



Libertad y Orden

Ministerio de Minas y Energía
República de Colombia



upme

unidad de planeación minero energética

PLANEAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

Octubre de 2010

- Marco Institucional
- Marco legal
- Entorno Económico colombiano.
- Sistema eléctrico colombiano.
- Metodología de Planificación.
- Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2010 – 2024.

Proyecciones Nacionales de Demanda

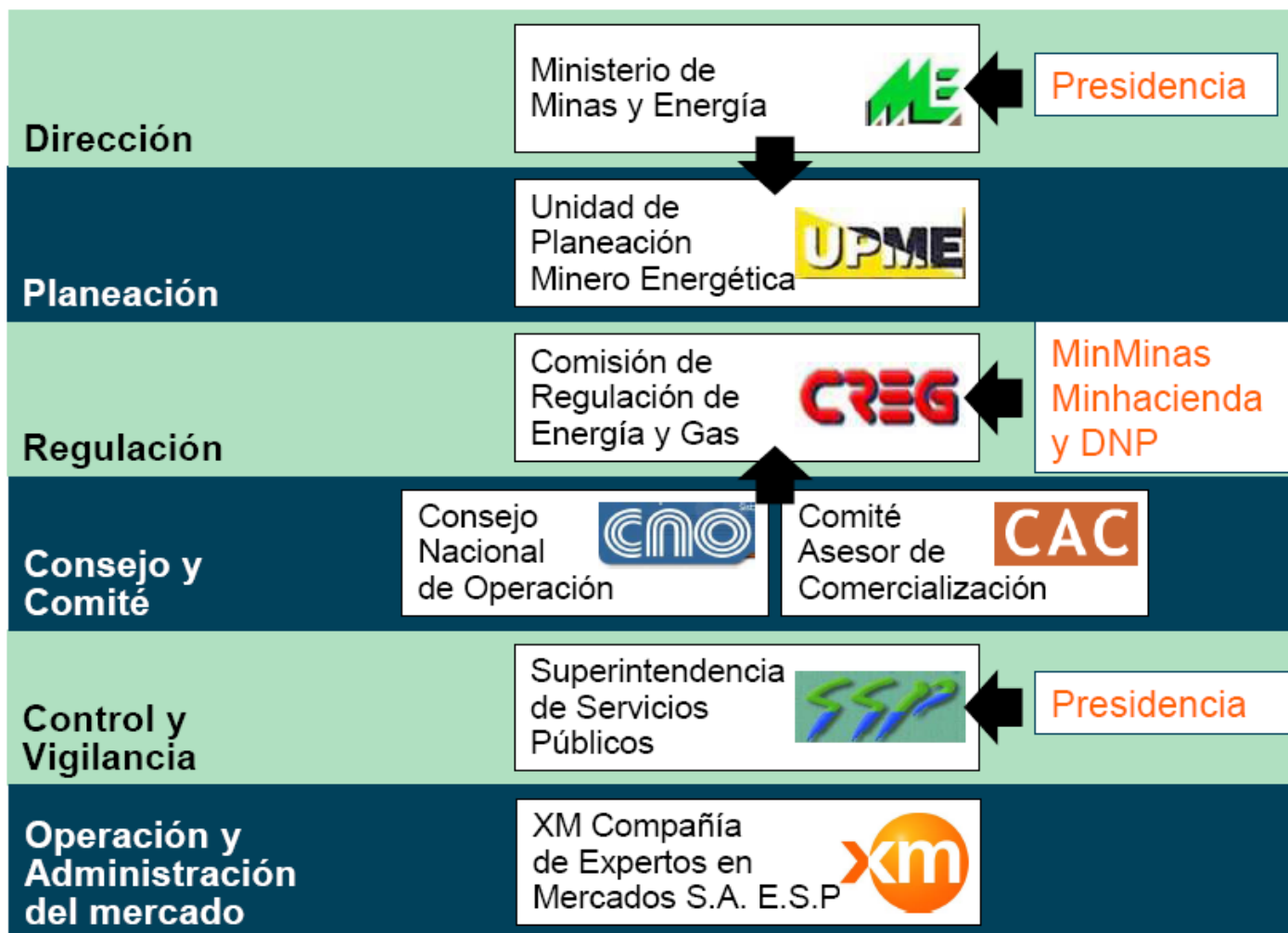
Plan de Expansión en Generación 2010-2024

Plan de Expansión en Transmisión 2010-2024

- Convocatorias Públicas (Transmisión).

