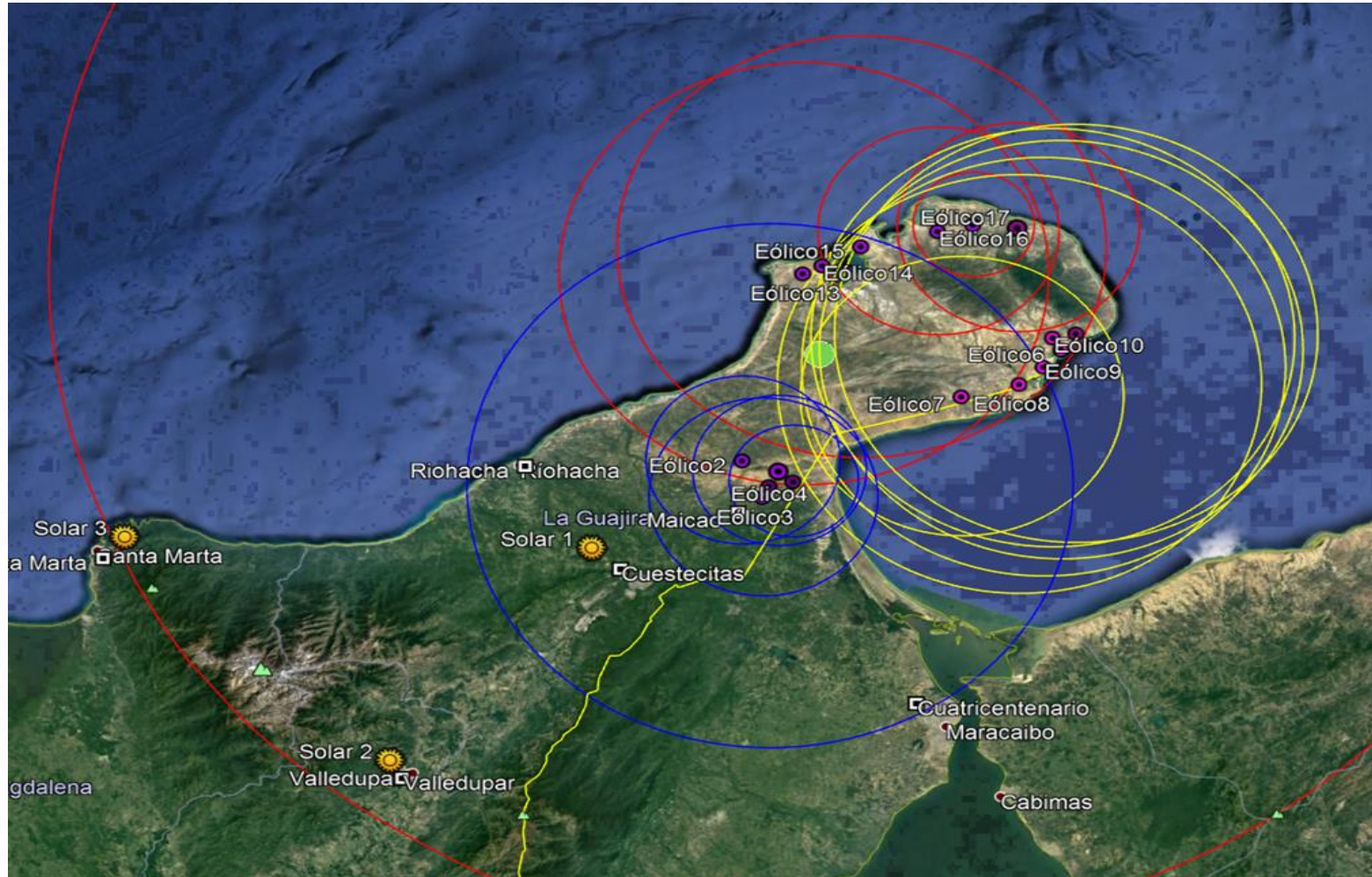
Plan de Expansión Generación

- Señales de expansión
- Dos Visiones para definir matriz optima
 - Escenario 1 - Libre
 - Escenario 2 – Restringido Red
 - Indicadores Escenarios

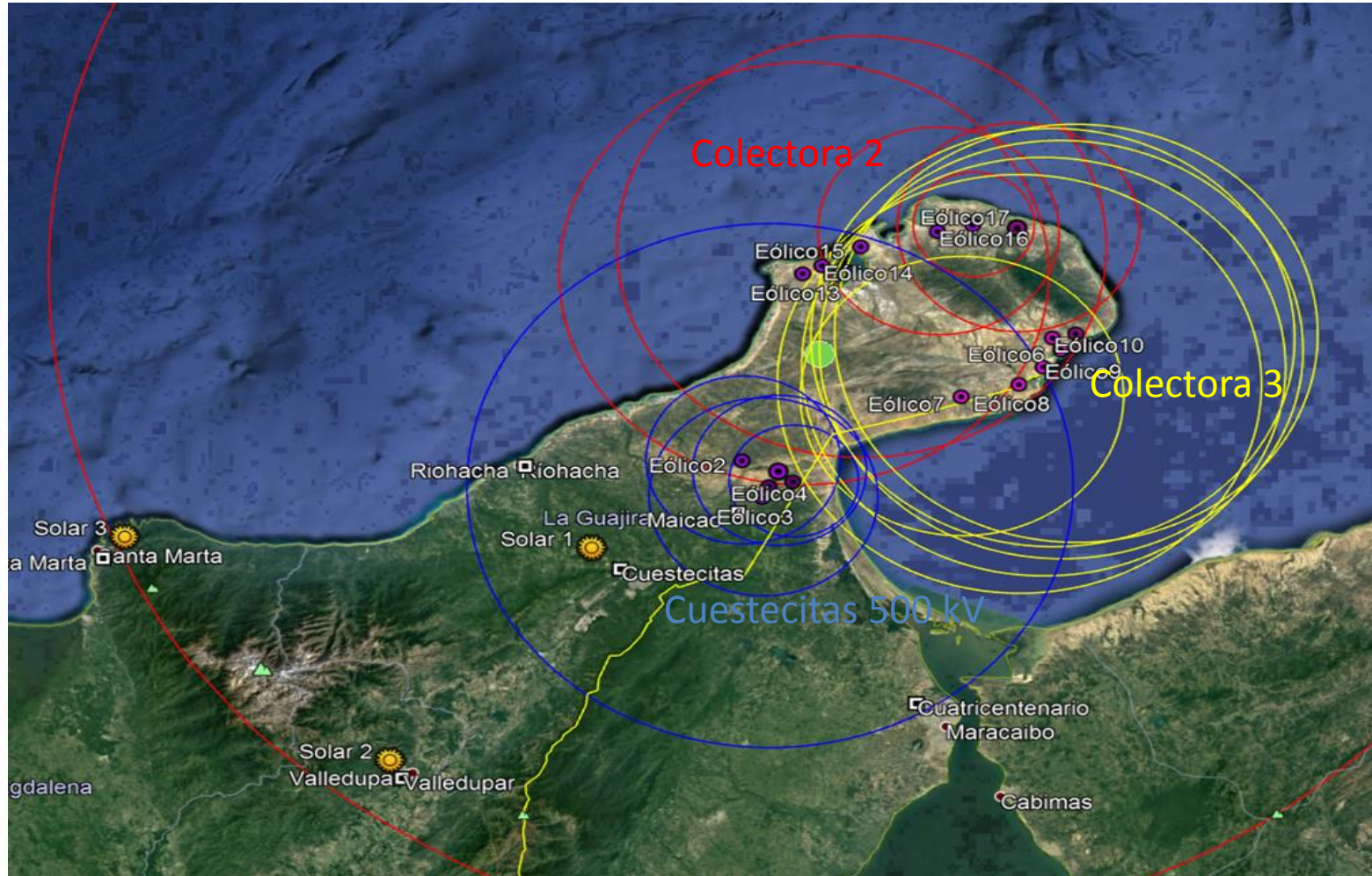
Situación Actual



Situación Actual



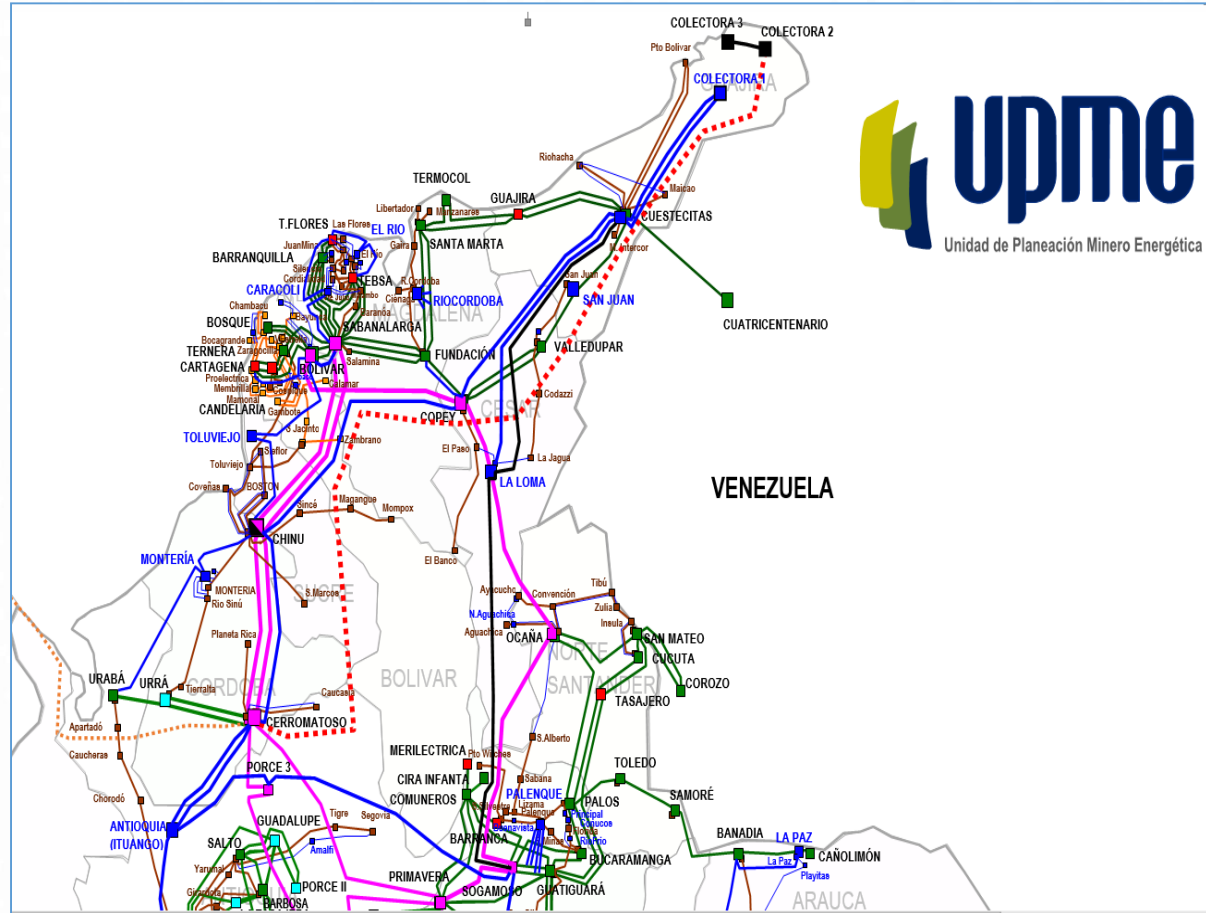
Situación Actual



Situación Actual

Infraestructura propuesta

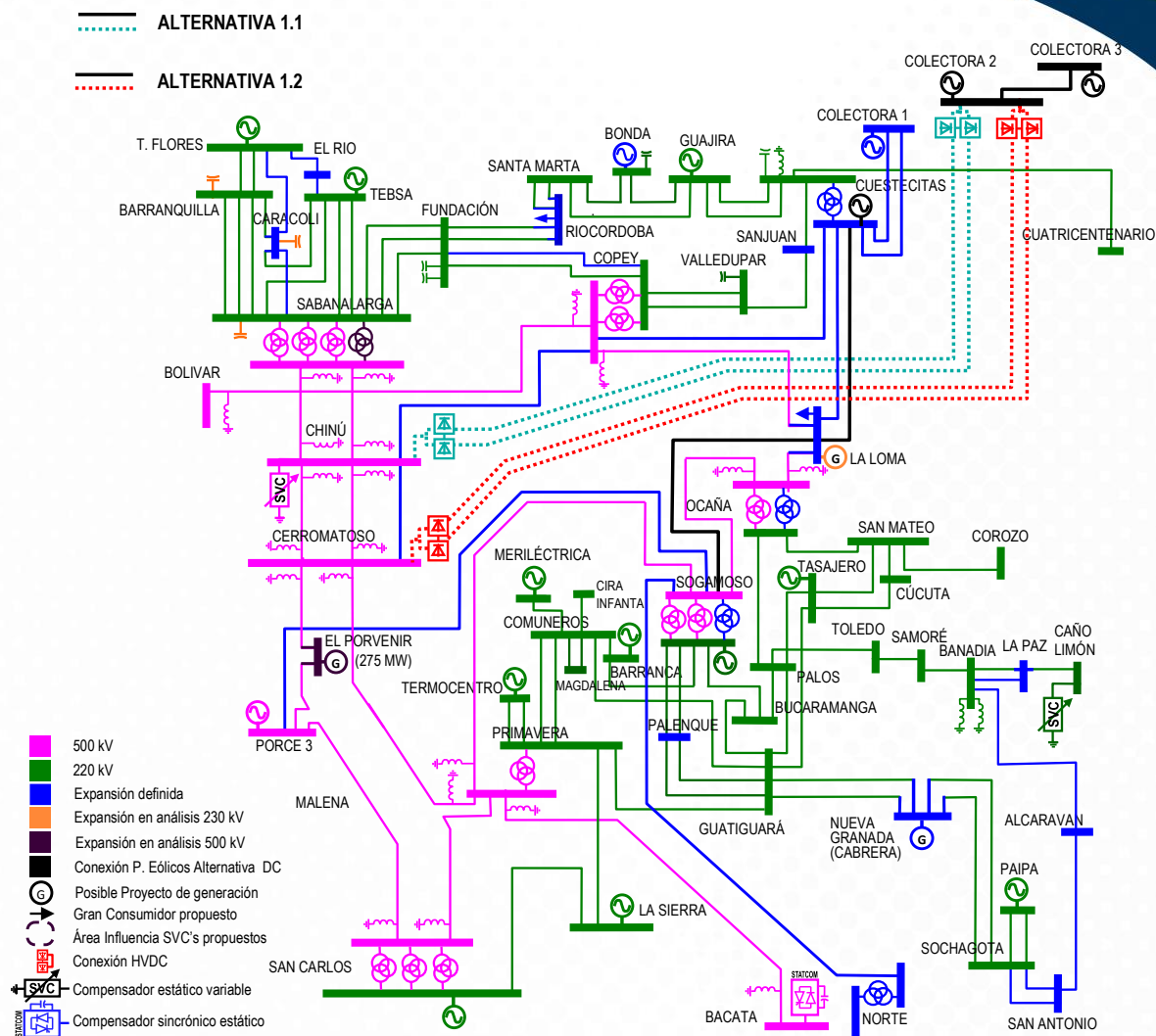
- Segundo Circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV
- Nuevo Circuito La Loma – Sogamoso 500 kV
- Colectora 3 en 500 kV
- Colectora 2 En 500 kV
- Red HVDC VSC Colectora 2- Bipolo – Cerromatoso 550 kV.



Situación Actual

Infraestructura propuesta

- Segundo Circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV
- Nuevo Circuito La Loma – Sogamoso 500 kV
- Colectora 3 en 500 kV
- Colectora 2 En 500 kV
- Red HVDC VSC Colectora 2- Bipolo – Cerromatoso 550 kV.



Análisis Eléctricos

Fase 2.a

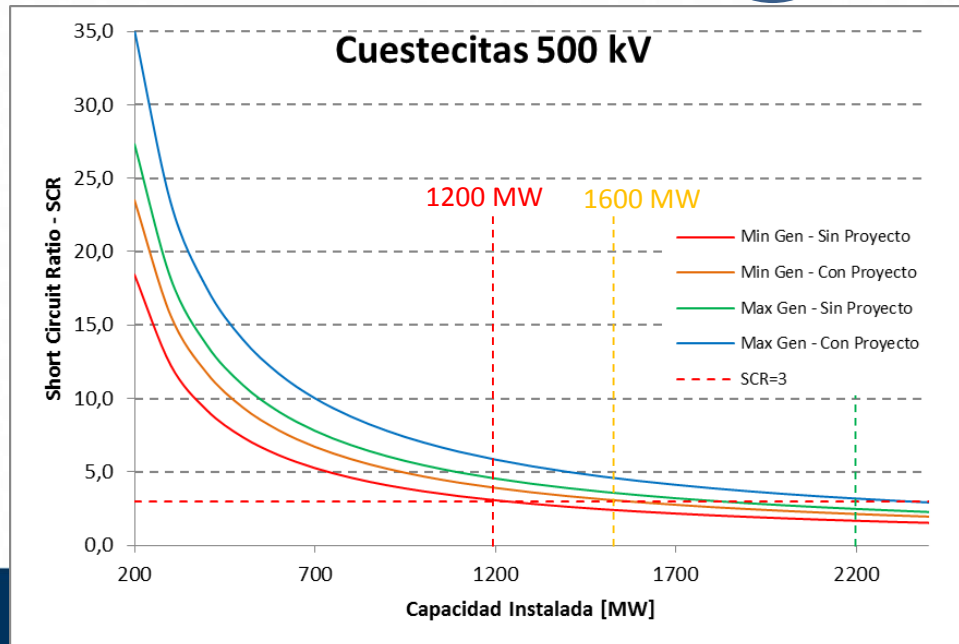
- Segundo Circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV
- Nuevo Circuito La Loma – Sogamoso 500 kV

Fase 2.b

- Colectora 3 en 500 kV
- Colectora 2 En 500 kV
- Red HVDC VSC Colectora 2- Bipolo – Cerromatoso 550 kV.

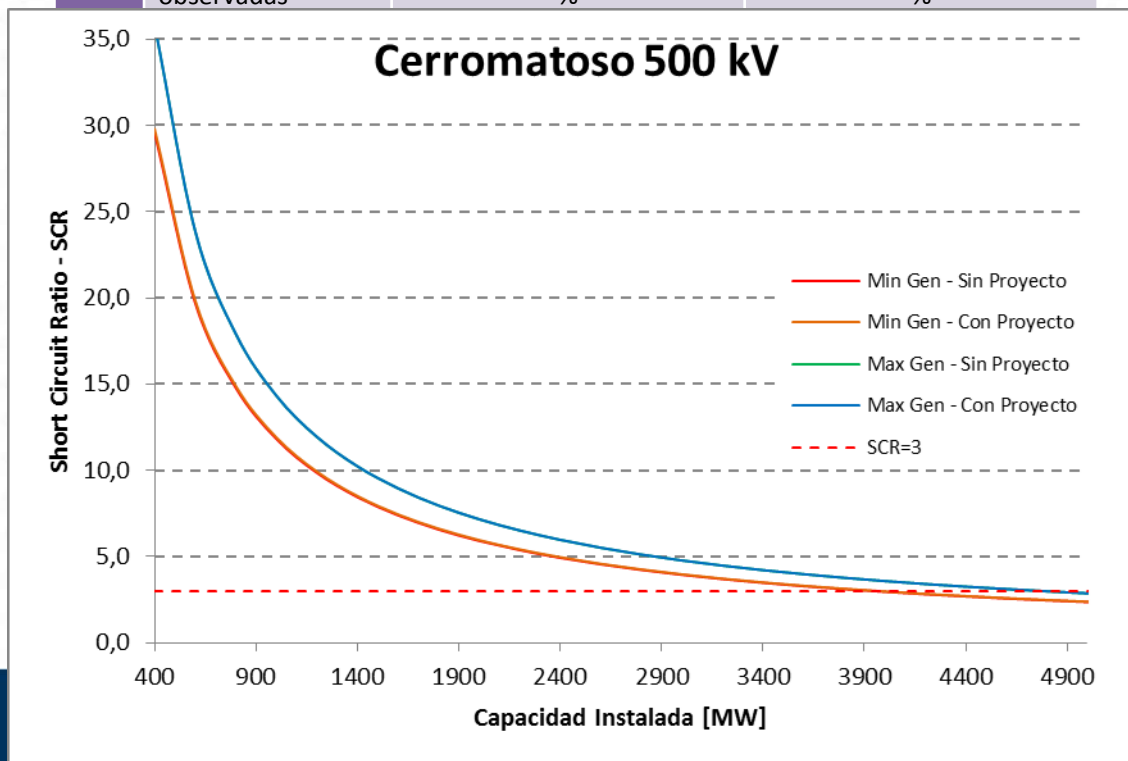
Capacidades Fase 2.a

Capacidad instalada en Cuestecitas 500 kV		1150 MW	600 MW
	Colectora 1	1050	1050
	Limitante	n-1 Guajira - Santa Marta 220 kV	n-1 Guajira - Santa Marta 220 kV
	Violación	Termocol - Santa Marta 220 kV > 135 %	Termocol - Santa Marta 220 kV > 120 %
	Limitante	n-1 Copey - Cuestecitas 500 kV	n-1 Copey - Cuestecitas 500 kV
	Violación	Cuestecitas - San Juan 220 kV > 110 %	Cuestecitas - San Juan 220 kV > 100 %



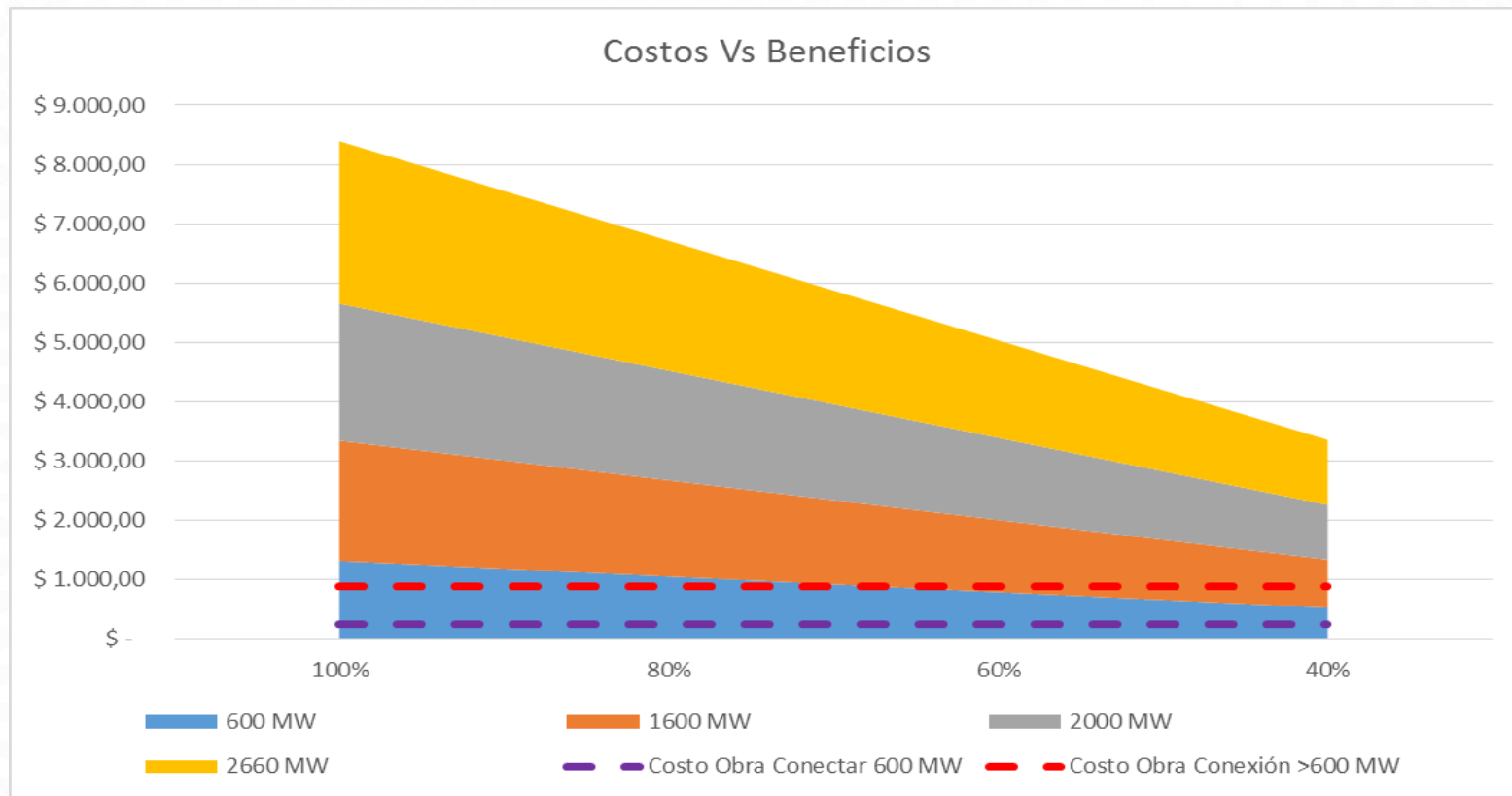
Capacidades 2.b

Sensibilidad de Conexión HVDC en:		Chinú	Cerromatoso
Conexión en Cuestecitas 500 kV		600 MW	600 MW
Colectora 1		1050	1050
Capacidad En Colectora 2 y 3 con red HVDC conectada en Chinú		2000	2000
Limitante		n-1 Antioquia - Medellín 500 kV	n-1 Antioquia - Medellín 500 kV
Condiciones observadas		Porce III - San Carlos kV > 70 %	Porce III - San Carlos kV > 75 %