- **Marco Institucional**
- Marco legal
- Entorno Económico colombiano.
- Sistema eléctrico colombiano.
- Metodología de Planificación.
- Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2010 – 2024.
 - Proyecciones Nacionales de Demanda
 - Plan de Expansión en Generación 2010-2024
 - Plan de Expansión en Transmisión 2010-2024
- Convocatorias Públicas (Transmisión).

Marco Institucional



- Marco Institucional
- Marco legal
- Entorno Económico colombiano.
- Sistema eléctrico colombiano.
- Metodología de Planificación.
- Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2010 – 2024.

Proyecciones Nacionales de Demanda

Plan de Expansión en Generación 2010-2024

Plan de Expansión en Transmisión 2010-2024

- Convocatorias Públicas (Transmisión).

La Ley 143 de 1994 o Eléctrica establece que:

- Le compete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la generación, de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución.
- Le compete a la UPME elaborar los Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

Resolución 181313 de 2002 del Ministerio de Minas y Energía (MME) establece los criterios de elaboración del Plan de Expansión:

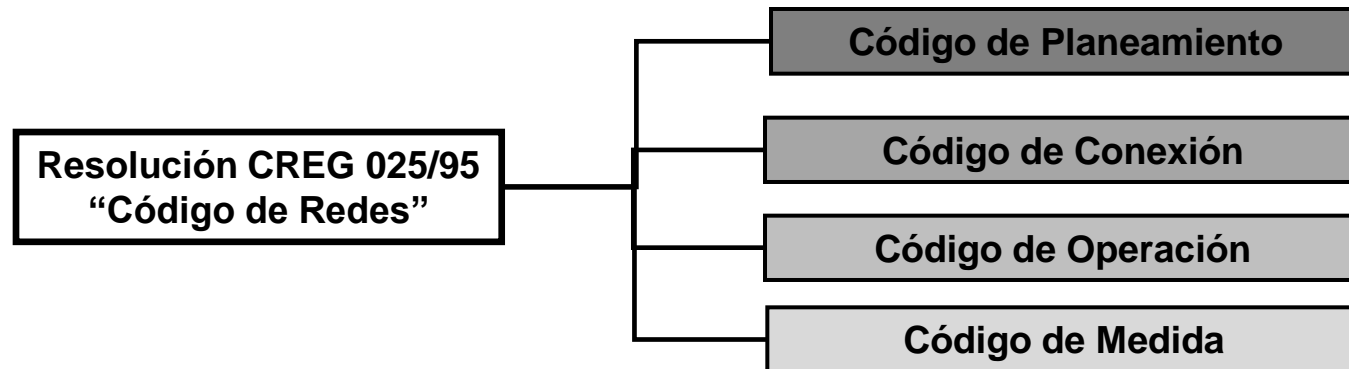
- El Plan de Expansión debe ser flexible en el mediano y largo plazo.
- El Plan de Expansión debe cumplir con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad.
- La demanda debe ser satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.
- Propender por la minimización de los costos de inversión, de los costos operativos y las pérdidas del Sistema.

Resolución CREG 022 de 2001 y sus modificaciones:

Establece los principios generales y lineamientos para definir el Plan de Expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional.

Resolución CREG 025 de 1995 – Código de Redes:

- Incorpora el Código de Planeamiento, especificando los estándares para el planeamiento y desarrollo del STN, igualmente define los elementos de planeamientos aplicados a los análisis de estado estacionario y transitorio y los índices de confiabilidad.
- Establece criterios de confiabilidad energética.

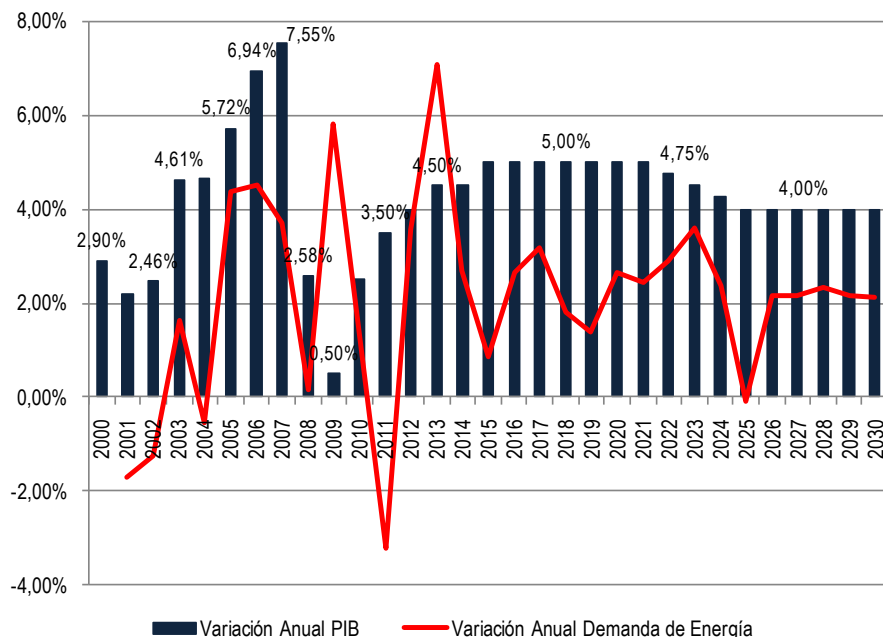


Otra Normatividad:

- R MME 180924 de 2003. Desarrolla el mecanismo de Convocatorias Públicas para las obras de transmisión.
- R MME 180925 de 2003. Delega en la UPME el desarrollo de las Convocatorias Públicas.
- R CREG 097 de 2008: Reglamenta la Distribución. Exige concepto UPME para remuneración de proyectos de conexión al STN y proyectos de uso de nivel 4 (66 kV; 110 kV y 115 kV).

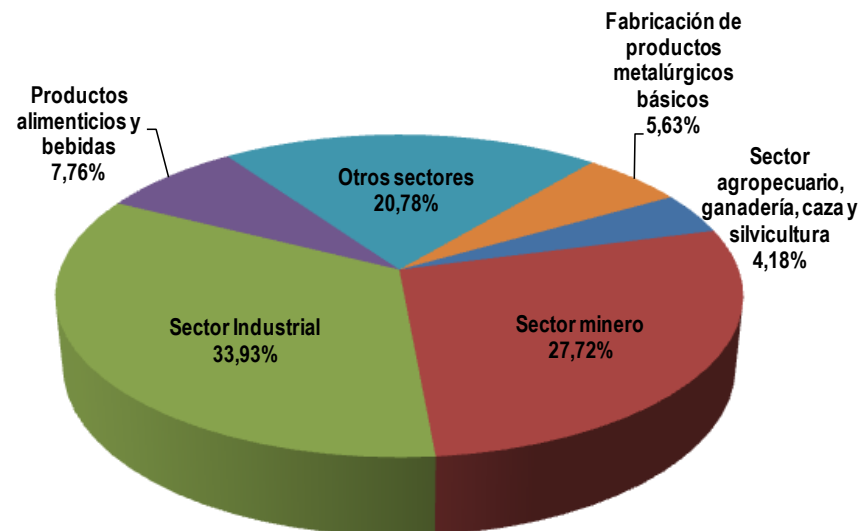
- Marco Institucional
- Marco legal
- **Entorno Económico colombiano.**
- Sistema eléctrico colombiano.
- Metodología de Planificación.
- Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2010 – 2024.
 - Proyecciones Nacionales de Demanda
 - Plan de Expansión en Generación 2010-2024
 - Plan de Expansión en Transmisión 2010-2024
- Convocatorias Públicas (Transmisión).

Relación entre variación anual de energía y variación anual del PIB



Se esperan importantes aportes del sector minero-energético al PIB, con tasas de crecimiento positivas y entre el 2.5% y el 4%.

Exportaciones por sector Económico



Fuente: DANE. 2010. Cálculos: UPME

En el año 2009, el sector Minero Energético ocupó el segundo renglón de importancia, participando con el 27.72%, después del sector industrial (33.93%).

CONTRIBUCIÓN DEL PETRÓLEO Y CARBÓN EN EL TOTAL DEL IMPUESTO DE RENTA

Actividad Económica	2000			2009		
	Impuesto a Cargo	Contribución en el PIB	Impuesto de Renta (personas jurídicas)	Impuesto a Cargo	Contribución en el PIB	Impuesto de Renta (personas jurídicas)
	Miles de millones de Col\$	%		Miles de millones de Col\$	%	
Petróleo	1,414	0.72%	27.21%	2,947	0.59%	18.21%
Carbón	54	0.03%	1.05%	530	0.11%	3.28%
Níquel	66	0.03%	1.28%	187	0.04%	1.16%
Resto Minería	64	0.03%	1.23%	45	0.01%	0.28%
Total Minería y Petróleo	1,599	0.81%	30.77%	3,709	0.75%	22.92%
Total Impuesto de Renta	5,198			16,185		

En el año 2009, los ingresos para el sector público colombiano alcanzaron por concepto de petróleo y carbón los cinco billones de pesos, aproximadamente el 3.7% de los ingresos del sector público no financiero –SPNF

- Marco Institucional
- Marco legal
- Entorno Económico colombiano.
- Sistema eléctrico colombiano.
- Metodología de Planificación.
- Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2010 – 2024.