Evaluación Económica

$$\frac{B}{C} = VPN \left(\frac{\sum_{i=1}^n E_{bi} (CM_{sproxy_i} - CM_{cproxy_i}) + \sum_{i=1}^n \left\{ E_{ci} \sum_{q \in PER(q,i)} \sum_{i \in PER(i,q)} \left(\frac{(CM_{sproxy_i} - CM_{cproxy_i})}{ni} \right) \right\}}{C_{red}} \right)$$



INDICE

Proyecciones de Demanda

Red Actual

Plantas de Cargo

Solicitudes de Conexión

Metodología General

Supuestos

Plan de Expansión Transmisión

- Obras Valle
- Conexión Renovables
- **Conexión Porvenir 2 y Encimadas – Cañaverall y San Juan**
- Interconexión Internacionales
- Subestación Mocoa
- Análisis de los STRs
- Capacidades de conexión

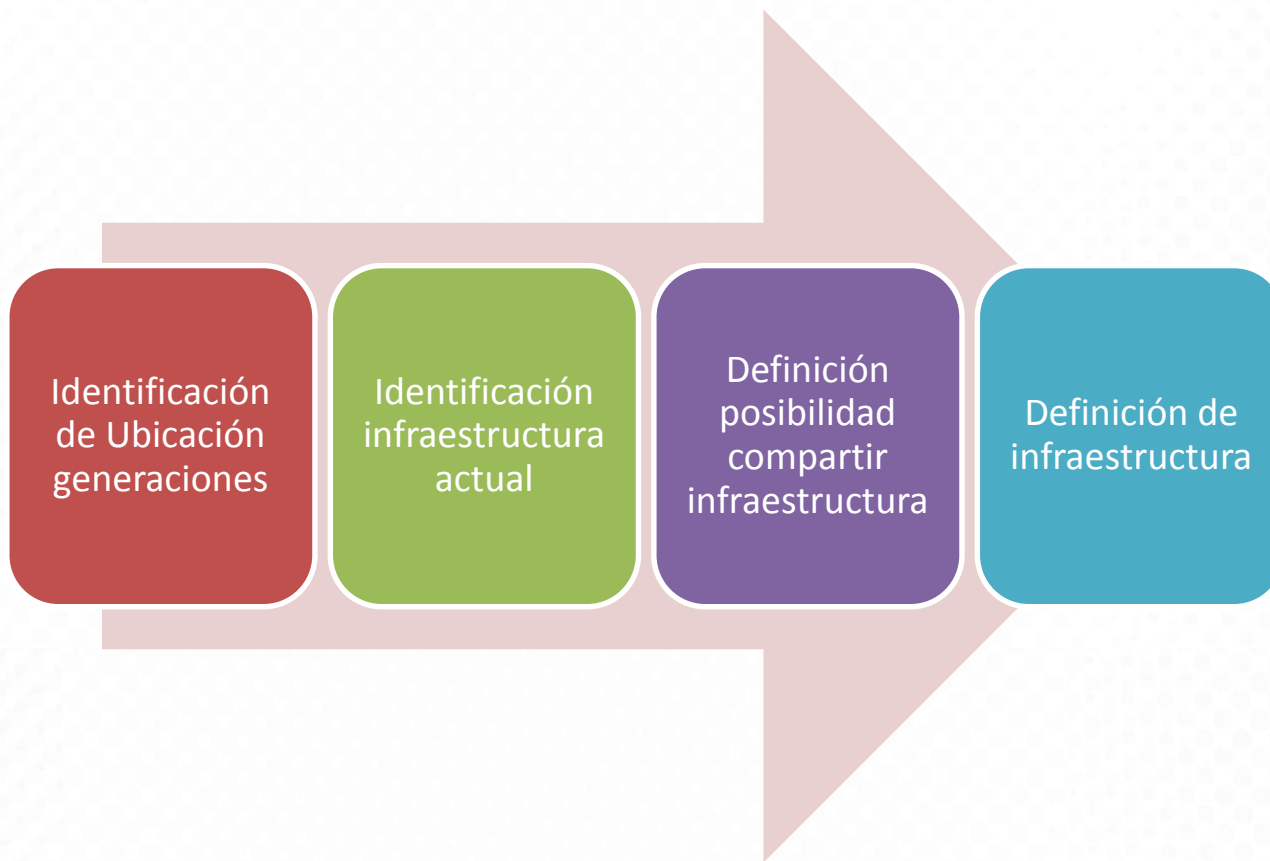
Plan de Expansión Generación

- Señales de expansión
- Dos Visiones para definir matriz optima
 - Escenario 1 - Libre
 - Escenario 2 – Restringido Red
 - Indicadores Escenarios

Situación Actual



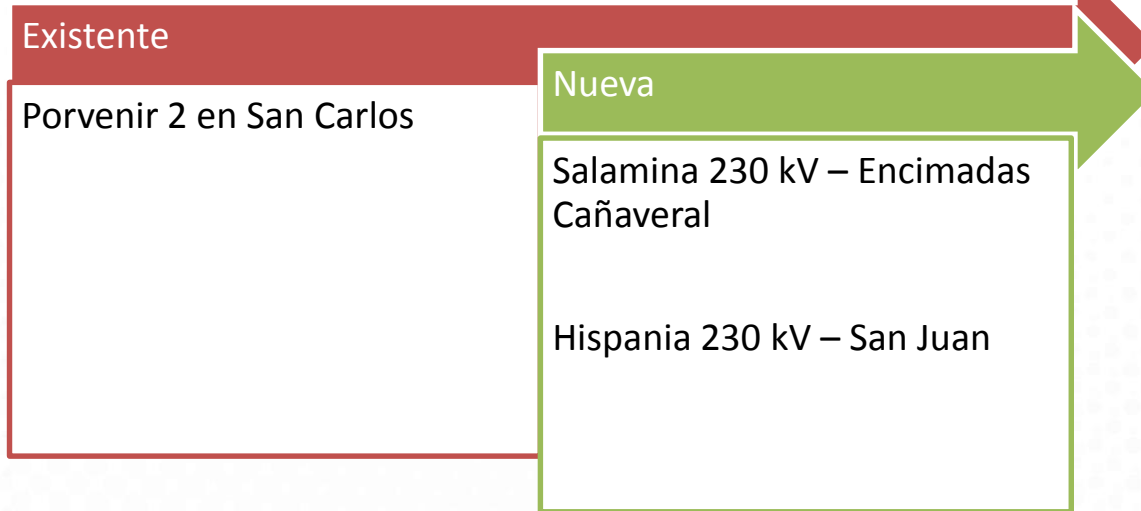
Situación Actual



Situación Actual – Ubicación Generación de infraestructura actual



Infraestructura



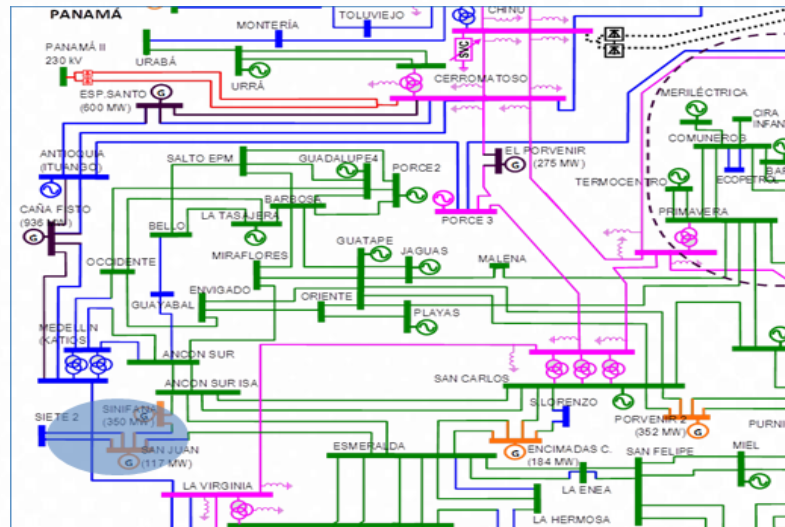
Análisis Eléctricos y Escenarios

Escenario 1 – Conexiones individuales (Escenario Porvenir 2 en San Carlos 500 y 230 kV)

Escenario 2 – Conexiones en conjunto y Porvenir 2 en San Carlos 230 kV y 500 kV

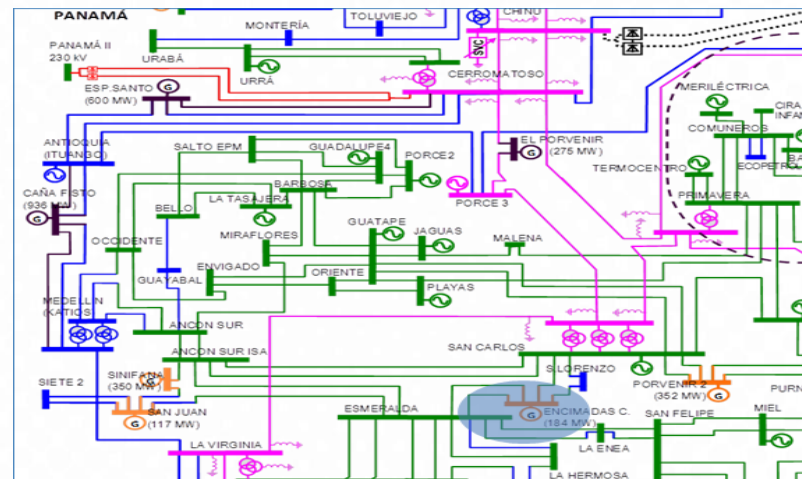
Escenario 1 – Conexión de San Juan

Escenarios de máxima generación en el área	Reconfiguración de los circuitos de Esmeralda - El Siete 230 kV en Esmeralda - Hispania - El Siete 230 kV. Ancón Sur - El Siete 230 kV en Ancón Sur - Hispania - El Siete 230 kV	Reconfiguración de los circuitos de Esmeralda - El Siete 230 kV en Esmeralda - Hispania - El Siete 230 kV. Ancón Sur - El Siete 230 kV en Ancón Sur - Hispania - El Siete 230 kV. <u>Sin despacho de Ituango</u>
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición norma. (N-1) TRF San Carlos > 85%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. (N-1) TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición norma. (N-1) TRF San Carlos > 80%



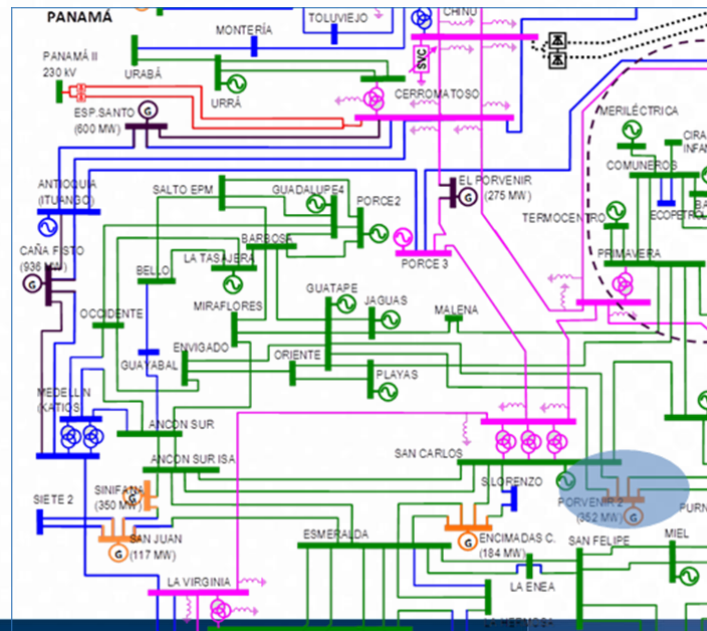
Escenario 1 – Conexión Encimadas Cañaveral

Escenarios de máxima generación en el área	Reconfiguración de un circuito de Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV.	Reconfiguración de un circuito de Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV. <u>Salamina - Irrá 115 kV de 500 A.</u>	Reconfiguración de un circuito de Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV y Salamina - Irrá 115 kV de 500 A. Sin Despacho Ituango.
	C.N.O.	C.N.O.	C.N.O.
Demanda mínima	Salamina – Irrá 115kV > 120% (N-1) TRF San Carlos < 70%	Salamina – Irrá 115 kV < 50% N-1 TRF San Carlos < 70%	Salamina – Irrá 115 kV < 50% (N-1) TRF San Carlos > 90%
Demanda máxima	C.N.O. Salamina – Irrá 115 kV > 120% (N-1) TRF San Carlos < 70%	C.N.O. Salamina – Irrá 115 kV < 50% N-1 TRF San Carlos < 70%	C.N.O. Salamina – Irrá 115 kV < 50% (N-1) TRF San Carlos > 80%



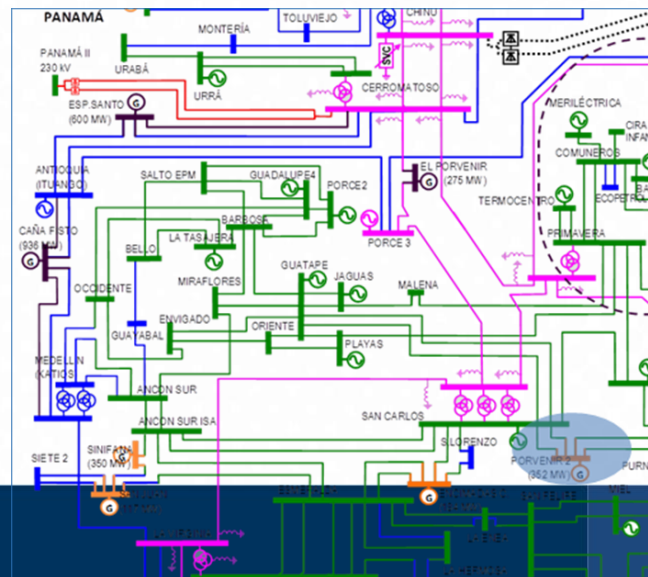
Escenario 1 – San Carlos en 500 y 230 kV

Escenarios de máxima generación en el área	Reconfiguración de los circuito de San Carlos - Purnio 230 kV en San Carlos - Porvenir II - Purnio 230 kV – Sin despacho de Ituango	Conexión Porvenir II en San Carlos 230 kV – Sin despacho de Ituango	Conexión Porvenir II en San Carlos 500 kV – Sin despacho de Ituango
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos >80% (N-1) TRF San Carlos > 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos >80% (N-1) TRF San Carlos > 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos <70 % (N-1) TRF San Carlos > 84,9%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos >80% (N-1) TRF San Carlos > 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos >80% (N-1) TRF San Carlos > 109,6%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos <70 % (N-1) TRF San Carlos > 84,9%



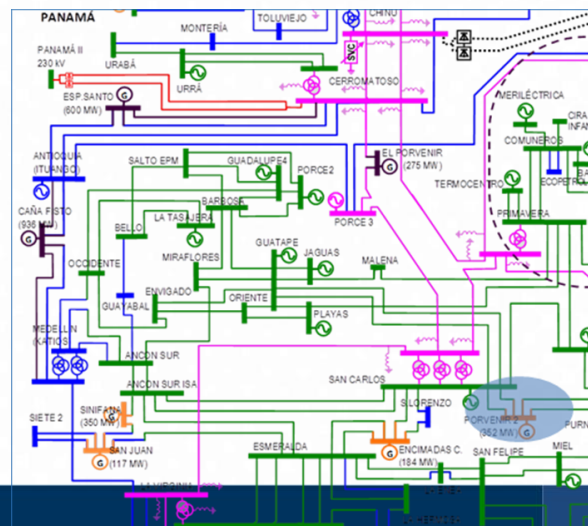
Escenario 2 – Conexión toda la generación y San Carlos en 500 y 230 kV

Escenarios de máxima generación en el área	Conexión de la generación: Río San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW en 220 kV. Despacho de Ituango .	Conexión de la generación: Río San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW en 220 kV. Sin Despacho de Ituango .	Conexión de la generación: Río San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW en 220 kV. Sin Despacho de Ituango . Nuevo transformador en S/E San Carlos 500/220 kV de 450 MVA
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos < 70% N-1 TRF San Carlos < 80%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos > 95% N-1 TRF San Carlos > 124%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos < 80 % N-1 TRF San Carlos > 90%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos > 70% N-1 TRF San Carlos > 100%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos > 95% N-1 TRF San Carlos > 125%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos < 80 % N-1 TRF San Carlos > 90%

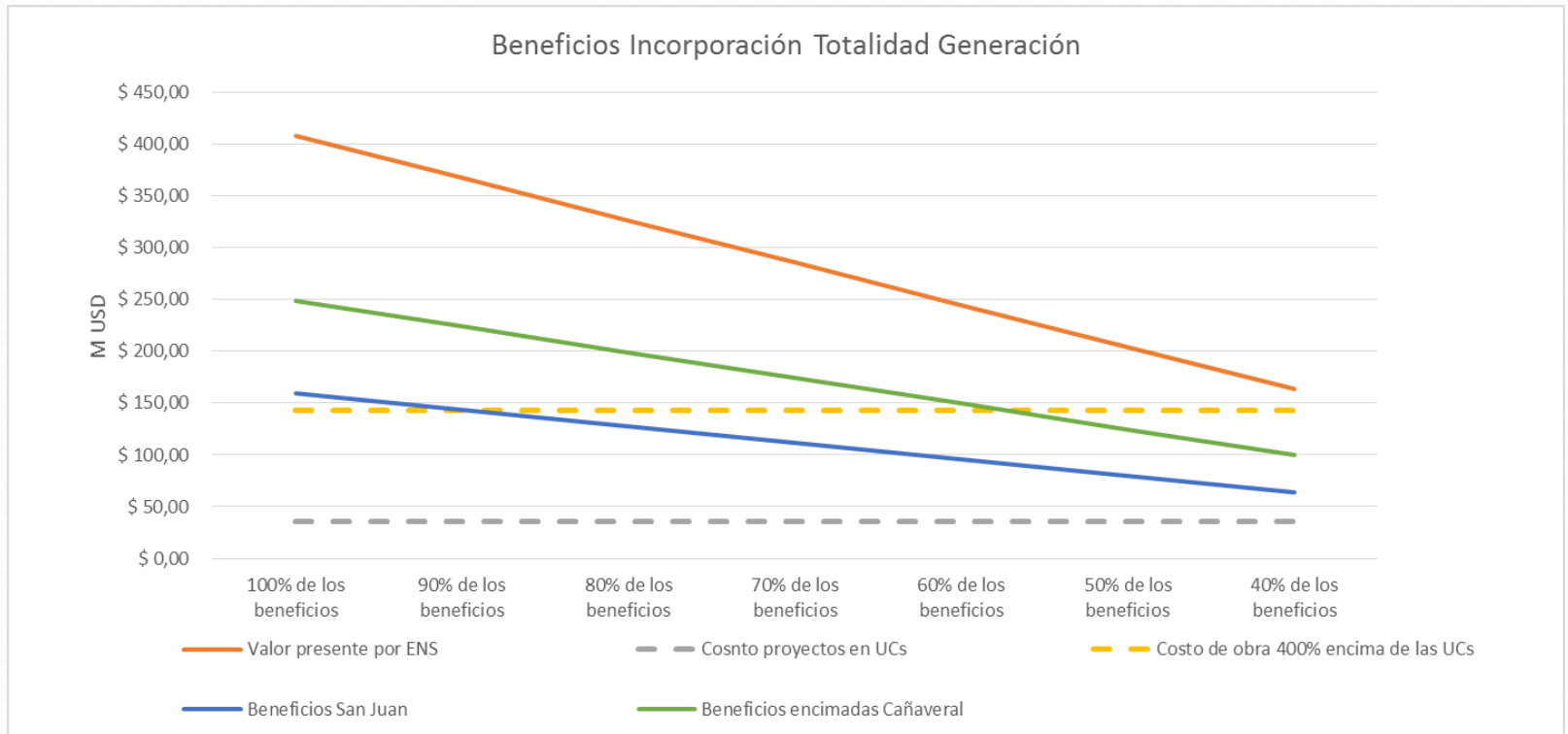


Escenario 2 – Conexión toda la generación y San Carlos en 500 y 230 kV

Escenarios de máxima generación en el área	Conexión de la generación:	Conexión de la generación:	Conexión de la generación:
	Río San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW en 500 kV.	Río San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW en 500 kV.	Río San Juan 117.5 MW, Encimadas – Cañaveral 184 MW y Porvenir II 352 MW en 500 kV.
	Despacho de Ituango .	Sin Despacho de Ituango .	Sin Despacho de Ituango .
			Nuevo transformador en S/E San Carlos 500/220 kV de 450 MVA
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos < 60% N-1 TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos > 70% N-1 TRF San Carlos > 95%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos < 65 % N-1 TRF San Carlos > 70%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos < 65% N-1 TRF San Carlos > 70%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos > 80% N-1 TRF San Carlos > 100%	Desempeño adecuado en condición normal. TRF San Carlos < 70 % N-1 TRF San Carlos > 80%

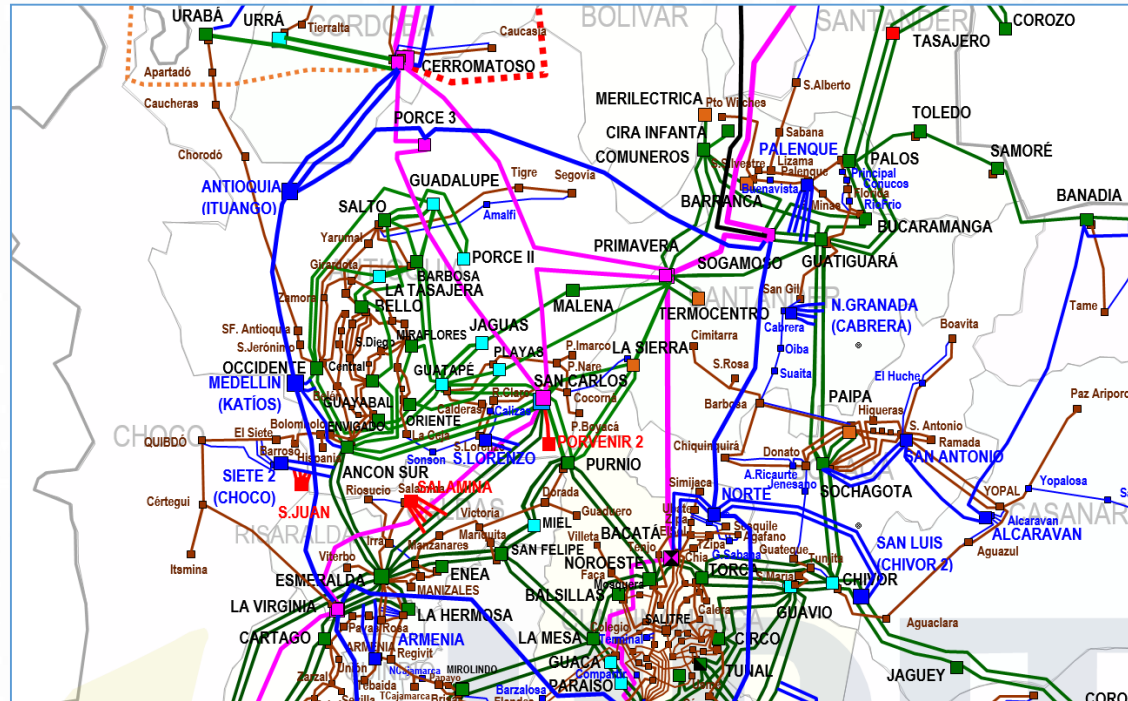


Evaluación Económica



Infraestructura Propuesta

- Conexión de Porvenir II en San Carlos 500 kV
- Nueva subestación Hispania 230 kV interconectada mediante el seccionamiento de los circuitos Ancón Sur – El Siete 230 kV y el Siete - Esmeralda 230 kV, con dos líneas doble circuito de aproximadamente 14 km desde el punto de seccionamiento a la subestación Hispania 230 kV.
- Nueva subestación Salamina 230 kV, alimentada mediante el seccionamiento de los circuitos San Carlos - Esmeralda 230 kV_2 y San Carlos - Esmeralda 230 kV_1 (San Lorenzo - Esmeralda 220 kV_1), realizado aproximadamente a 48,93 km de Esmeralda 230 kV, con dos líneas doblecircuito de 16,2 Km



INDICE

Proyecciones de Demanda

Red Actual

Plantas de Cargo

Solicitudes de Conexión

Metodología General

Supuestos

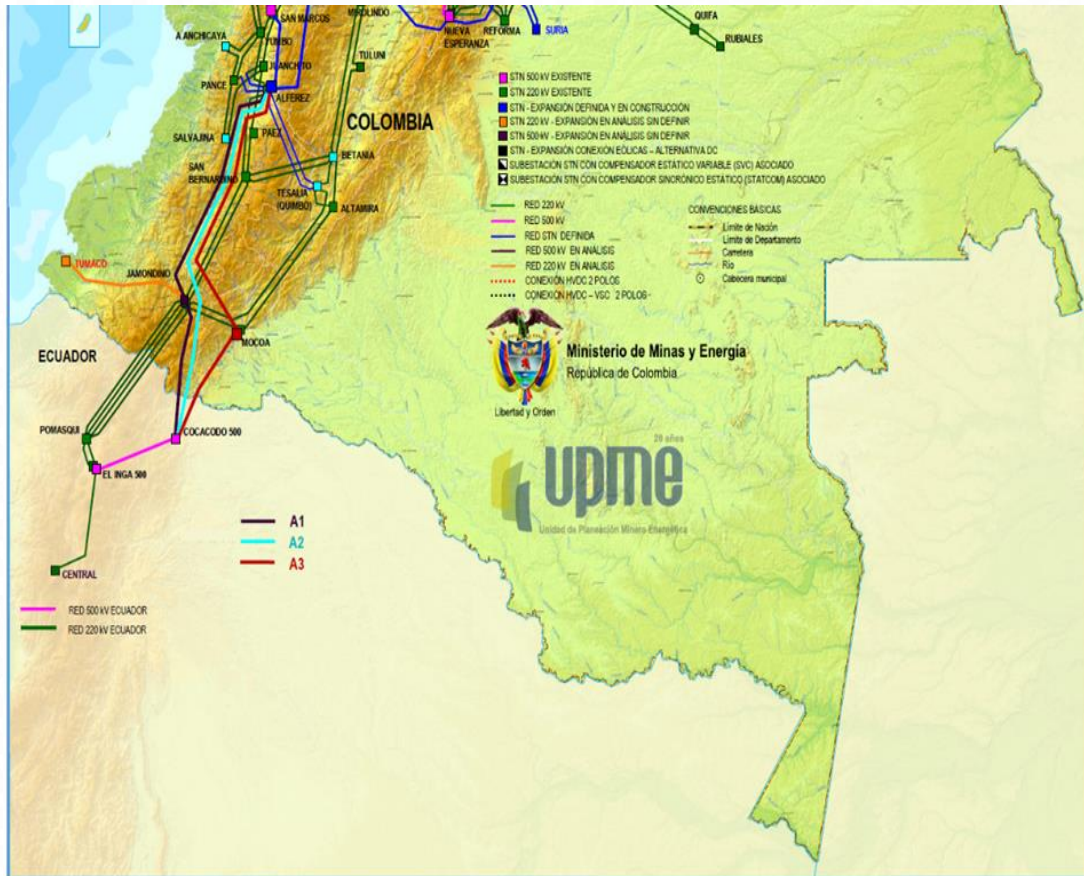
Plan de Expansión Transmisión

- Obras Valle
- Conexión Renovables
- Conexión Porvenir 2 y Encimadas – Cañaveral y San Juan
- **Interconexión Internacionales**
- Subestación Mocoa
- Análisis de los STRs
- Capacidades de conexión

Plan de Expansión Generación

- Señales de expansión
- Dos Visiones para definir matriz optima
 - Escenario 1 - Libre
 - Escenario 2 – Restringido Red
 - Indicadores Escenarios

Situación actual – Colombia - Ecuador



Actualmente existe una interconexión con Ecuador:

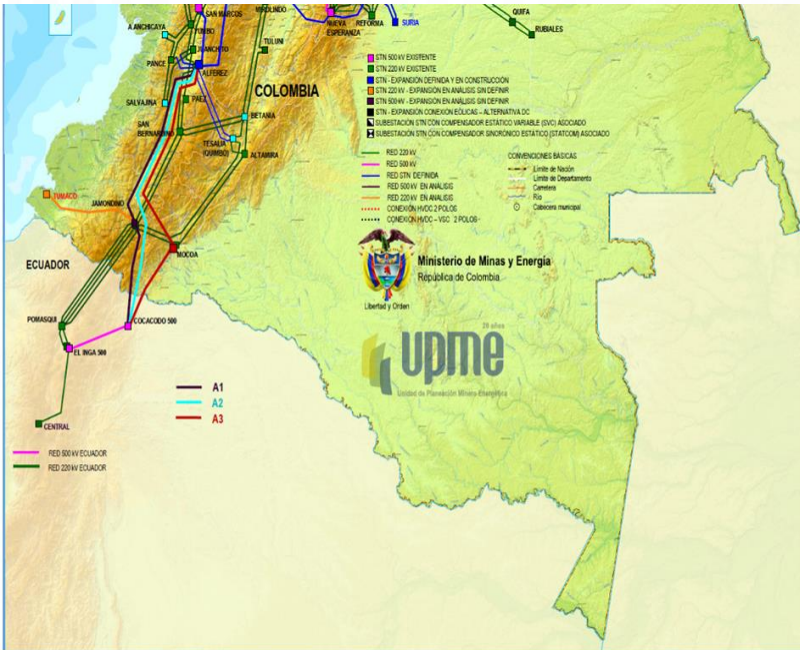
Cuatro enlaces en 230 kV entre Jamondino - Pomasqui

Limites operativos:

Importación: 300 MW

Exportación: 200 MW

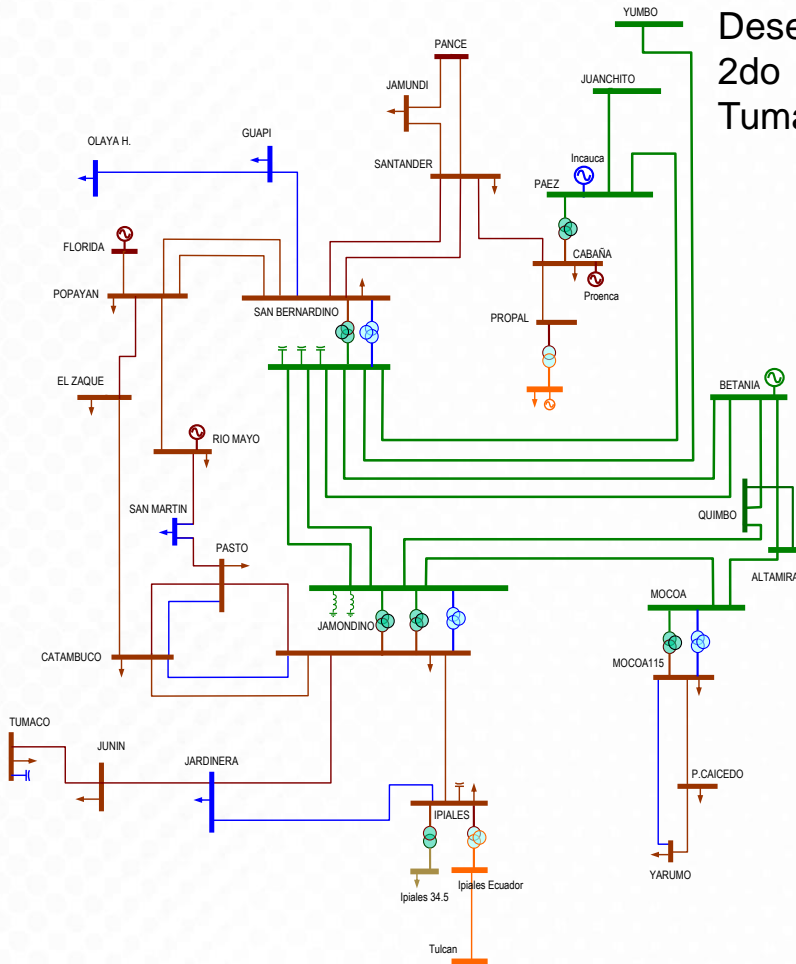
Interconexión Colombia Ecuador



2022		
Demanda máxima	Importación	Exportación
Demanda máxima	Restricciones en aproximadamente 129 MW dependientes del despacho, por restricción de los circuitos Jamondino – Pasto y Pasto – Catambuco 115 kV	Restricciones entre 200 MW y 230 MW dependiendo del despacho, por bajas tensiones en los nodos de Nariño y Caquetá y sobrecarga de los enlaces del STR.

Interconexión Colombia Ecuador

Desempeño Alternativa 4, Obra STR, 2do Jamondino – Paso + 2do Jamondino – Pasto + 3 TRF Jamondino+ 5 MVAR en Tumaco



Demanda máxima

Exportación

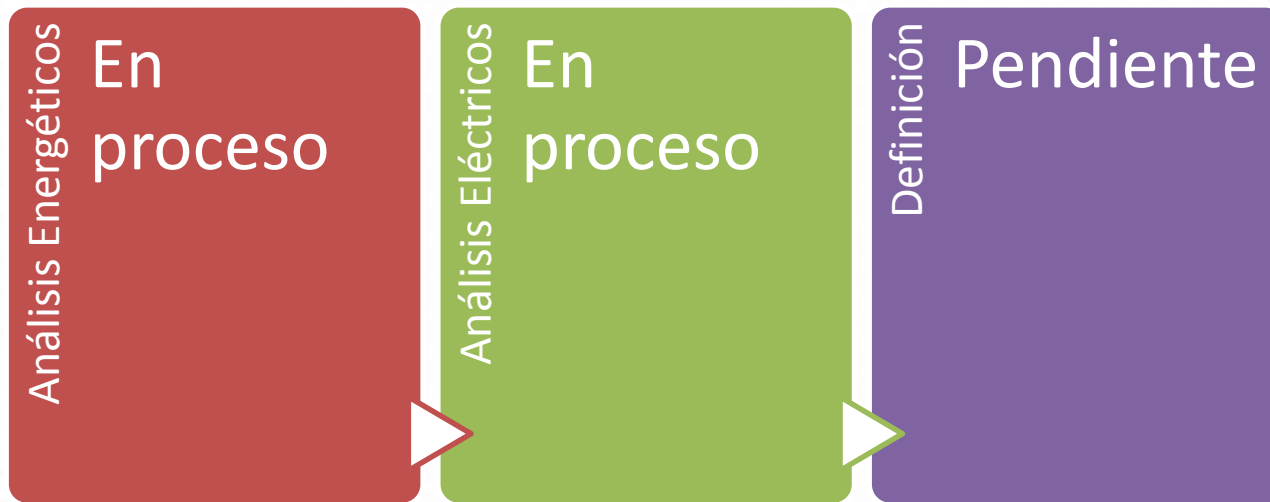
Exportación

493 MW, sin restricciones

Importación

360 MW, sin restricciones

Interconexión Colombia Panamá Interconexión Colombia Ecuador



INDICE

Proyecciones de Demanda

Red Actual

Plantas de Cargo

Solicitudes de Conexión

Metodología General

Supuestos

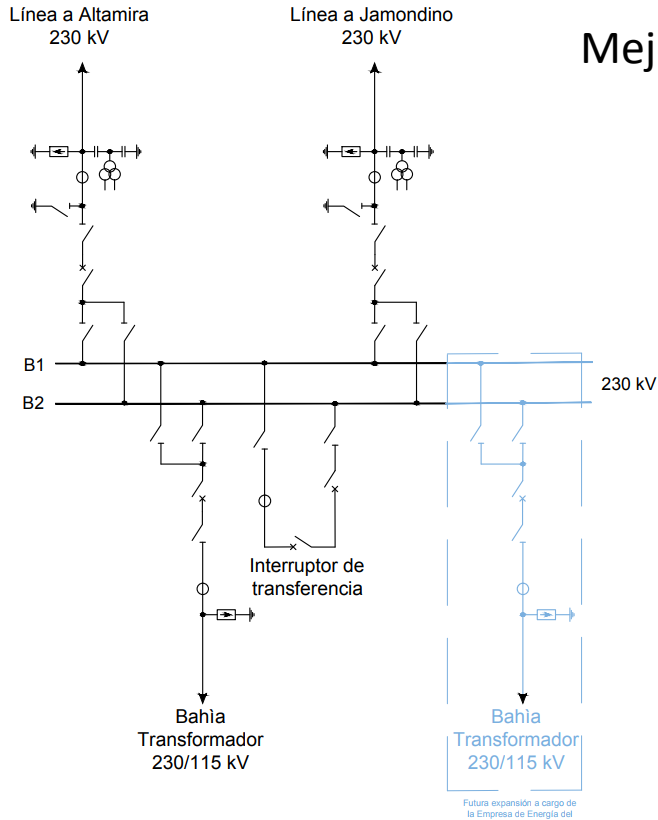
Plan de Expansión Transmisión

- Obras Valle
- Conexión Renovables
- Conexión Porvenir 2 y Encimadas – Cañaveral y San Juan
- Interconexión Internacionales
- **Subestación Mocoa**
- Análisis de los STRs
- Capacidades de conexión

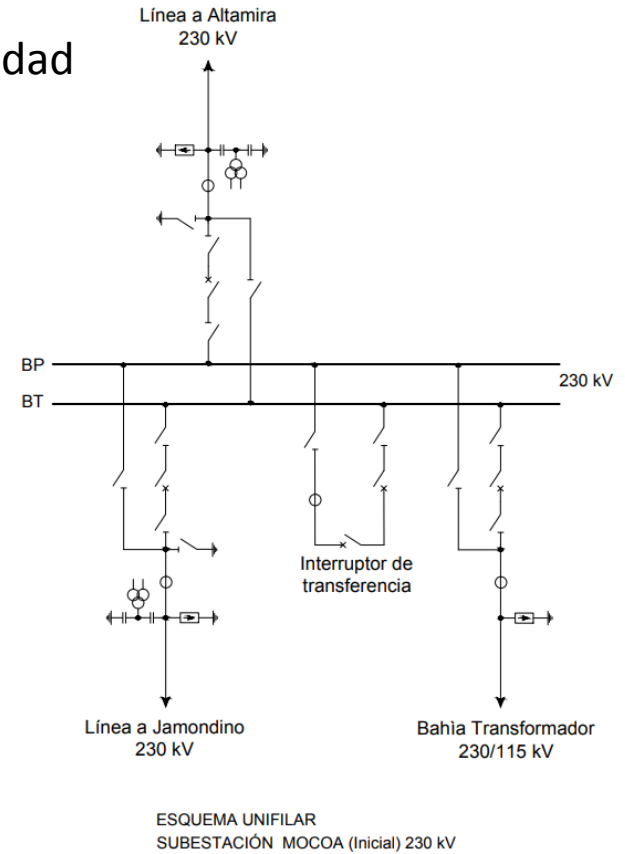
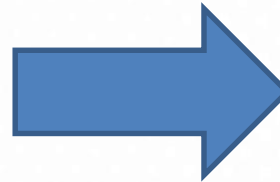
Plan de Expansión Generación

- Señales de expansión
- Dos Visiones para definir matriz optima
 - Escenario 1 - Libre
 - Escenario 2 – Restringido Red
 - Indicadores Escenarios

Subestación Mocoa



Mejora de la confiabilidad



Valor presente Beneficios de 4,5 M USD

INDICE

Proyecciones de Demanda

Red Actual

Plantas de Cargo

Solicitudes de Conexión

Metodología General

Supuestos

Plan de Expansión Transmisión

- Obras Valle
- Conexión Renovables
- Conexión Porvenir 2 y Encimadas – Cañaveral y San Juan
- Interconexión Internacionales
- Subestación Mocoa
- **Análisis de los STRs**
- Capacidades de conexión

Plan de Expansión Generación

- Señales de expansión
- Dos Visiones para definir matriz optima
 - Escenario 1 - Libre
 - Escenario 2 – Restringido Red
 - Indicadores Escenarios

Análisis STR - Caribe



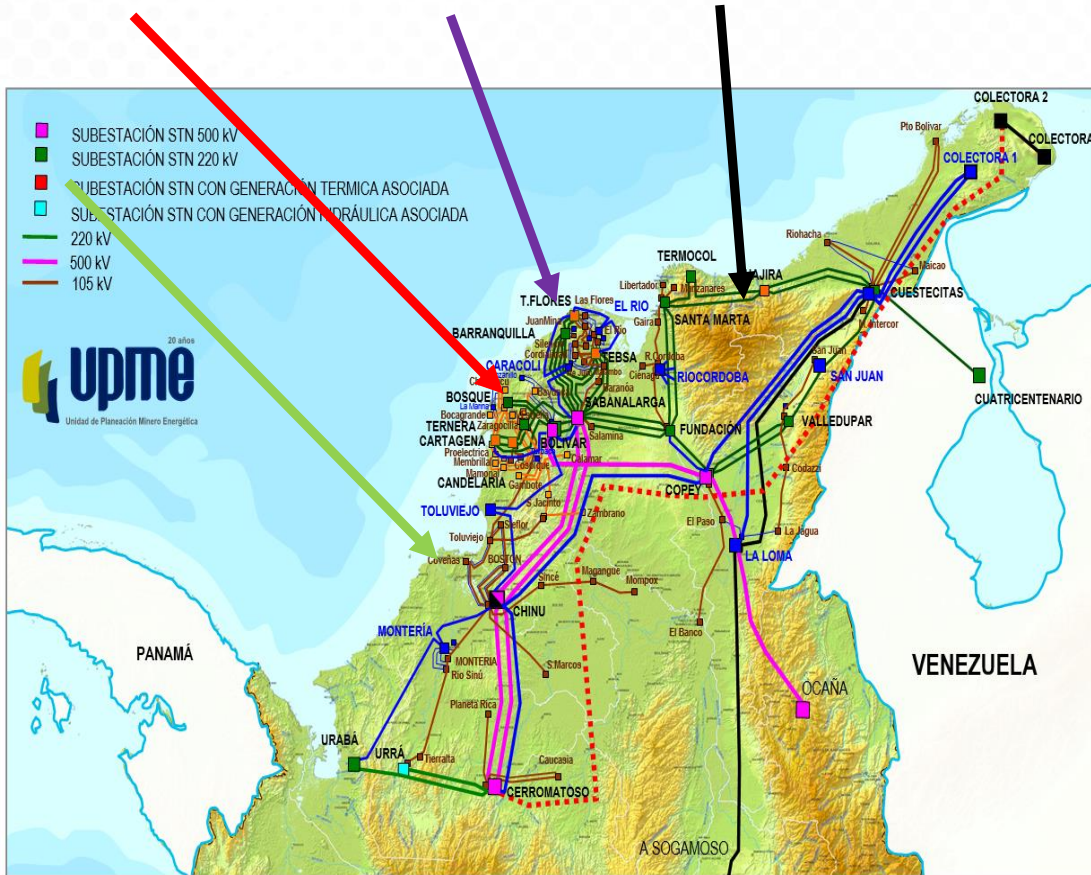
Atlántico:
Agotamiento STN/STR, STR, SDL

Bolívar
Agotamiento STR y STN/STR

Córdoba – Sucre
Agotamiento STN/STR

Guajira – Cesar – Magdalena:
Agotamiento STR y STN/STR

Análisis STR - Caribe



Atlántico:

Caracolí y obras asociadas

Obras Atlántico

El Rio y obras Asociadas

Bolívar

Agotamiento STR y STN/STR

La Marina

Bolívar y obras asociadas

Campestre y obras asociadas

Turbaco y obras asociadas

Córdoba – Sucre

Toluviejo y obras asociadas

Montería

Cerete

Cuarto TRF Chiinu

Cuarto TRF Cerro

Guajira – Cesar – Magdalena:

Agotamiento STR y STN/STR

La Loma y obras asociadas

Rio Cordoba y obras asociadas

Ampliación capacidad Valledupoar

Ampliación capacidad Santa Marta

Ampliación Capacidad Copey

SRT Guajira

Análisis STR - Nordeste



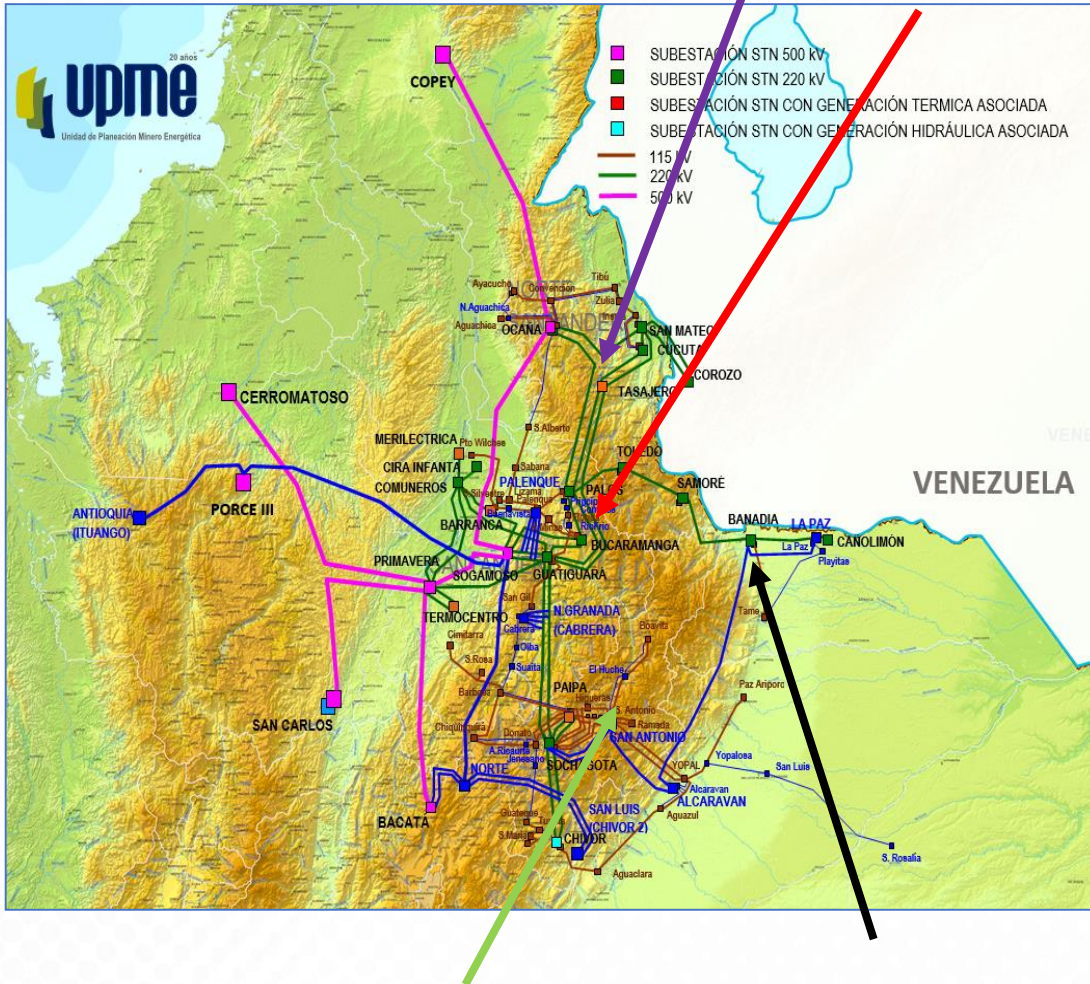
Norte de Santander
Agotamiento STN/STR, STR

Santander:
Agotamiento STN/STR, STR

Arauca
Agotamiento STN/STR, STR

Boyacá – Casanare:
Agotamiento STN/STR, STR y SDL

Análisis STR - Nordeste



Norte de Santander

Aumento de Transformación
STN/STR

Nuevas subestaciones y líneas
Compensaciones

Santander:

Palenque y obras asociadas

Aumento transformación
STN/STR y nuevas S/E STR

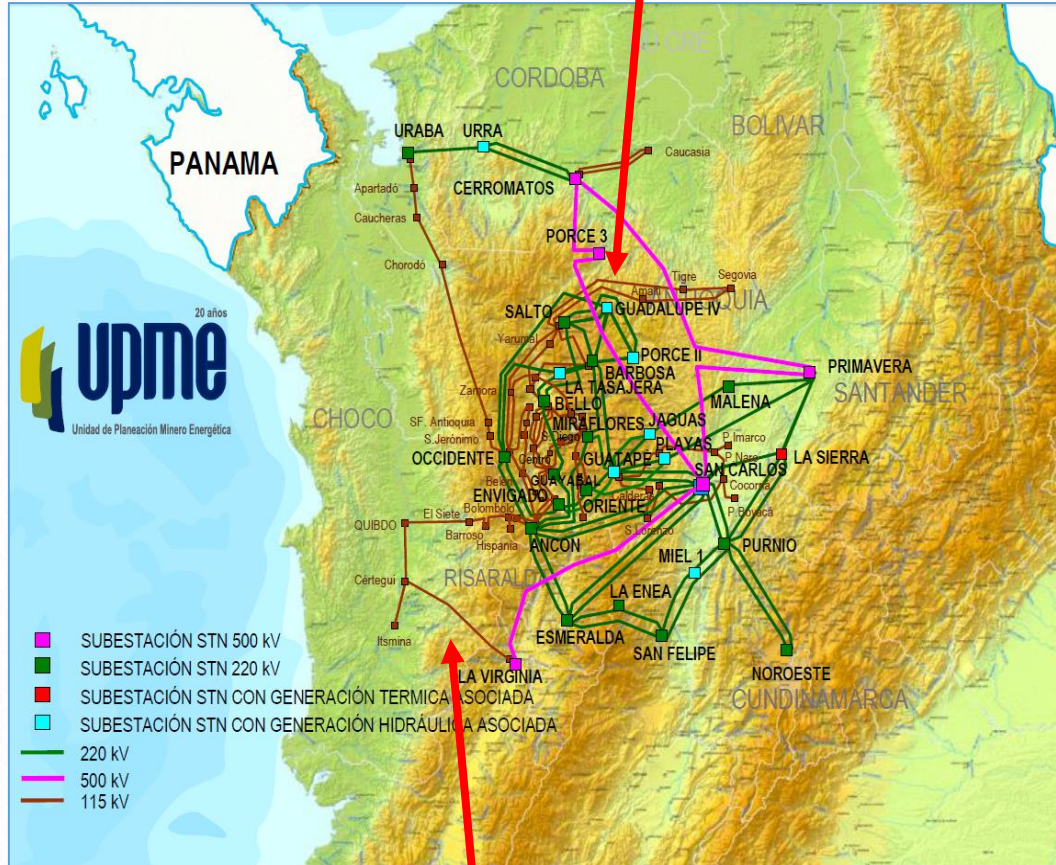
Arauca

Obras asociadas interconexión
Casanare - Arauca

Boyacá – Casanare:

Ampliación capacidad STN/STR
San Antonio y obras asociadas
Nuevas S/E y líneas STR

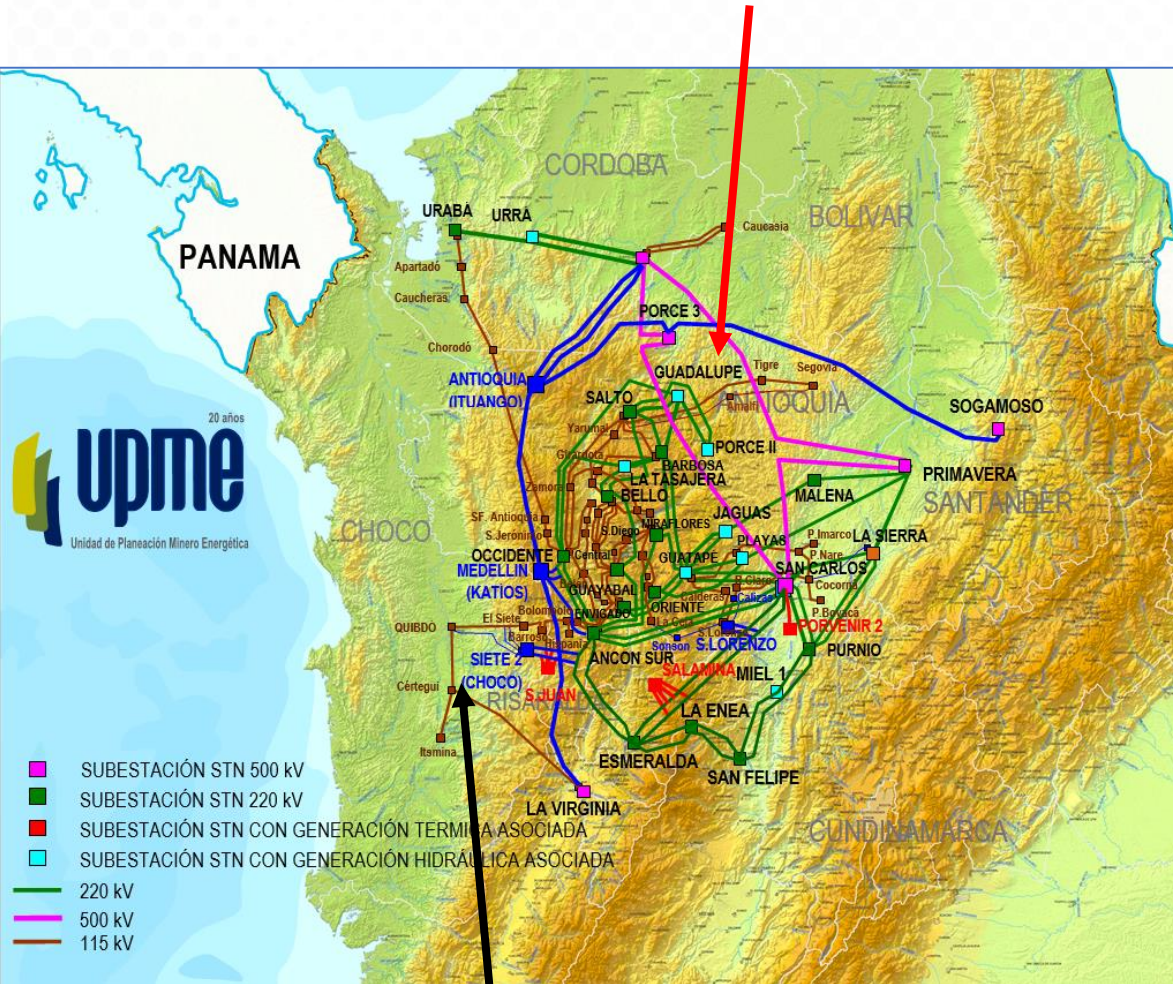
Análisis STR – Antioquia - Choco



Antioquia:
Agotamiento STN/STR, STR, SDL

Chocó
Agotamiento STN/STR, STR

Análisis STR – Antioquia - Choco



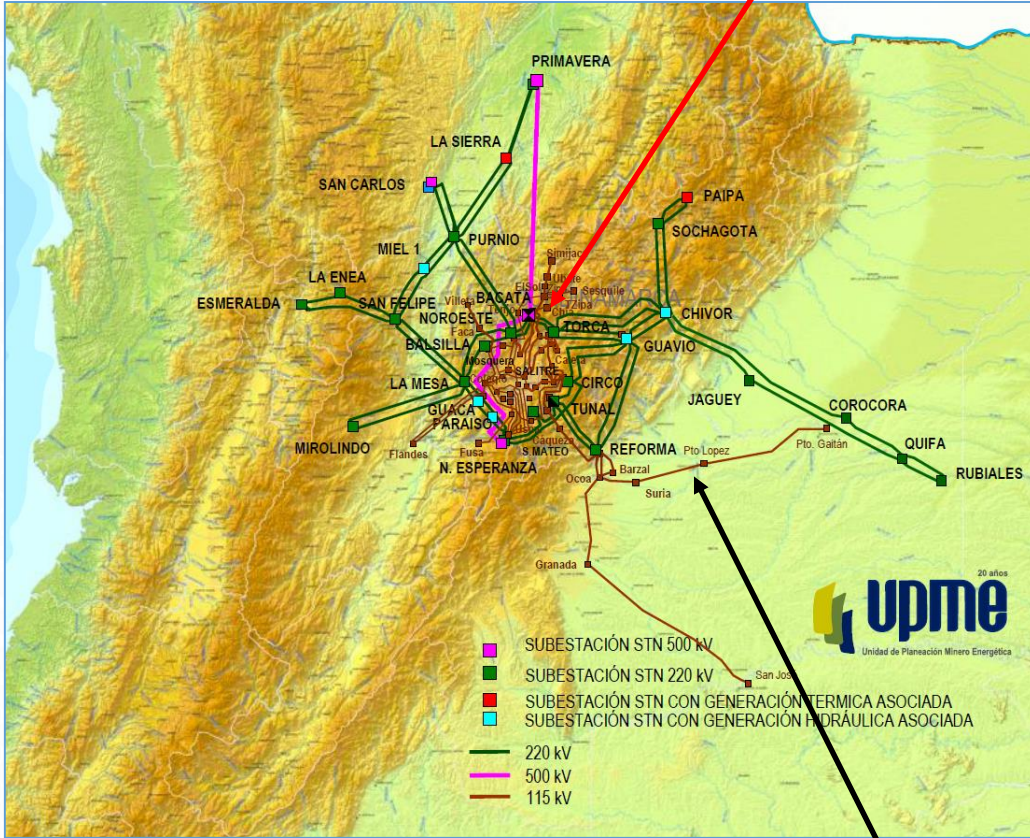
Antioquia:

San Lorenzo y obras asociadas
S/E y Líneas en el STR

Chocó

El Nuevo siete y obras asociadas
Líneas en el STR

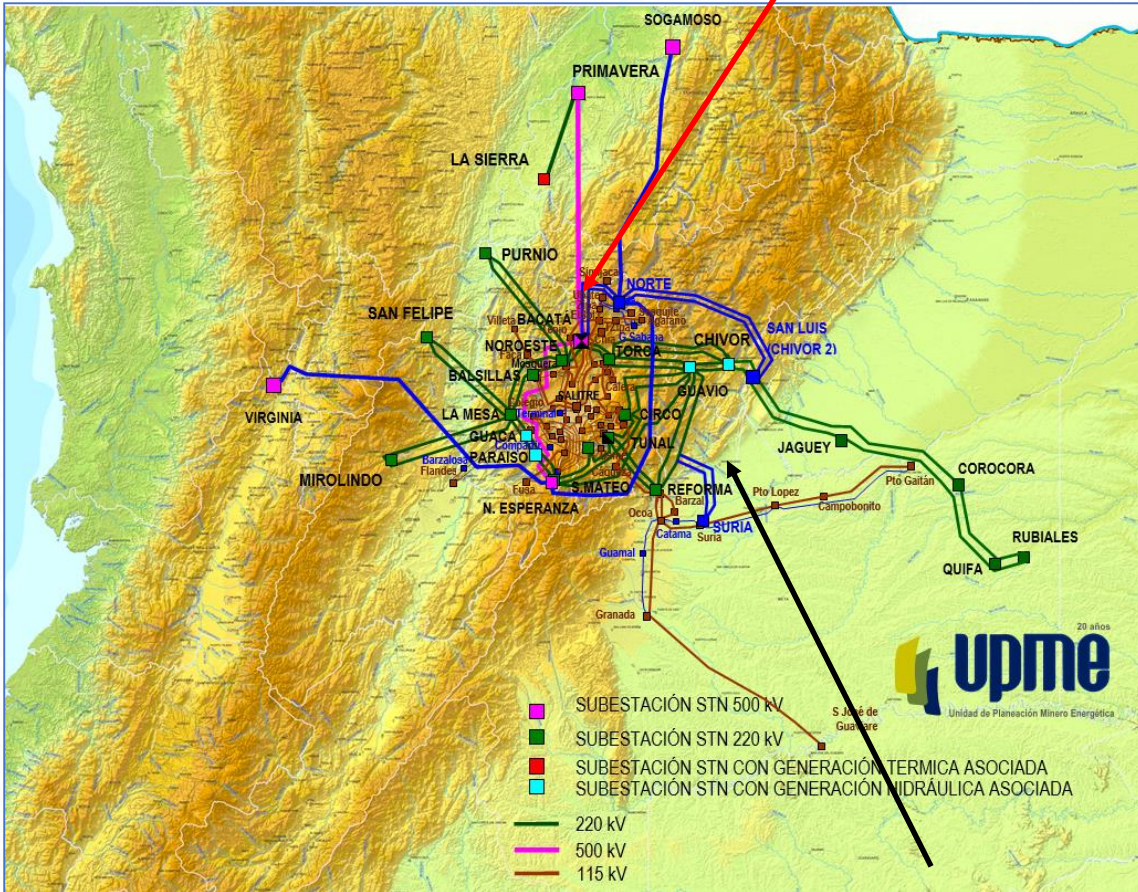
Análisis STR - Oriental



Bogotá - Cundinamarca
Agotamiento STN/STR, STR

Meta - Guaviare:
Agotamiento STN/STR y STR

Análisis STR - Oriental



Bogotá - Cundinamarca
Ampliación capacidad conexión
STN/STR
Nuevas obras del STR y STN

Meta - Guaviare:
Suria y obras asociadas
N/E y líneas en el STR

Análisis STR - Suroccidente



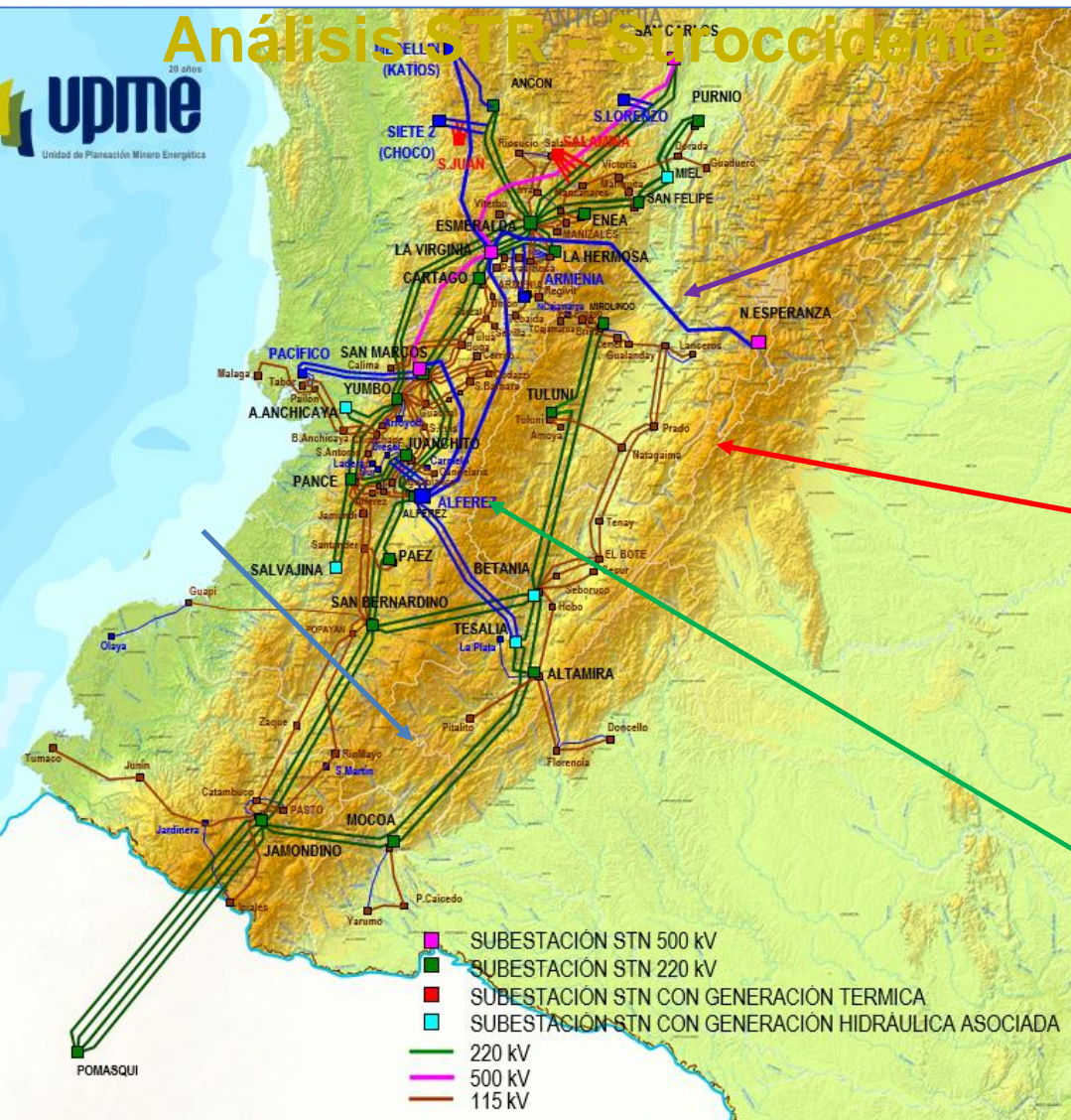
Caldas – Quindío - Risaralda:
Agotamiento STN/STR, STR

Tolima – Huila – Caquetá
Agotamiento STN/STR y STR

Cauca - Nariño
Agotamiento STN/STR y STR

Valle
Agotamiento STN/STR y STR

Análisis STR - Suroccidente



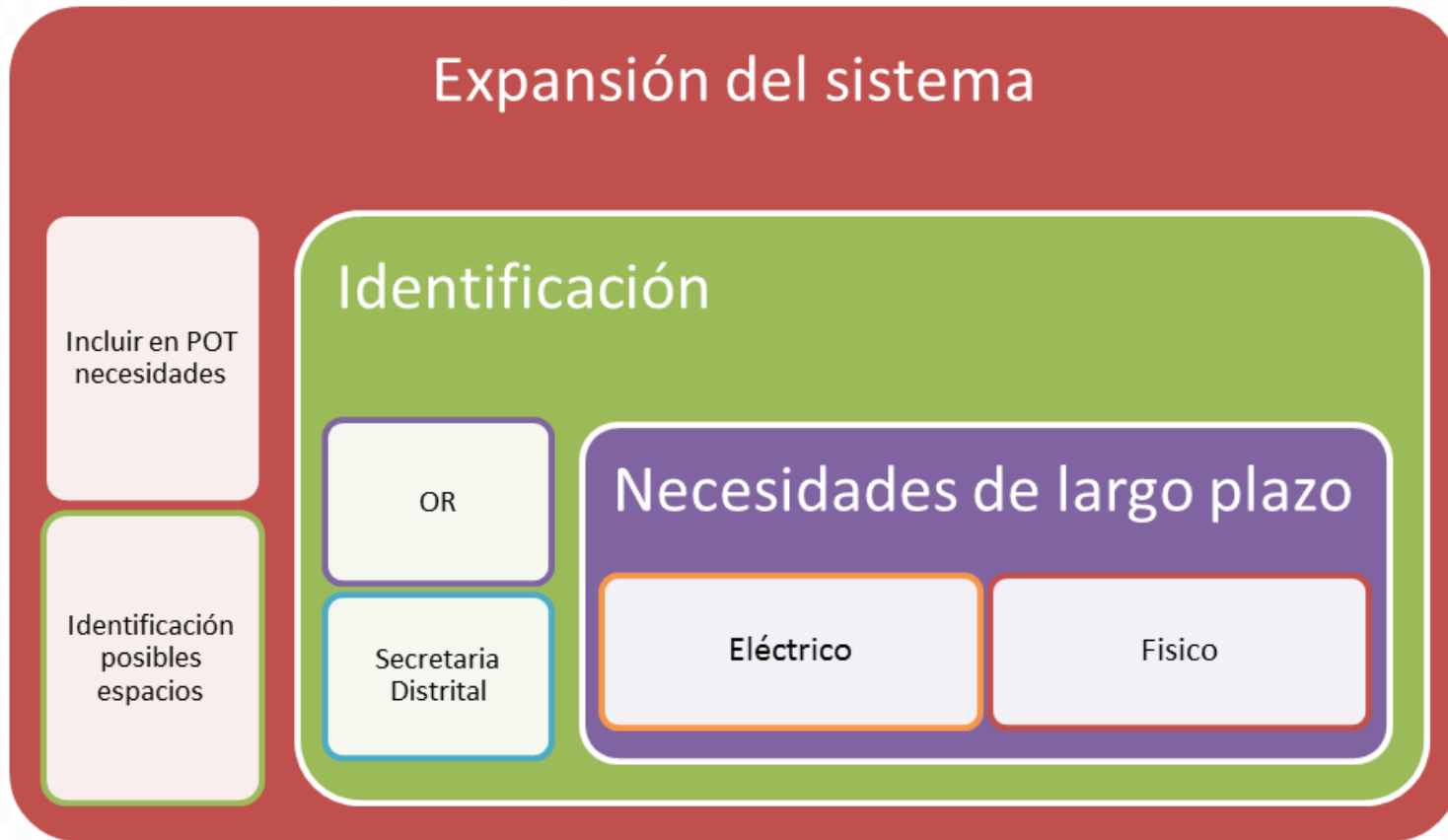
Caldas – Quindío - Risaralda:
Ampliación transformación STN/STR
Nuevas S/E STR

Tolima – Huila – Caquetá
Nuevas S/E STR y Líneas
Compensaciones

Cauca - Nariño
Nuevas Subestaciones y líneas STR

Valle
Nuevas S/E y líneas STR

Análisis de Largo Plazo



Análisis de Largo Plazo

Ciudad Norte

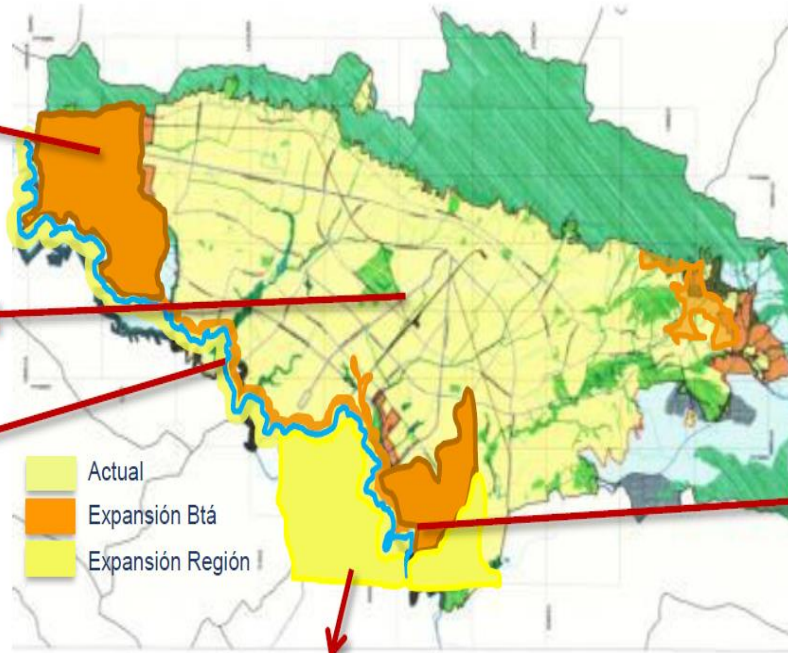
Suba 115 kV
Torca 115 kV

Planes parciales

Terminal 115 kV

Ciudad Río

Bolivia 115 kV
Tibabuyes 115 kV



Ciudad Bosa y Soacha

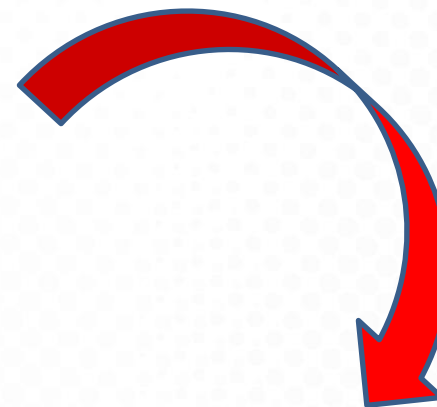
Bosa 115 kV
Compartir 115 kV
Muña 115 kV
San Mateo 230 kV
Indumil 115 kV

Ciudad Mosquera

Mosquera 115 kV
Fontibón 115 kV

Análisis de Largo Plazo

No.	Contingencia	Problemática
1	Contingencias en la red de 57.5 kV	Bajas tensiones y sobrecargas en la red de 57.5 kV
2	Basillas – Facatativá 115 kV	Bajas tensiones en Facatativa y Villeta 115 kV
3	Noroeste – Occidente 115 kV	Baja tensión en Occidente 115 kV (S/E Planeada)
4	Contingencias de cualquier elemento del anillo	Sobrecargas en el anillo Nva. Esperanza – Techo – Terminal – Occidente – Noroeste 115 kV
5	2/1 Tra. Nva. Esperanza 500/115 kV	Sobrecarga 1/2 Tra. Nva. Esperanza 500/115 kV
6	Santa María – Tunjita 115 kV	Sobrecarga Tra. Guavio 230/115 kV
7	Modo común Purnio – Noroeste 230 kV	Sobrecarga Dorada – La Ceiba 115 kV
8	Torca – La Calera 115 kV	Sobrecarga Torca – Aranjuez 115 kV
9	Compartir – Nva. Esperanza 115 kV	Sobrecarga Bosa – Nva. Esperanza 115 kV
10	Basillas – Fontibón 115 kV	Sobrecarga Basillas – Mosquera 115 kV



No. Problemática	Proyecto
1	Repotenciación red de 57.5 kV a 115 kV
2	Compensación La Ceiba 115 kV – 20 MVAR
3	Compensación Villeta 115 kV – 20 MVAR
4	Nueva línea Techo – Veraguas 115 kV
5	3er Tra. Nva. Esperanza 500/115 kV
6	Repo. Tra. Guavio 230/115 kV
7	Repo. Dorada – La Ceiba 115 kV
8	Repo. Torca – Aranjuez 115 kV
9	Nueva línea Nva. Esperanza – Indumil 115 kV
	Nueva línea Compartir – Indumil 115 kV
	Bochica 230 kV y 115 kV

INDICE

Proyecciones de Demanda

Red Actual

Plantas de Cargo

Solicitudes de Conexión

Metodología General

Supuestos

Plan de Expansión Transmisión

- Obras Valle
- Conexión Renovables
- Conexión Porvenir 2 y Encimadas – Cañaveral y San Juan
- Interconexión Internacionales
- Subestación Mocoa
- Análisis de los STRs
- **Capacidades de conexión**