Proyecciones Nacionales de Demanda

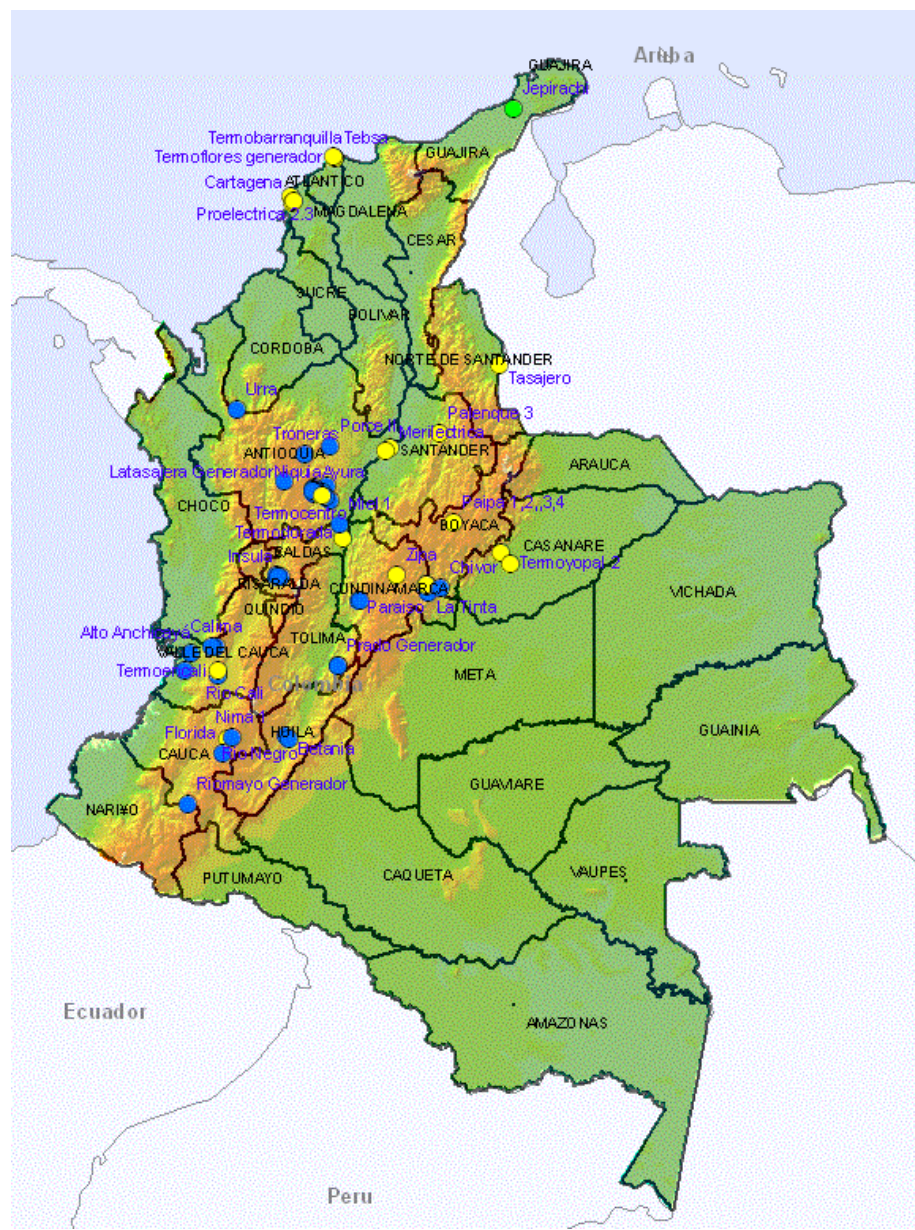
Plan de Expansión en Generación 2010-2024

Plan de Expansión en Transmisión 2010-2024

- Convocatorias Públicas (Transmisión).