Plan de Expansión Generación

- Señales de expansión
- Dos Visiones para definir matriz optima
 - Escenario 1 - Libre
 - Escenario 2 – Restringido Red
 - Indicadores Escenarios

Capacidad en STN y STR

STN

STR

S/E peor
Interconectadas

S/E peor
interconectadas

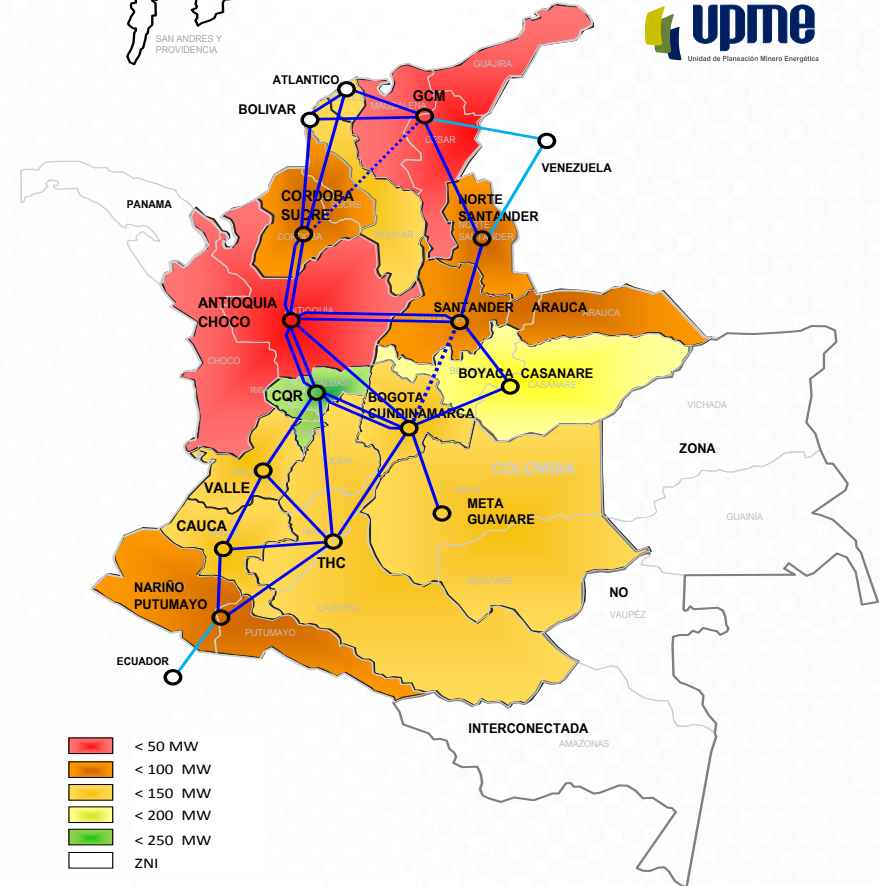
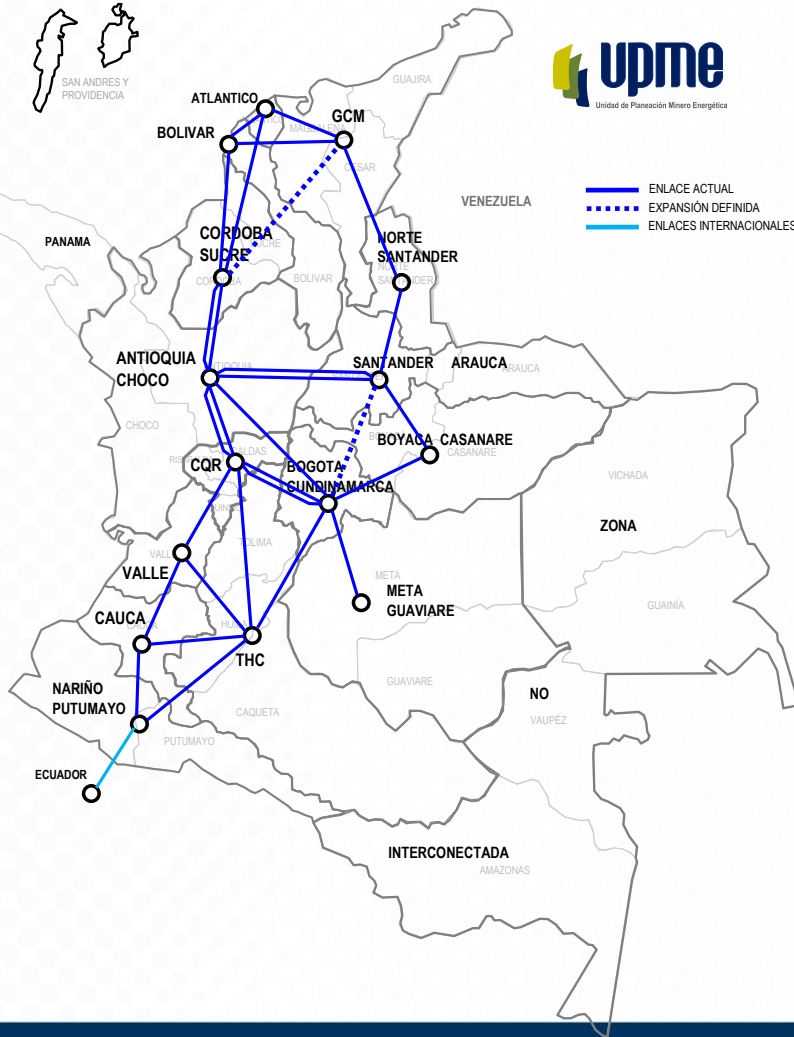
Señales

Ubicación del
recurso

Capacidad en STN



- ENLACE ACTUAL
- - - EXPANSIÓN DEFINIDA
- ENLACES INTERNACIONALES



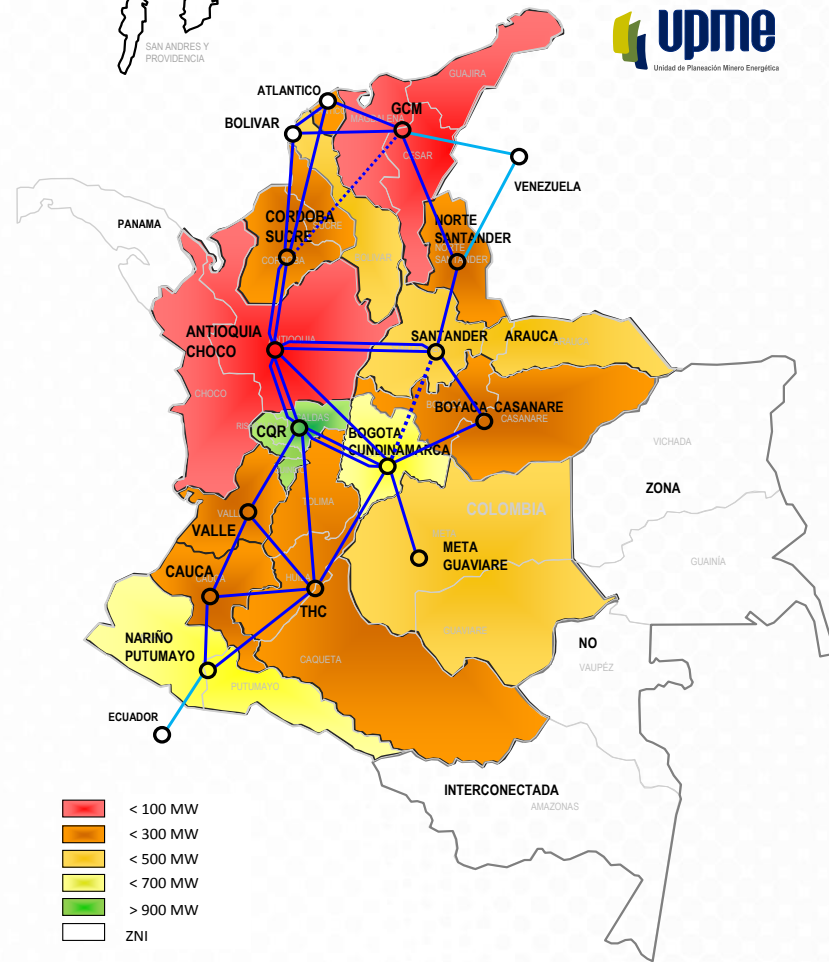
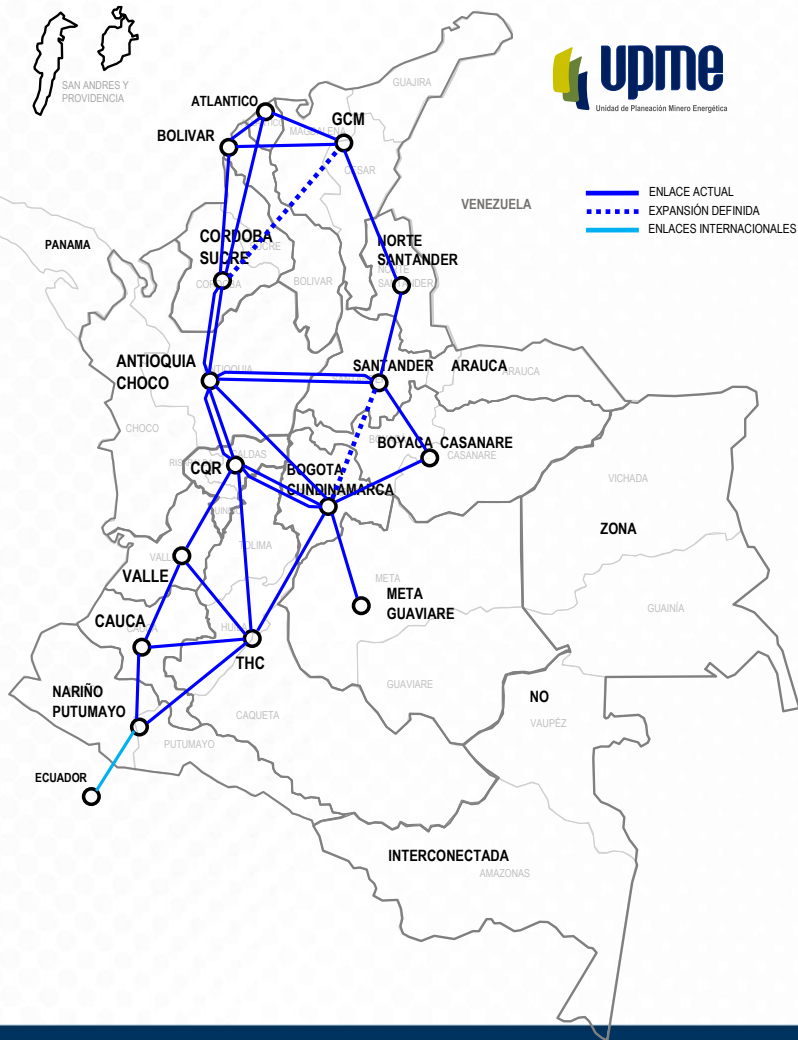
- < 50 MW
- < 100 MW
- < 150 MW
- < 200 MW
- < 250 MW
- ZNI



Capacidad en el STR



- ENLACE ACTUAL
- - - EXPANSIÓN DEFINIDA
- ENLACES INTERNACIONALES



- < 100 MW
- < 300 MW
- < 500 MW
- < 700 MW
- > 900 MW
- ZNI



INDICE

Proyecciones de Demanda

Red Actual

Plantas de Cargo

Solicitudes de Conexión

Metodología General

Supuestos

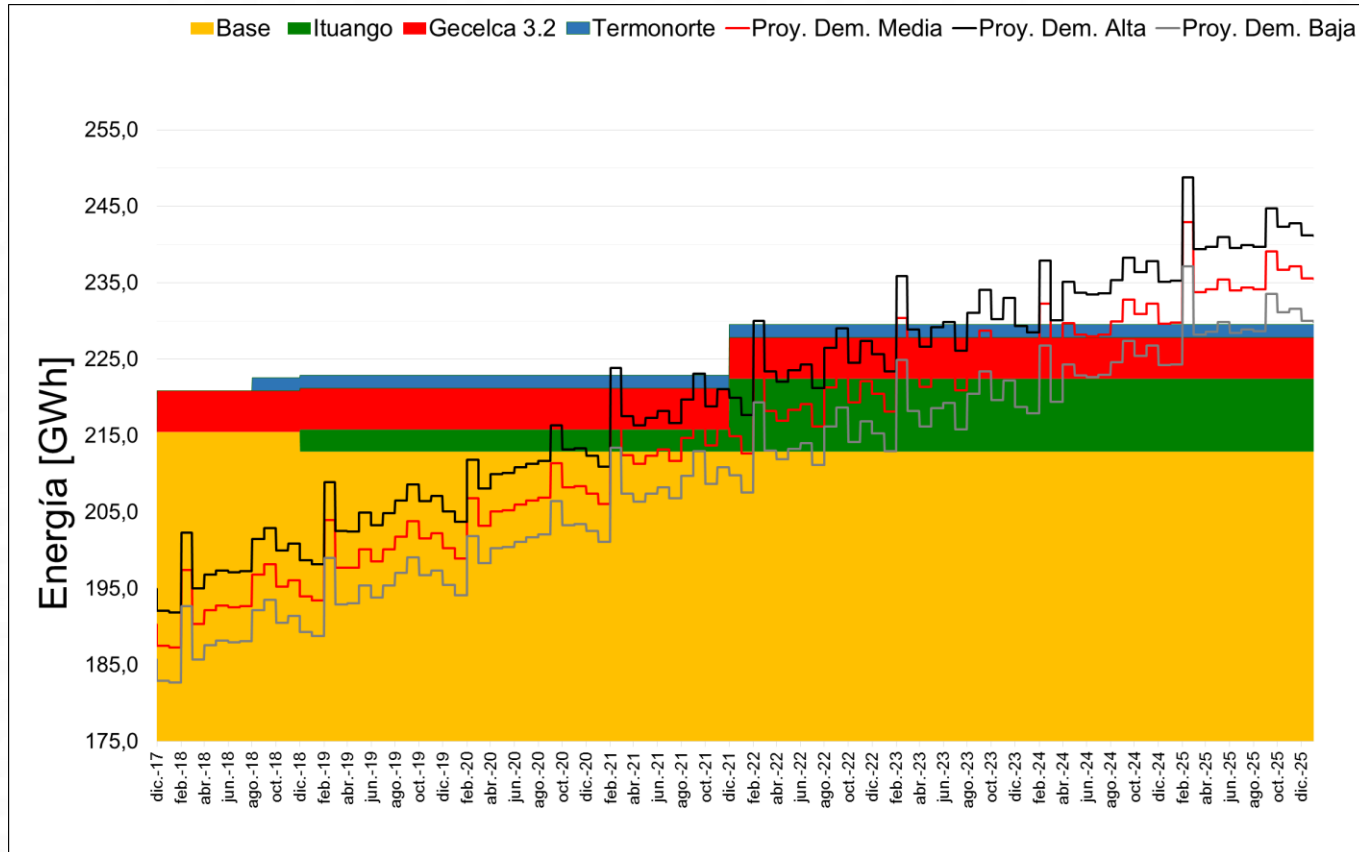
Plan de Expansión Transmisión

- Obras Valle
- Conexión Renovables
- Conexión Porvenir 2 y Encimadas – Cañaveral y San Juan
- Interconexión Internacionales
- Subestación Mocoa
- Análisis de los STRs
- Capacidades de conexión

Plan de Expansión Generación

- **Señales de expansión**
- Dos Visiones para definir matriz optima
 - Escenario 1 - Libre
 - Escenario 2 – Restringido Red
 - Indicadores Escenarios

Señales de Expansión – ENFICC y OEF

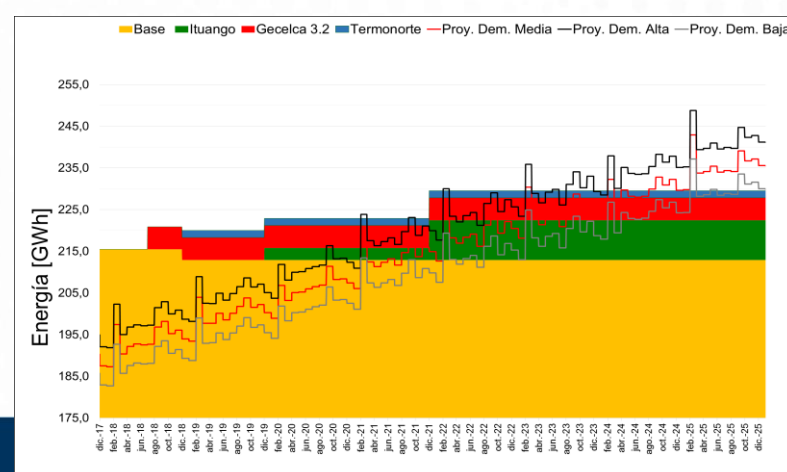
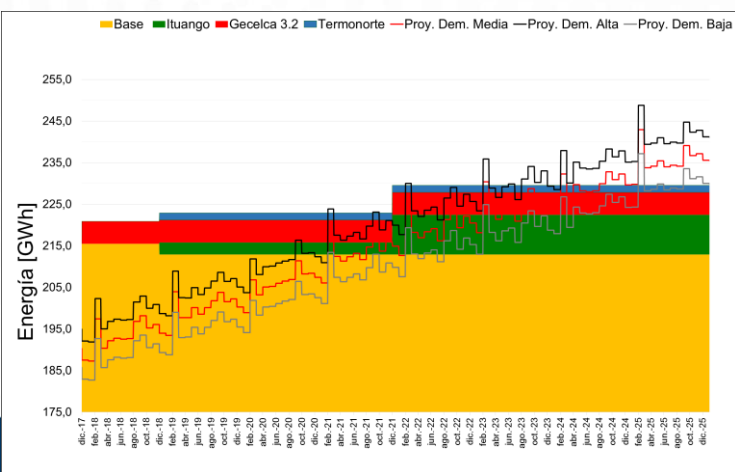
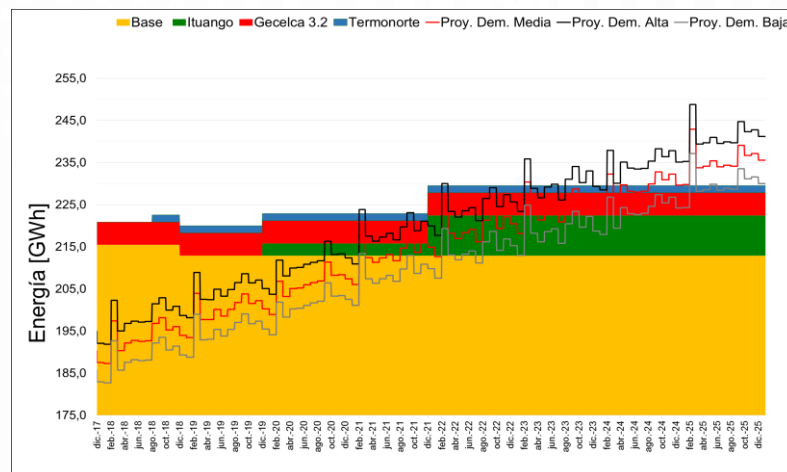
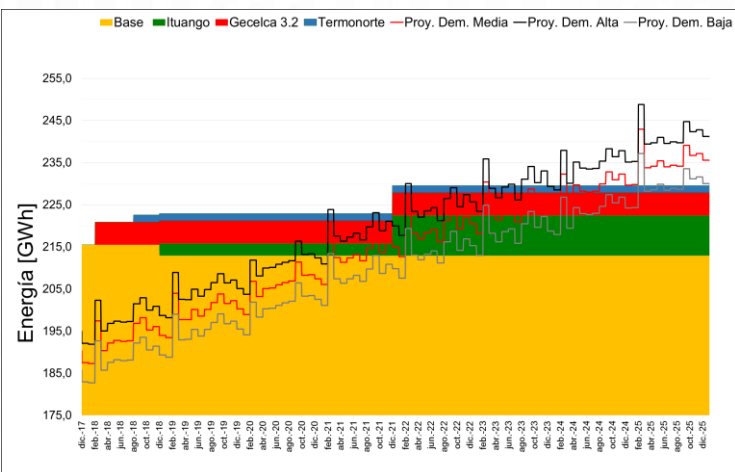


Demanda Máxima supera la ENFICC y OEF en febrero de 2021, posteriormente en abril de 2022 y febrero de 2023

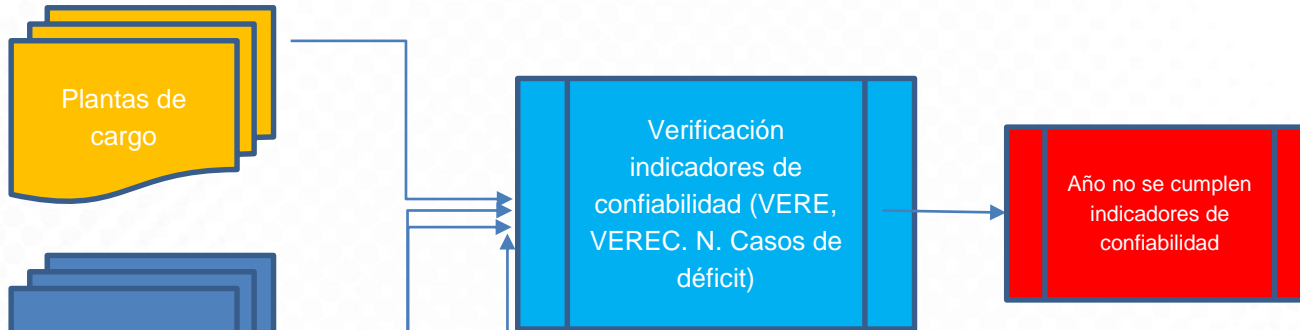
Demanda Media supera la ENFICC y OEF en febrero de 2023, posteriormente en abril de 2024

Señales de Expansión Baja – ENFICC y OEF

	Escenario 0	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
ENFICC Verificada	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida
Ituango	dic-18	dic-18	dic-19	dic-18	dic-19
Gecelca 3.2	nov-17	feb-18	nov-17	nov-17	jul-18
Termonorte	ago-18	ago-18	ago-18	dic-18	dic-18

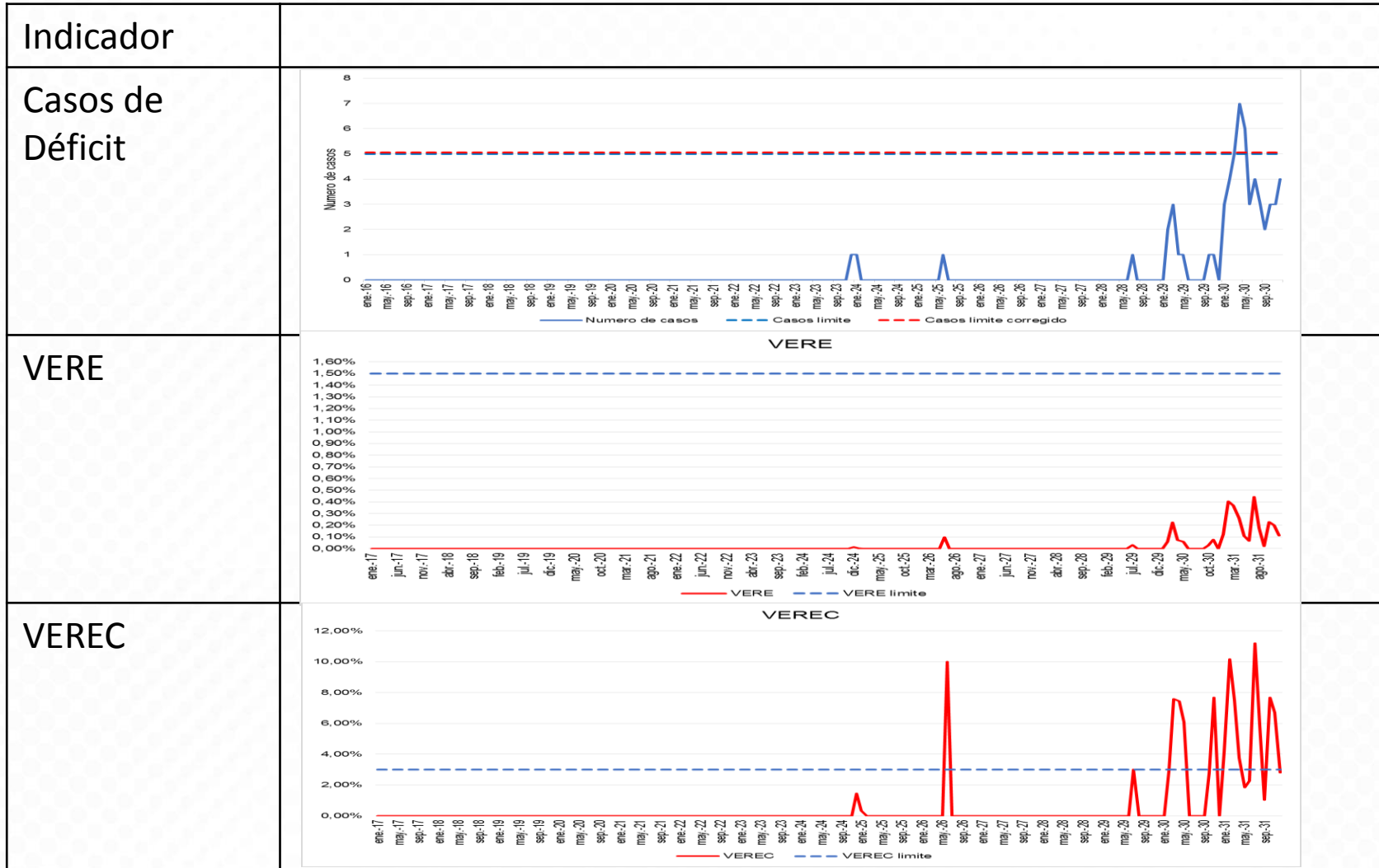


Señales de expansión - Confiabilidad



Indicador	Definición	Expresión matemática	Límite
VERE	Es la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes, y la demanda nacional proyectada para dicho periodo.	$VERE = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\text{Energía mensual Racionada}_i}{n} \right)}{\text{Demanda Nacional de Energía}_m}$ n = número de casos simulados	5 % (Demanda Nacional de Energía _m)
VEREC	Es la razón entre el valor esperado de la energía racionada en un mes, y la demanda nacional proyectada para dicho periodo.	$VEREC = \frac{\sum_{i=1}^m \left(\frac{\text{Energía mensual Racionada}_i}{m} \right)}{\text{Demanda Nacional de Energía}_m}$	3 % (Demanda Nacional de Energía _m)
Número de casos con déficit	Solo se consideran los casos donde se presentan déficit. Número de eventos en el mes donde se presenta racionamiento de energía.	número de casos con déficit m	$\frac{m}{n} < 5 \%$