DEMANDA DE ELECTRICIDAD	
Energía Anual (Año 2009)	54,679 GWh
Crecimiento Anual Energía (De 2008 a 2009)	1.5%
Demanda Pico (Año 2009)	9,290 MW
Crecimiento Anual Potencia (De 2008 a 2009)	2.32%
CAPACIDAD INSTALADA A DIC/2009	
Hidráulica	9,001 MW
Gas	3,759 MW
Carbón	700 MW
Eólica	18 MW
Otros	65 MW
CAPACIDAD TOTAL : 13,543 MW	

Entre el año XX y el año XX la capacidad de generación se incrementó en XX MW.



SIN: Sistema Interconectado Nacional

Generación + Redes

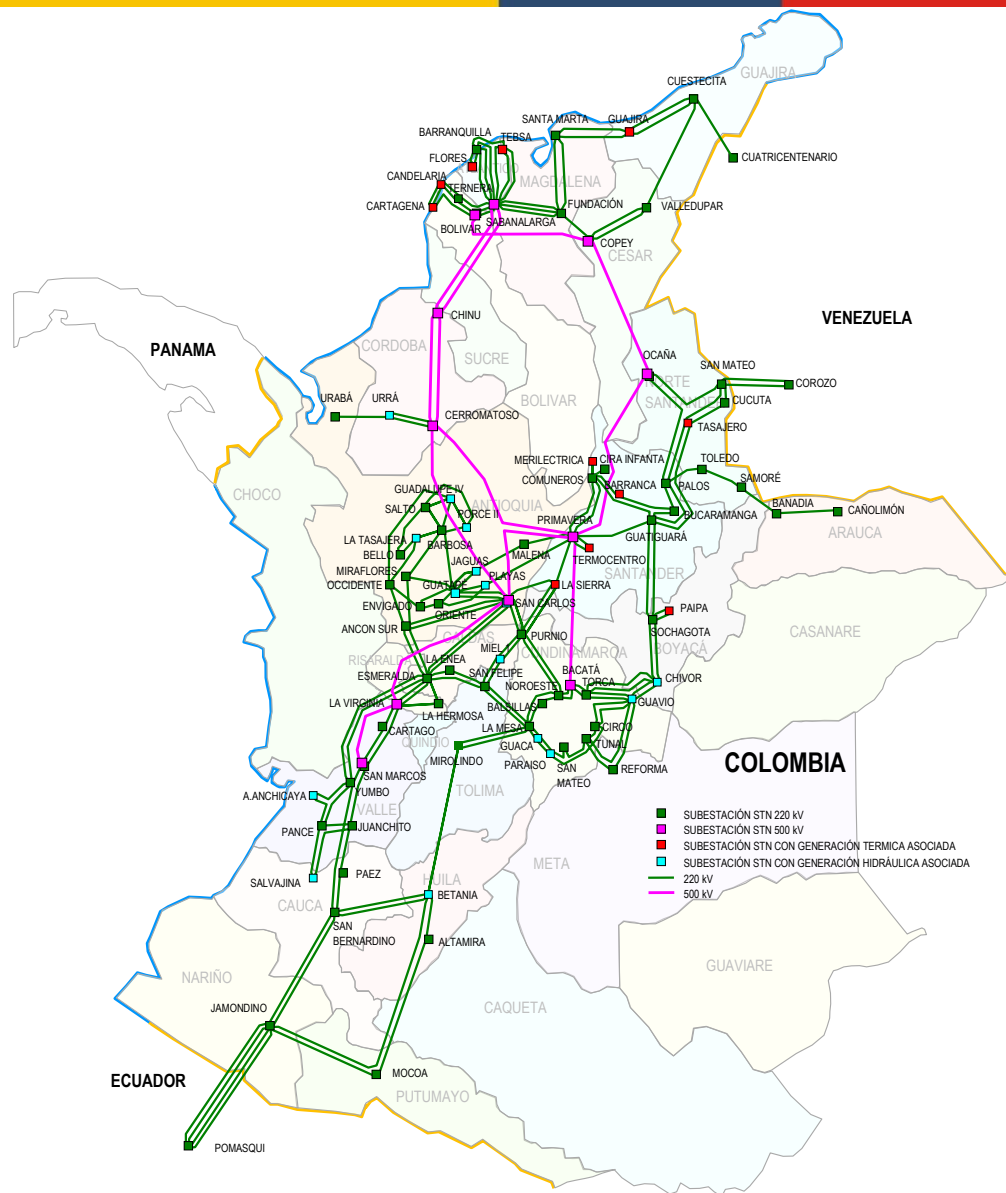
STN: Sistema de Transmisión Nacional