Señales de expansión



INDICE

Proyecciones de Demanda

Red Actual

Plantas de Cargo

Solicitudes de Conexión

Metodología General

Supuestos

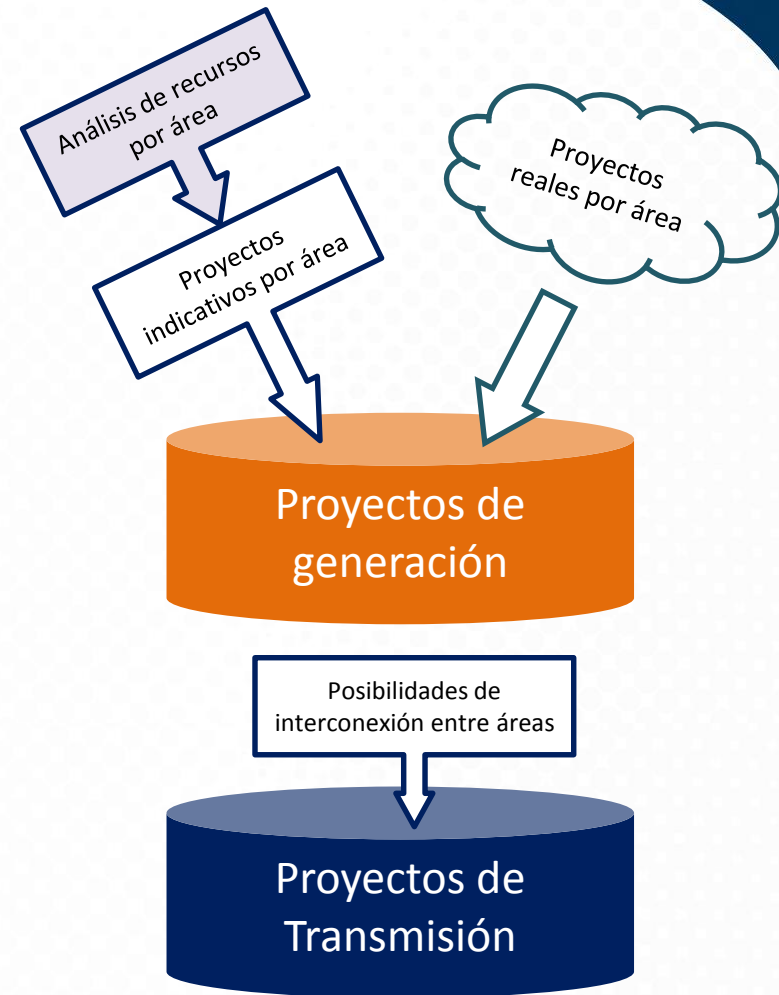
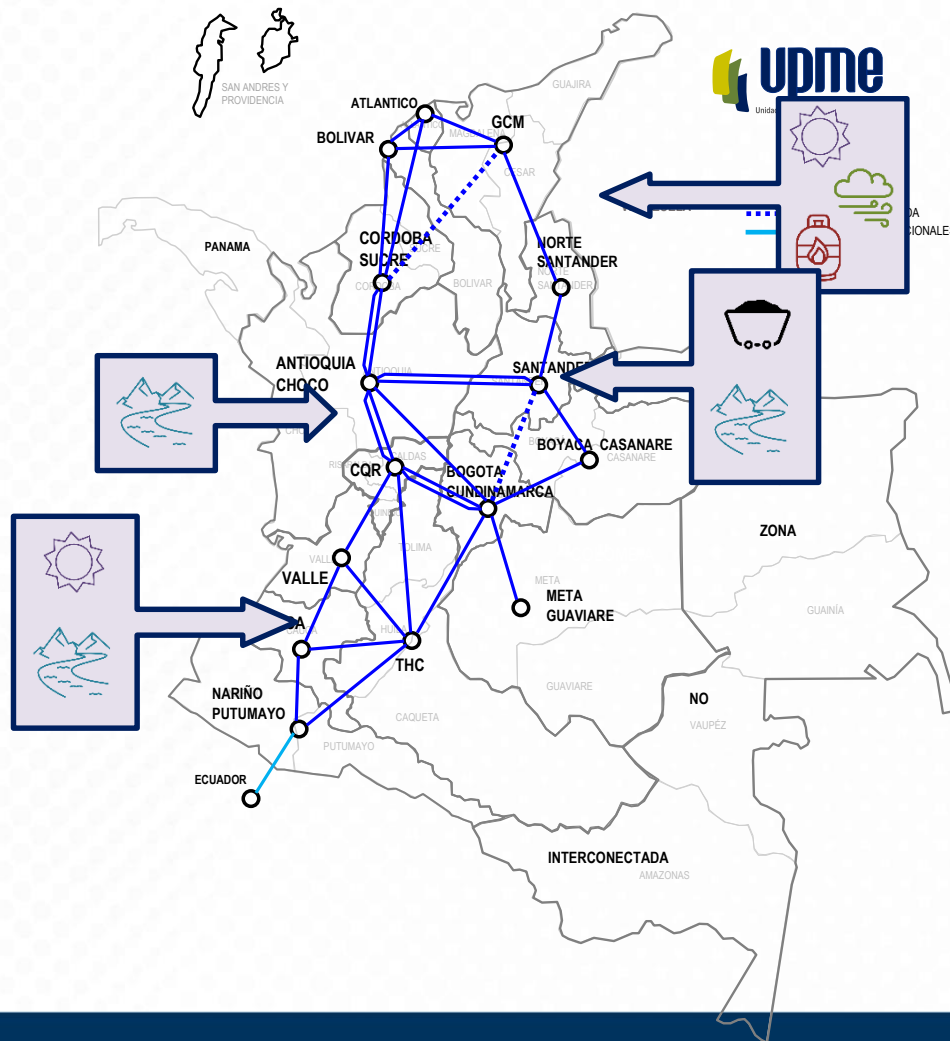
Plan de Expansión Transmisión

- Obras Valle
- Conexión Renovables
- Conexión Porvenir 2 y Encimadas – Cañaveral y San Juan
- Interconexión Internacionales
- Subestación Mocoa
- Análisis de los STRs
- Capacidades de conexión

Plan de Expansión Generación

- Señales de expansión
- **Dos Visiones para definir matriz**
 - **Escenario 1 - Libre**
 - Escenario 2 – Restringido Red
 - Indicadores Escenarios

Dos visiones Matriz Optima



Dos Visiones Matriz Optima

Zona	Potencial Disponible por Área Operativa [MW]								
	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Geot
Ant-Cho	1,504		350	279			2	90	
Atlántico			350		7		597	60	
Bog-Cund					10		120	170	
Bolívar		155					92	35	
Boy-Cas		147	240					40	
Cauca				54				12	
Cor-Suc			250				313	35	
CQR				59				30	
GCM			660		8	4,127	4,430	60	
HTC	45						116	35	50
Met-Guav					55		103	20	
Nar-Put								15	
NSant			160				6	25	
Sant-Ara	150				20		101	35	
Valle				83	61		10	70	
Total	1,699	302	2,010	475	161	4,127	5,888	732	50

INDICE

Proyecciones de Demanda

Red Actual

Plantas de Cargo

Solicitudes de Conexión

Metodología General

Supuestos

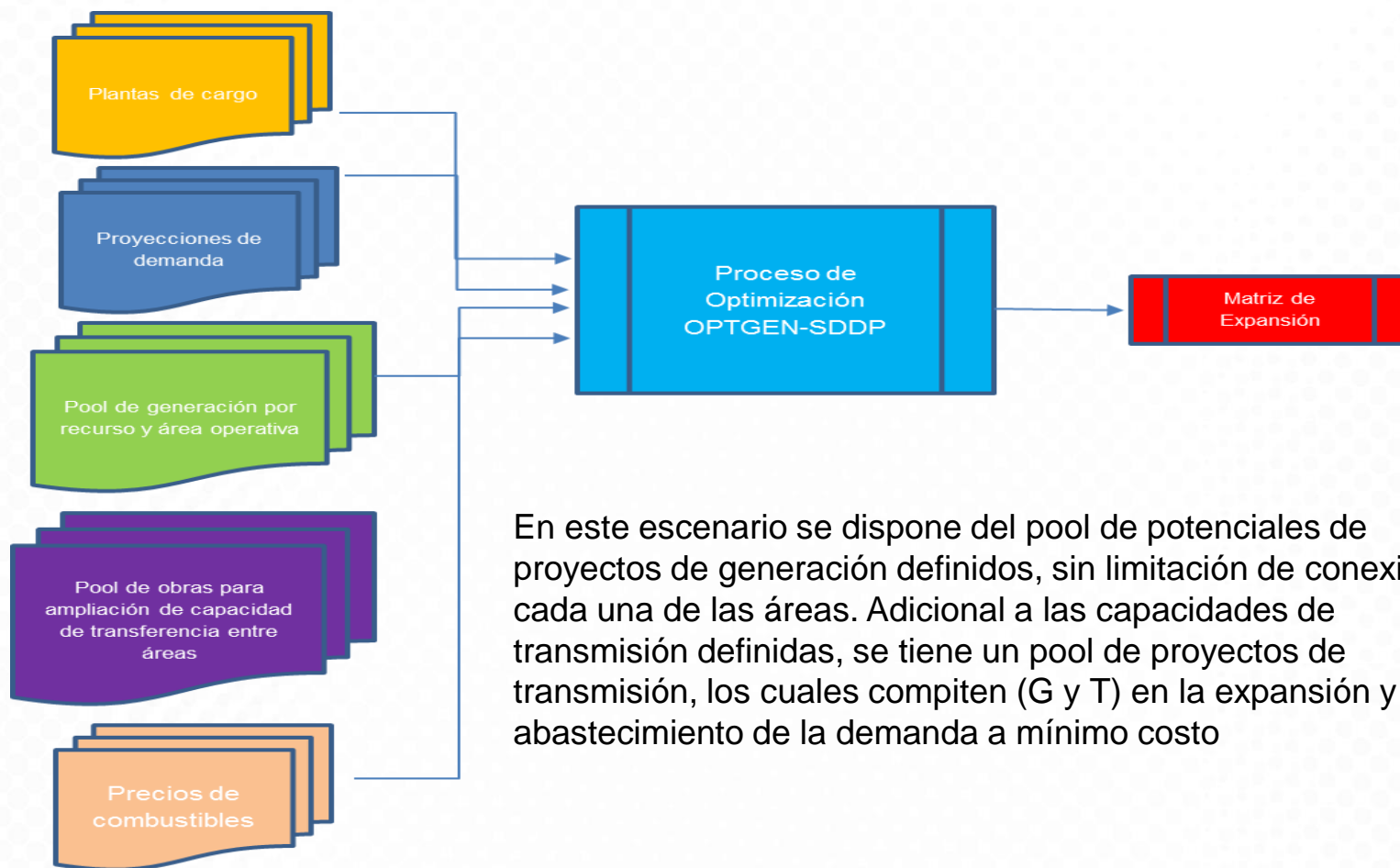
Plan de Expansión Transmisión

- Obras Valle
- Conexión Renovables
- Conexión Porvenir 2 y Encimadas – Cañaveral y San Juan
- Interconexión Internacionales
- Subestación Mocoa
- Análisis de los STRs
- Capacidades de conexión

Plan de Expansión Generación

- Señales de expansión
- Dos Visiones para definir matriz optima
 - **Escenario 1 - Libre**
 - Escenario 2 – Restringido Red
 - Indicadores Escenarios

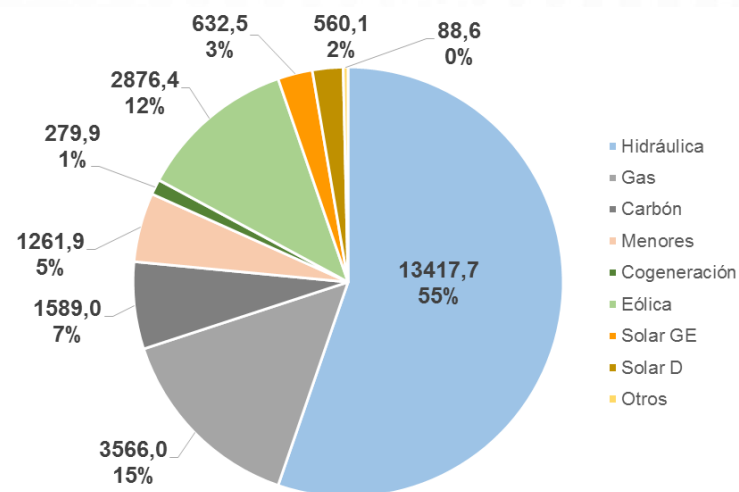
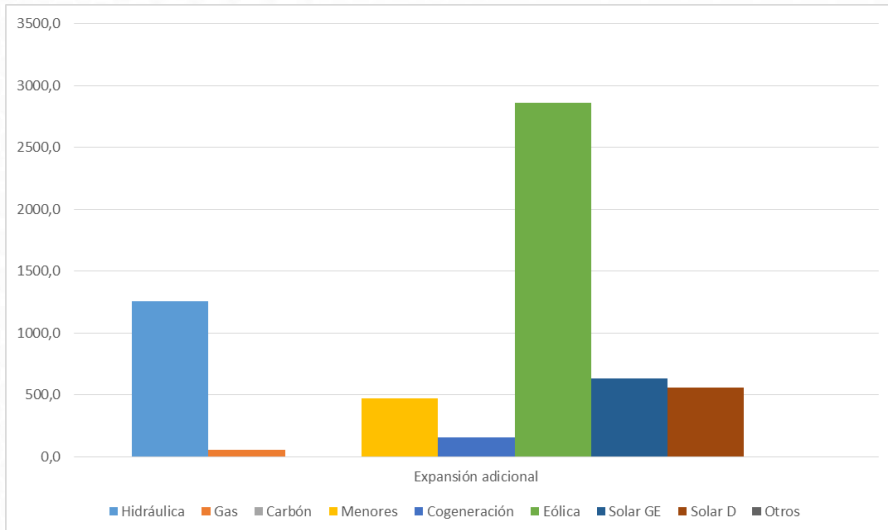
Escenario 1



En este escenario se dispone del pool de potenciales de proyectos de generación definidos, sin limitación de conexión en cada una de las áreas. Adicional a las capacidades de transmisión definidas, se tiene un pool de proyectos de transmisión, los cuales compiten (G y T) en la expansión y abastecimiento de la demanda a mínimo costo

Escenario 1

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total
Hidráulica	10962,7	1200,0	1255,0	13417,7
Gas	3509,0	0,0	57,0	3566,0
Carbón	1339,0	250,0	0,0	1589,0
Menores	787,0	0,0	474,9	1261,9
Cogeneración	126,1	0,0	153,8	279,9
Eólica	18,4	0,0	2858,0	2876,4
Solar GE	0,0	0,0	632,5	632,5
Solar D	0,0	0,0	560,1	560,1
Otros	0,0	88,6	0,0	88,6
Total	16742,2	1538,6	5991,3	24272,1



Escenario 1

Cronograma de Expansión Escenario 1

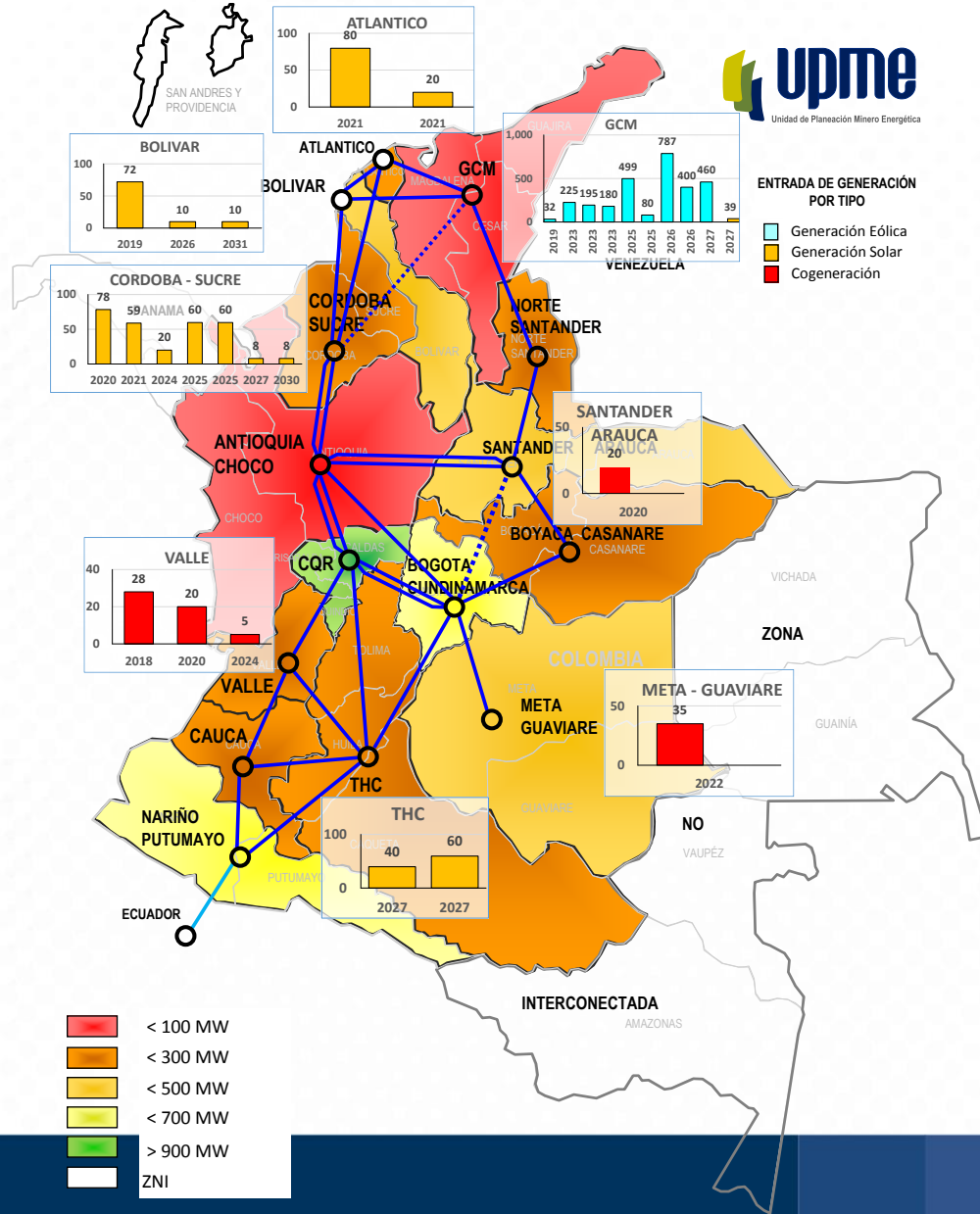
CARGO POR CONFIABILIDAD [MW]									
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Otros
nov-17			250.0						
ago-18									88.6
nov-18	300.0								
feb-19	300.0								
may-19	300.0								
ago-19	300.0								
Total	1200	0	250	0	0	0	0	0	88.6

EXPANSIÓN ADICIONAL [MW]									
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Otros
2017				20	36		10	29	
2018		57			38				
2019						32	72		
2020				147	40		79	97	
2021	600						158		
2022	600				35				
2023				55		420		132	
2024					5	180	20		
2025						579	120		
2026				76		1,187	10	150	
2027						460	147		
2028	55								
2029				97				112	
2030							8		
2031				80			10	40	
Total	1,255	57	0	475	154	2,858	633	560	0

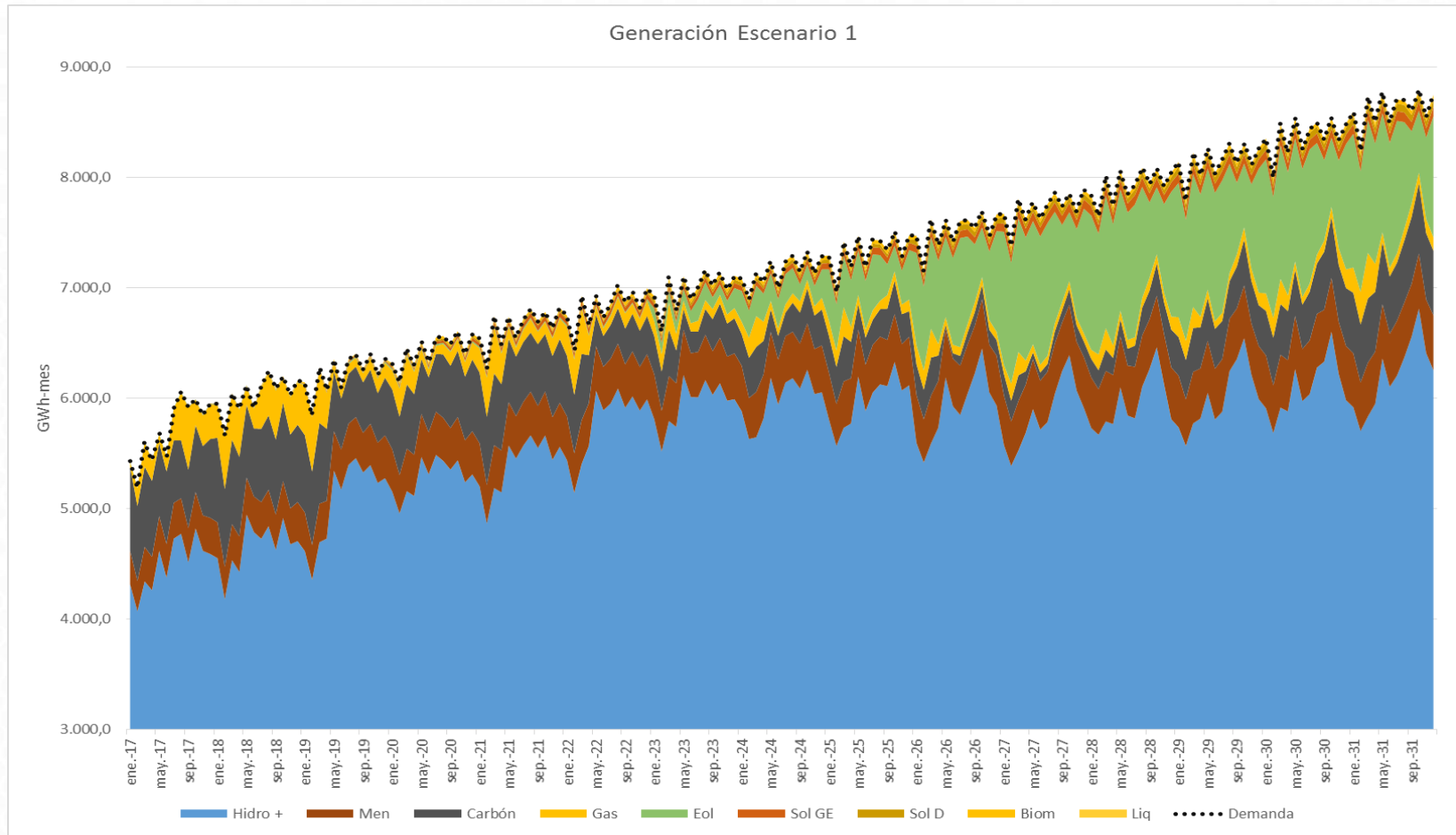
Escenario 1

Expansión por Área Operativa [MW]									
Zona	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Otros
Ant-Cho	2,455			279				80	
Atlántico							100	50	
Bog-Cund					10			170	
Bolivar							92	30	
Boy-Cas		57						20	
Cauca				54				1	
Cor-Suc			250				293	20	
CQR				59				25	
GCM					8	2,858	39	35	89
HTC							100	21	
Met-Guav					55			10	
Nar-Put								0	
NSant								8	
Sant-Ara					20			20	
Valle				83	61		10	70	
Total	2,455	57	250	475	154	2,858	633	560	89

Escenario 1



Escenario 1



INDICE

Proyecciones de Demanda

Red Actual

Plantas de Cargo

Solicitudes de Conexión

Metodología General

Supuestos

Plan de Expansión Transmisión

- Obras Valle
- Conexión Renovables
- Conexión Porvenir 2 y Encimadas – Cañaveral y San Juan
- Interconexión Internacionales
- Subestación Mocoa
- Análisis de los STRs
- Capacidades de conexión

Plan de Expansión Generación

- Señales de expansión
- Dos Visiones para definir matriz optima
 - Escenario 1 - Libre
 - **Escenario 2 – Restringido Red**
 - Indicadores Escenarios

Escenario 2



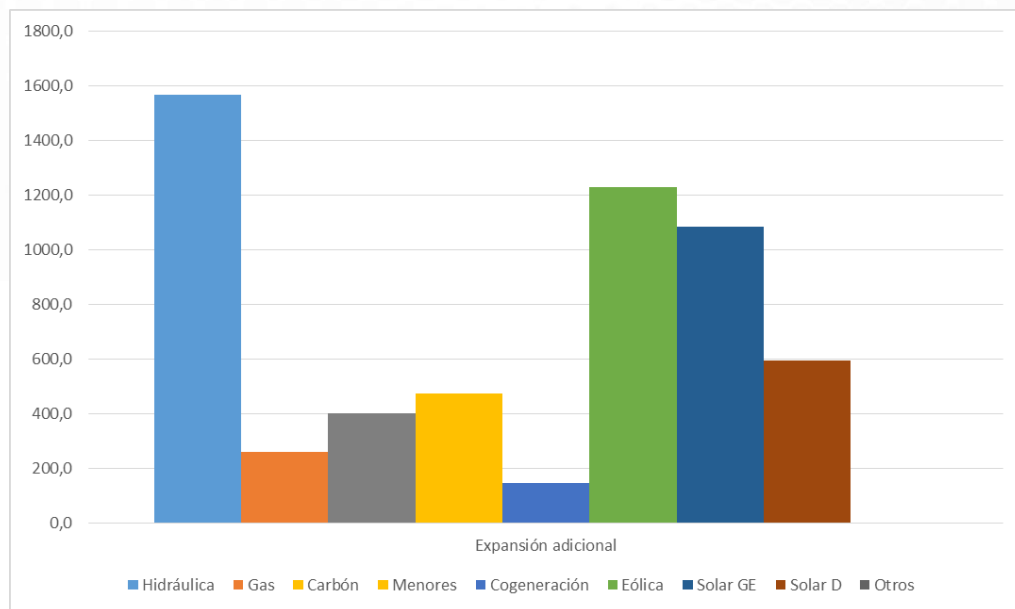
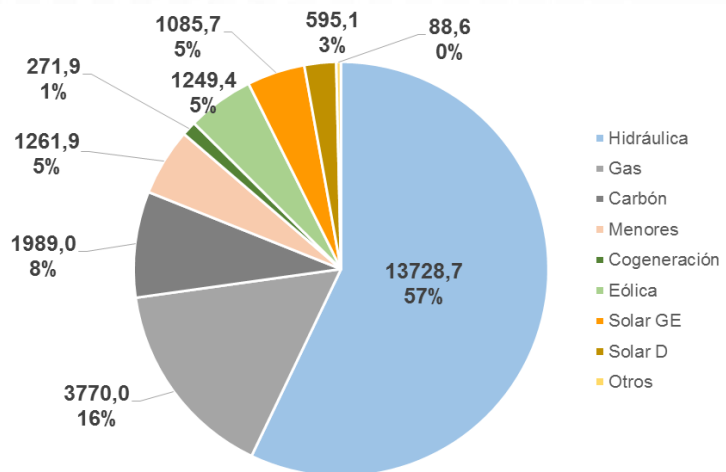
En este escenario se dispone del pool de potenciales de proyectos de generación definidos, pero con limitación de la capacidad de conexión en cada una de las áreas. No se dispone de un pool de proyectos de transmisión entre áreas

Escenario 2

Capacidad Conexión por Área Operativa	
Zona	MW
Ant-Cho	200
Atlántico	345
Bog-Cund	520
Bolivar	315
Boy-Cas	410
Cauca	310
Cor-Suc	275
CQR	1,105
GCM	1,310
HTC	230
Met-Guav	500
Nar-Put	554
NSant	163
Sant-Ara	560
Valle	270

Escenario 2

Recurso	Base	Cargo por confiabilidad	Expansión adicional	Total
Hidráulica	10962,7	1200,0	1566,0	13728,7
Gas	3509,0	0,0	261,0	3770,0
Carbón	1339,0	250,0	400,0	1989,0
Menores	787,0	0,0	474,9	1261,9
Cogeneración	126,1	0,0	145,8	271,9
Eólica	18,4	0,0	1231,0	1249,4
Solar GE	0,0	0,0	1085,7	1085,7
Solar D	0,0	0,0	595,1	595,1
Otros	0,0	88,6	0,0	88,6
Total	16742,2	1538,6	5759,5	24040,3



Escenario 2

Cronograma de Expansión Escenario 2

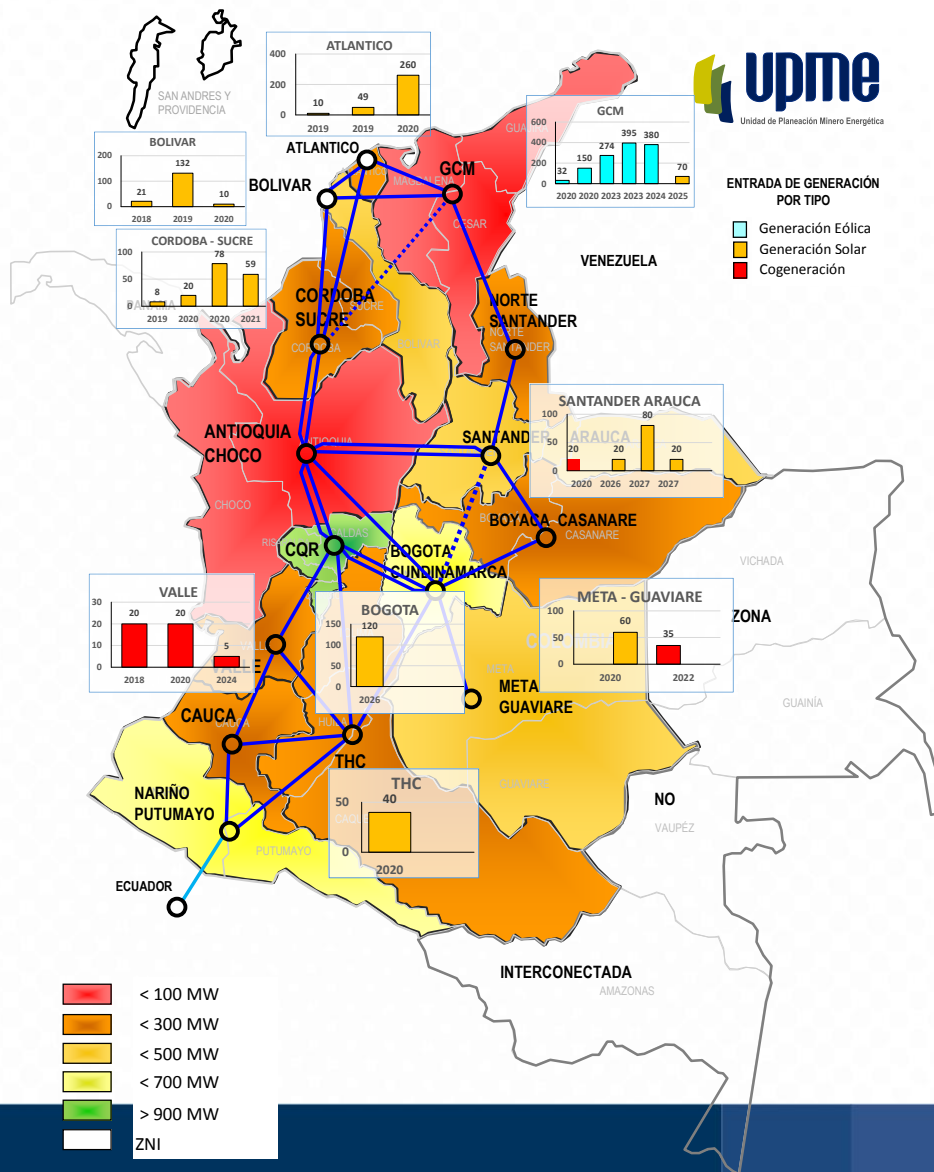
CARGO POR CONFIABILIDAD									
Fecha	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Otros
nov-17			250.0						
ago-18									88.6
nov-18	300.0								
feb-19	300.0								
may-19	300.0								
ago-19	300.0								
Total	1200	0	250	0	0	0	0	0	88.6

EXPANSIÓN ADICIONAL									
Año	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Otros
2017				20	36		10	29	
2018		57			30		21		
2019							198		
2020				147	40	182	488	97	
2021	600						59		
2022	600				35				
2023				55		669		132	
2024					5	380			
2025	150						70		
2026	45			76			140	150	
2027	171						100		
2028			400						
2029				97				112	
2030									
2031		204		80				75	
Total	1,566	261	400	475	146	1,231	1,086	595	0

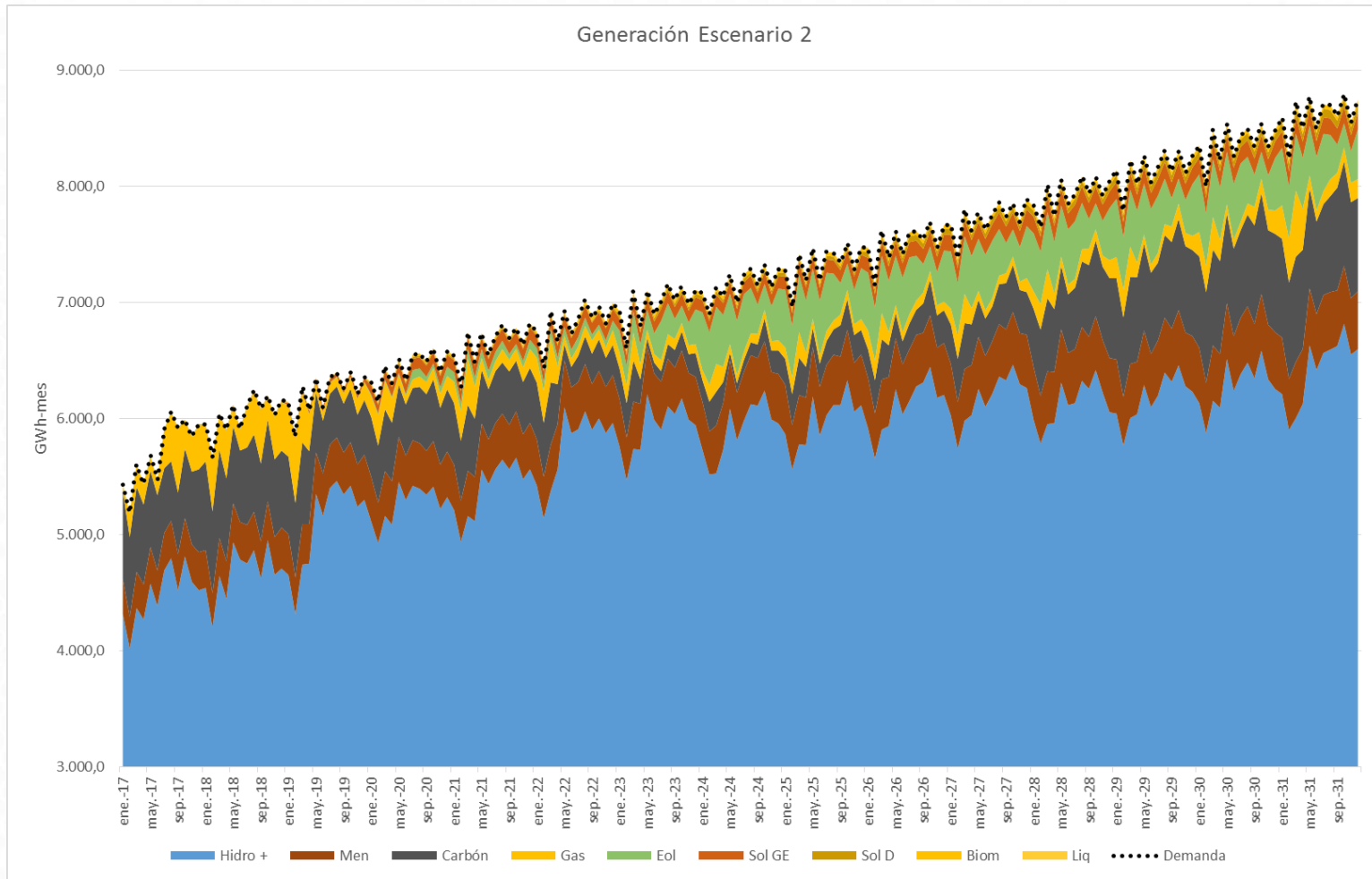
Escenario 2

Expansión por Área Operativa [MW]									
Zona	Hidráulica	Gas	Carbón	Menores	Cog-Biom	Eólica	Solar GE	Solar D	Otros
Ant-Cho	2,571			279				90	
Atlántico							302	60	
Bog-Cund					10		120	170	
Bolivar		154					92	35	
Boy-Cas		107	240					20	
Cauca				54				1	
Cor-Suc			250				173	20	
CQR				59				25	
GCM						1,231	70	45	89
HTC	45						116	21	
Met-Guav					55		103	10	
Nar-Put								0	
NSant			160					8	
Sant-Ara	150				20		101	20	
Valle				83	61		10	70	
Total	2,766	261	650	475	146	1,231	1,086	595	89

Optimización integral – Restringida recursos y red



Escenario 2



INDICE

Proyecciones de Demanda

Red Actual

Plantas de Cargo

Solicitudes de Conexión

Metodología General

Supuestos

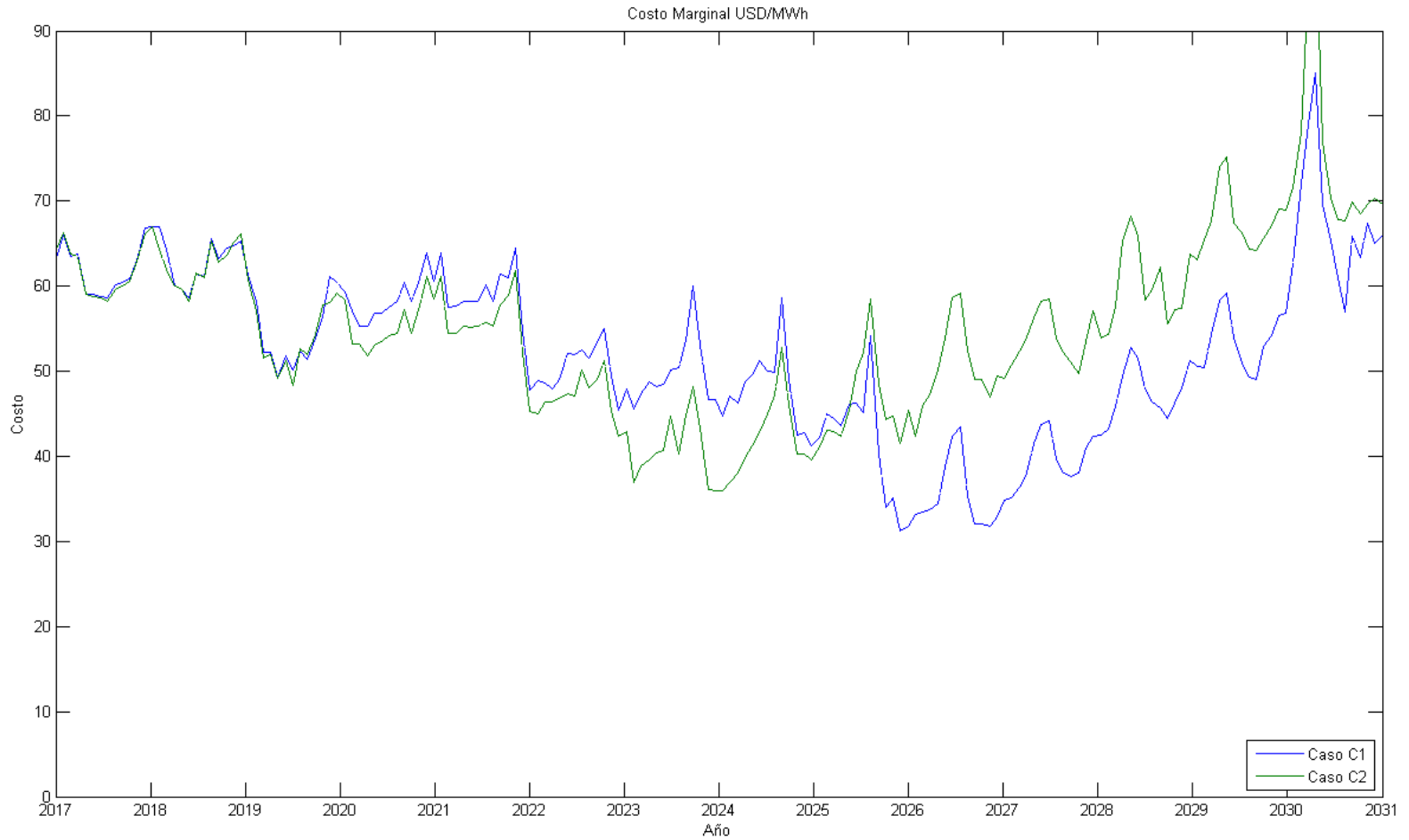
Plan de Expansión Transmisión

- Obras Valle
- Conexión Renovables
- Conexión Porvenir 2 y Encimadas – Cañaveral y San Juan
- Interconexión Internacionales
- Subestación Mocoa
- Análisis de los STRs
- Capacidades de conexión

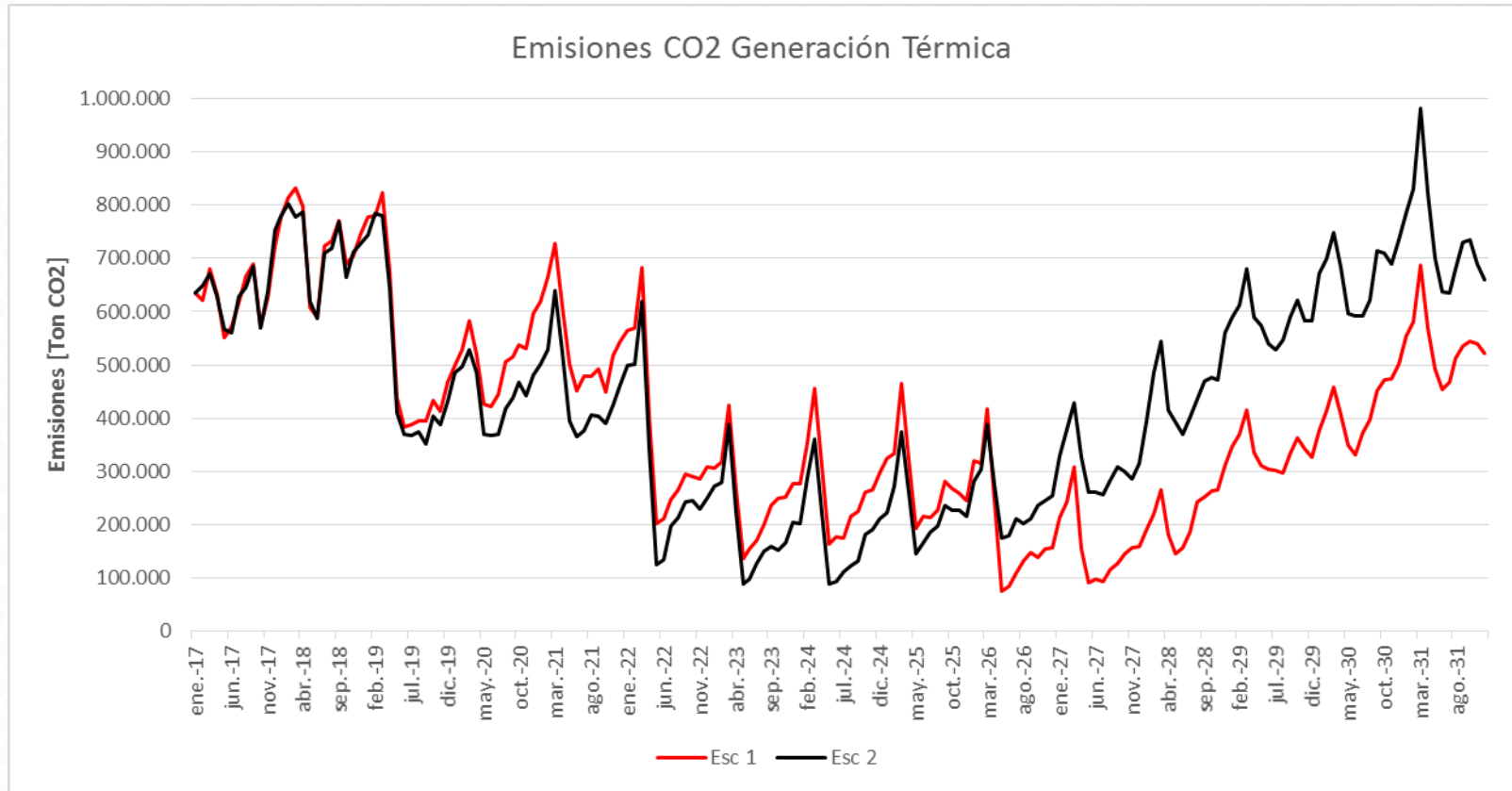
Plan de Expansión Generación

- Señales de expansión
- Dos Visiones para definir matriz optima
 - Escenario 1 - Libre
 - Escenario 2 – Restringido Red
 - **Indicadores Escenarios**

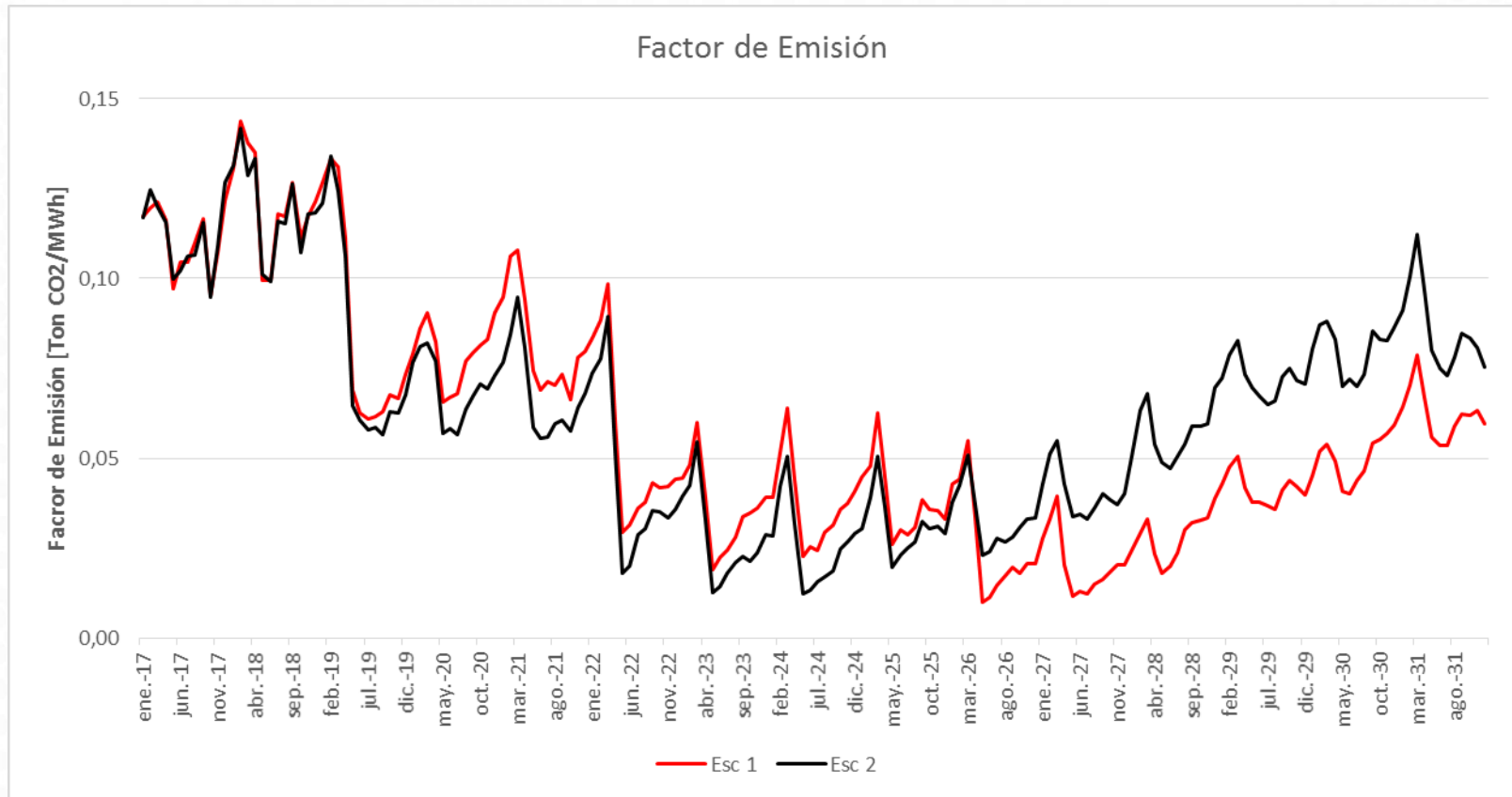
Costo Marginal



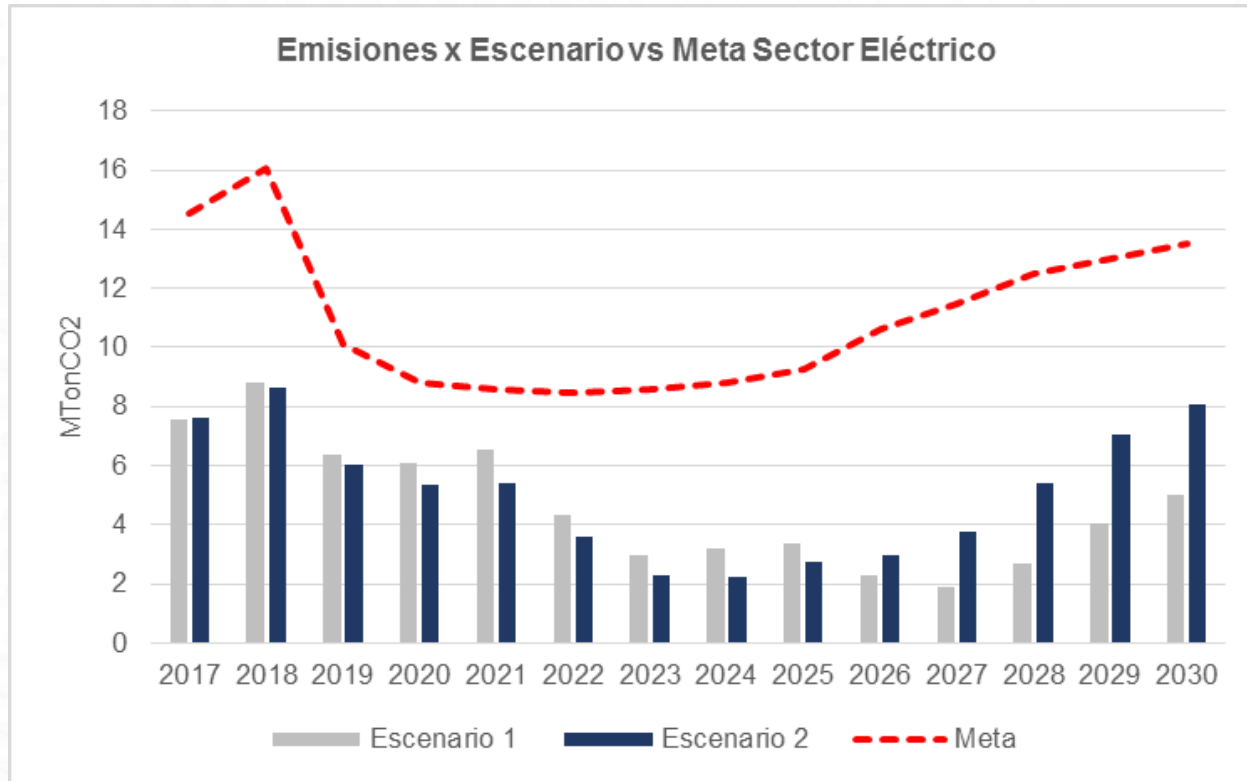
Emisiones



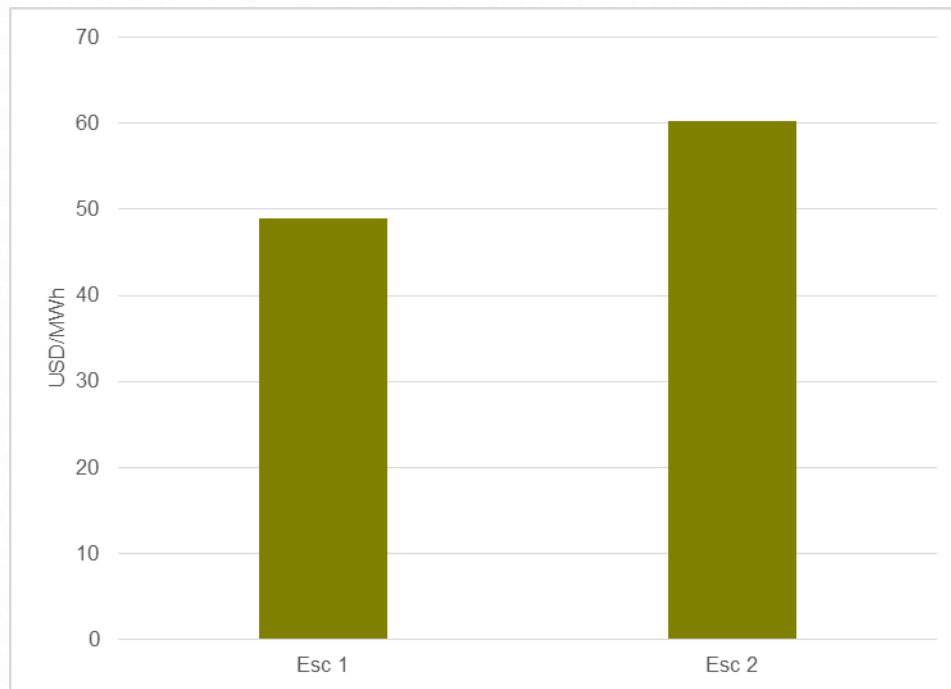
Emisiones



Emisiones



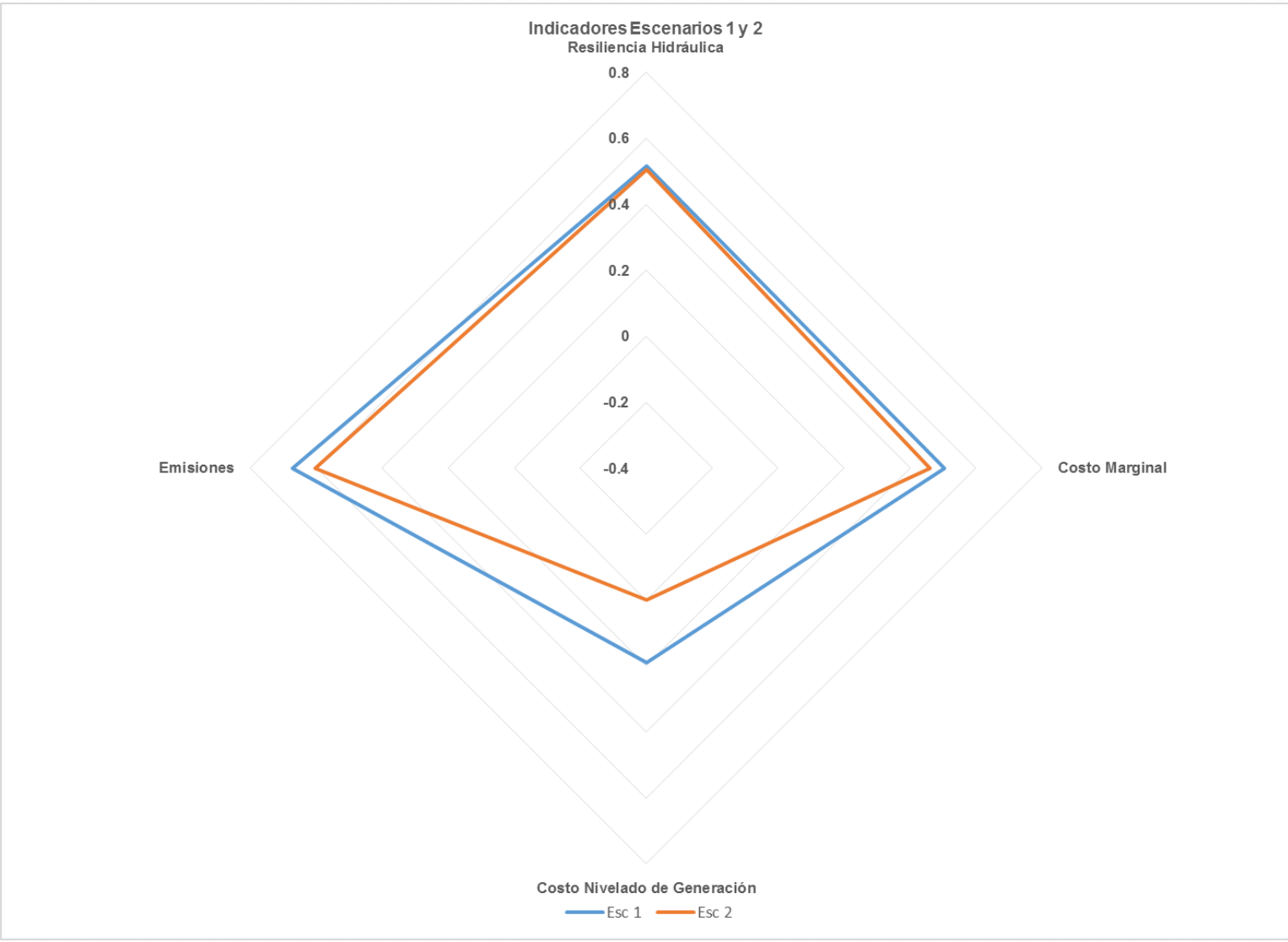
Costo nivelado de generación



Indicadores

Indicador	Definición	Expresión matemática
Resiliencia hidráulica	Establece la dependencia de la demanda nacional respecto al recurso hidroeléctrico (energía y potencia). Sus valores oscilan entre 0 y 1. Entre más cercano esté a la unidad, el desempeño de cada escenario es positivo.	$R_{hj} = \left(\frac{\alpha}{n}\right) \cdot \sum_{i=1}^n \left(1 - \frac{E_{j,i}}{D_{ei}}\right) + \left(\frac{1-\alpha}{n}\right) \cdot \sum_{i=1}^n \left(1 - \frac{P_{j,i}}{D_{pi}}\right)$
Costo Marginal de la Demanda	Análogo al precio futuro de bolsa. Sus valores oscilan entre 0 y 1. Entre más cercano esté a la unidad, el desempeño de cada escenario es positivo.	$I_{Cj} = \left(\frac{1}{n}\right) \cdot \sum_{i=1}^n \left(1 - \frac{E[C_{mg_{j,i}}]}{\max(E[C_{mg_{esc\ max}}])}\right)$
Emisiones	Las emisiones de CO2 dependen de la generación térmica por recurso y su consumo de combustible. Sus valores oscilan entre -1 y 1. Entre más cercano esté a 1, el desempeño de cada escenario es positivo.	$I_{Emj} = \left(\frac{1}{n}\right) \cdot \sum_{i=1}^n \left(\frac{E[M_{esc\ meta_i}] - E[M_{esc_{j,i}}]}{E[M_{esc\ meta_i}]}\right)$
Costo Nivelado de Generación	Este indicador refleja por escenario, el costo de la inversión y operación en que se debe incurrir para garantizar la confiabilidad del SIN, excluyendo la conexión a la red. El mismo se encuentra normalizado respecto al escenario más costoso. Sus valores oscilan entre 0 y 1. Entre más cercano esté a la unidad, el desempeño de cada escenario es positivo.	$I_{CnivGenj} = 1 - \left(\frac{Costo_j}{\max(Costo_1, Costo_2, \dots, \dots, Costo_n)}\right)$

Indicadores

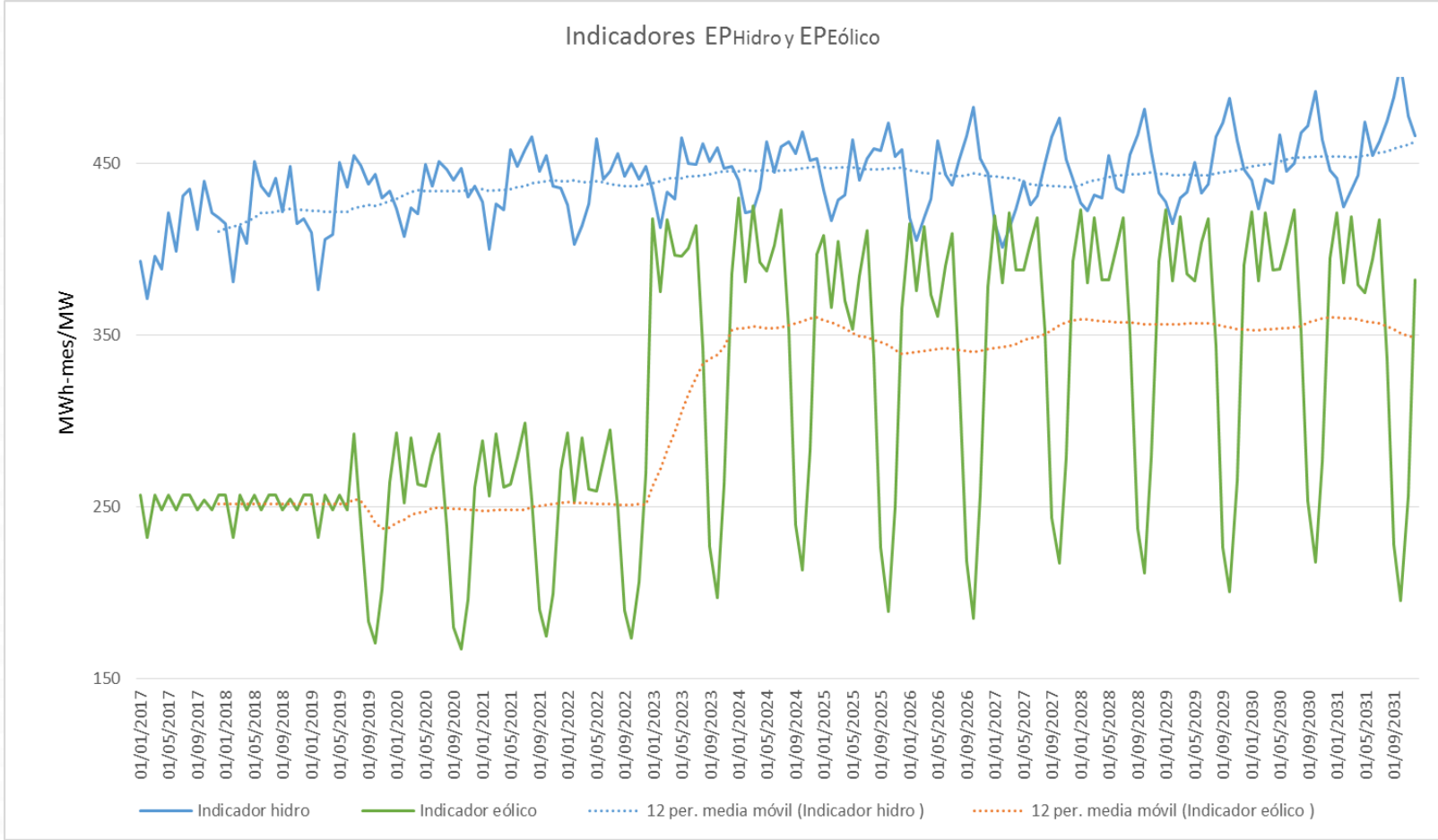


Indicadores

Indicador	Definición	Expresión matemática
Energía Potencia	El indicador de Energía por unidad Potencia instalada “EP” para un una tecnología que aprovecha uno o más recursos renovables en un periodo específico de tiempo,	$EP_{rrm} = \left(\frac{E_{rrm}}{P_{rrm}} \right)$
Condición de complementariedad a la generación hidroeléctrica	“La cantidad de electricidad generada con el RR a nivel mensual por unidad de capacidad (Indicador EP _{rrm}) que se genera por encima del valor promedio de los últimos 12 meses (Delta EP _{rrm}), bajo condiciones en las cuales el indicador EPh _m (h de generación hidroeléctrica) se encuentre por debajo de su promedio de los últimos 12 meses (Delta EPh _m).	$\Delta EP_{rrm} > 0 \Leftrightarrow \Delta EPh_m < 0$
Indicador de Complementariedad a la generación hidroeléctrica de un recurso renovable	Establece una medida de la complementariedad por MW instalado como “el cociente de la sumatoria de diferencias entre las reducciones de la generación “h” cuando la generación del “rr” aumenta y la sumatoria de los incrementos de la generación del “rr” cuando suceden las reducciones “h”, es decir si es menor que 1 significa que el “rr” compensaría en más de una vez las reducciones de “h” y si es mayor que 1 significa que la generación del “rr” no logra complementar la suma de las reducciones de la generación hidroeléctrica “h”	$IC_{HRR} = \frac{\sum_{m=1}^m \Delta EPh_m}{\sum_{m=1}^m \Delta EP_{rrm}} \Leftrightarrow$ $\Delta EPh_m < 0 \text{ y } \Delta EP_{rrm} > 0$

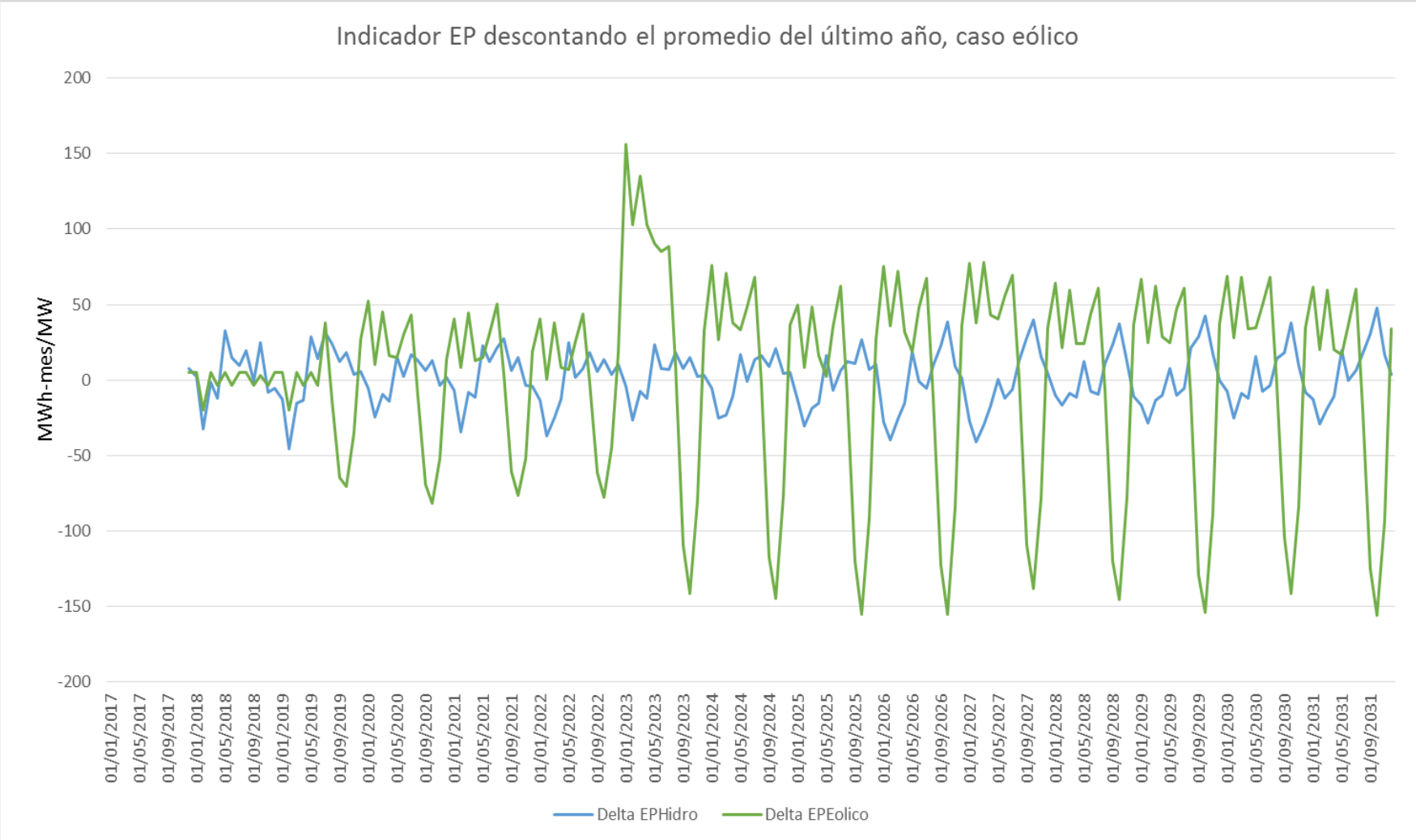
Indicadores

- Indicador de complementariedad



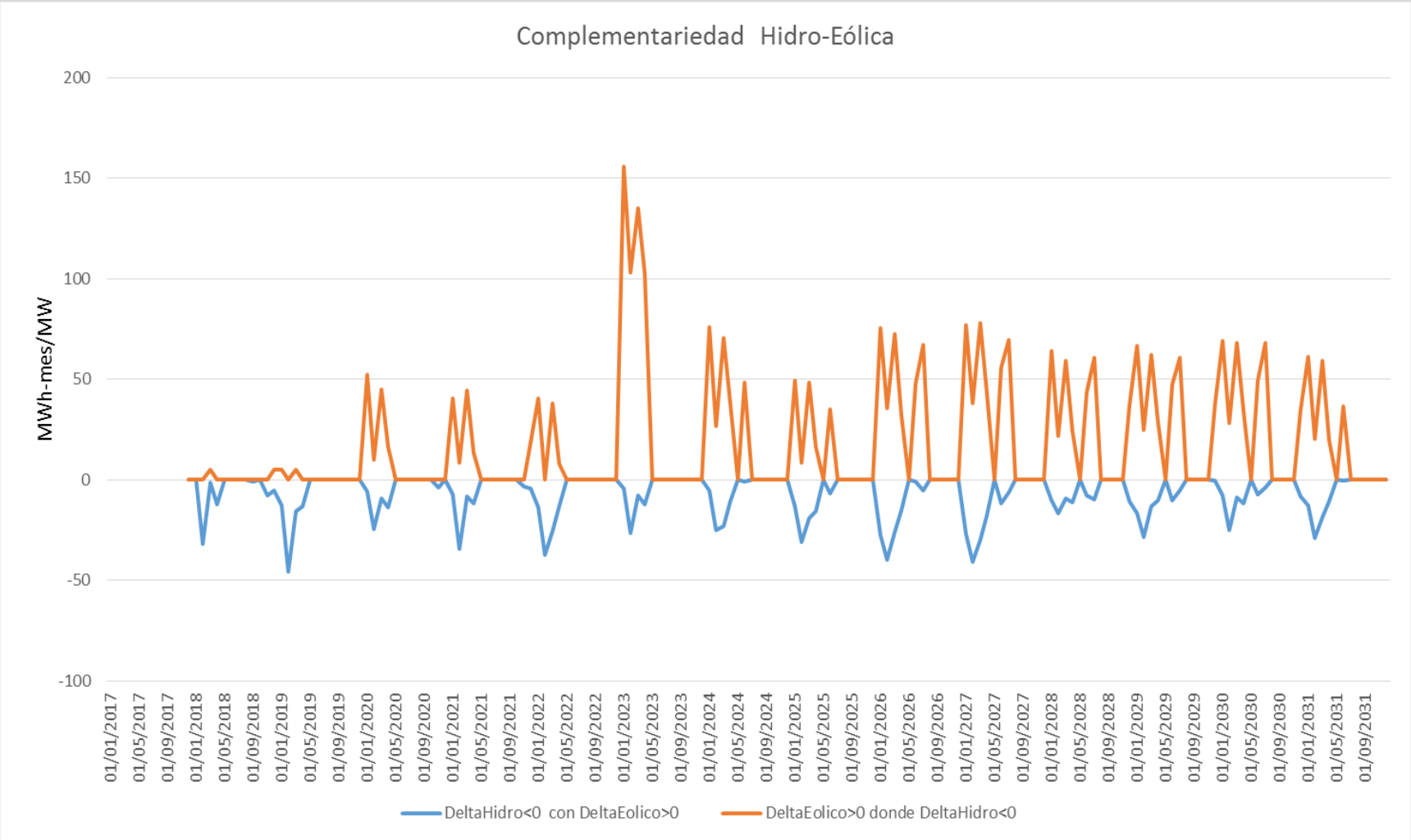
Indicadores

- Indicador de complementariedad



Indicadores

- Indicador de complementariedad



GRACIAS

www.upme.gov.co



@upmeoficial



Upme (Oficial)



MINMINAS