Redes a 220 kV y 500 kV. Transmisores
Conecta Generación con grandes cargas

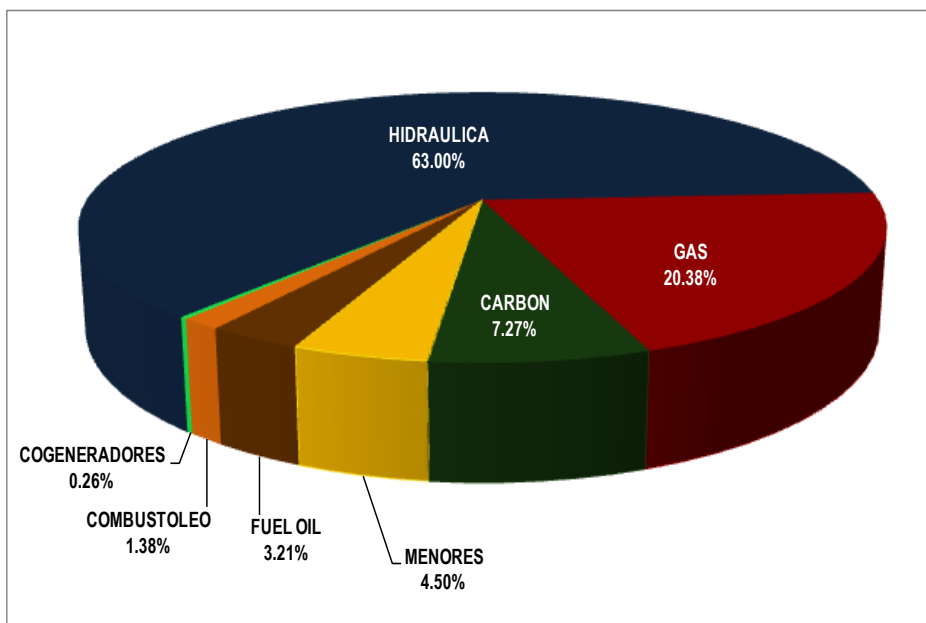
STR: Sistema de Transmisión Regional

Redes a 115 kV. Electrificadoras
Redes departamentales.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN 2010	
500 kV	2.399 km
220-230 kV	11.674 km
138 kV	16 km
110-115kV	10.074 km
CAPACIDAD	
CONEXIONES INTERNACIONALES	
ECUADOR	
Importación	395 MW
Exportación	535 MW
VENEZUELA	
Importación	205 MW
Exportación	336 MW

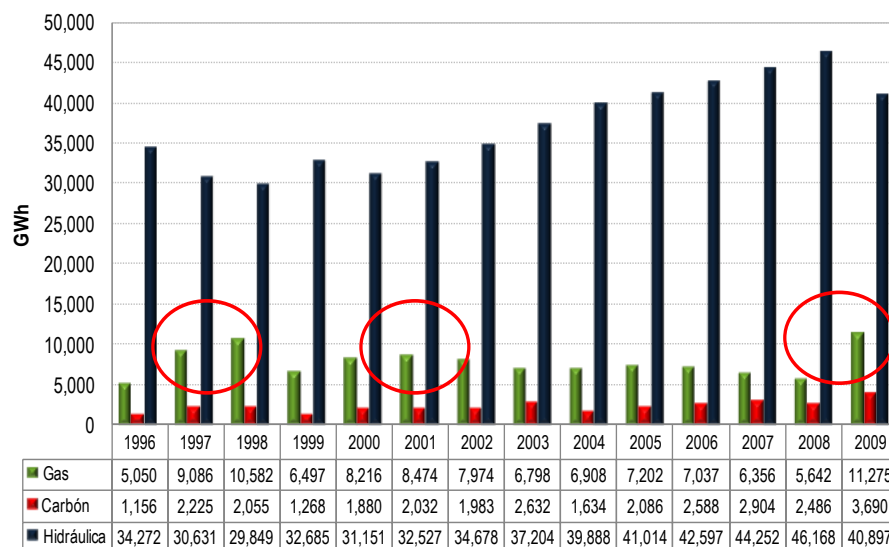


Capacidad efectiva neta a diciembre de 2009



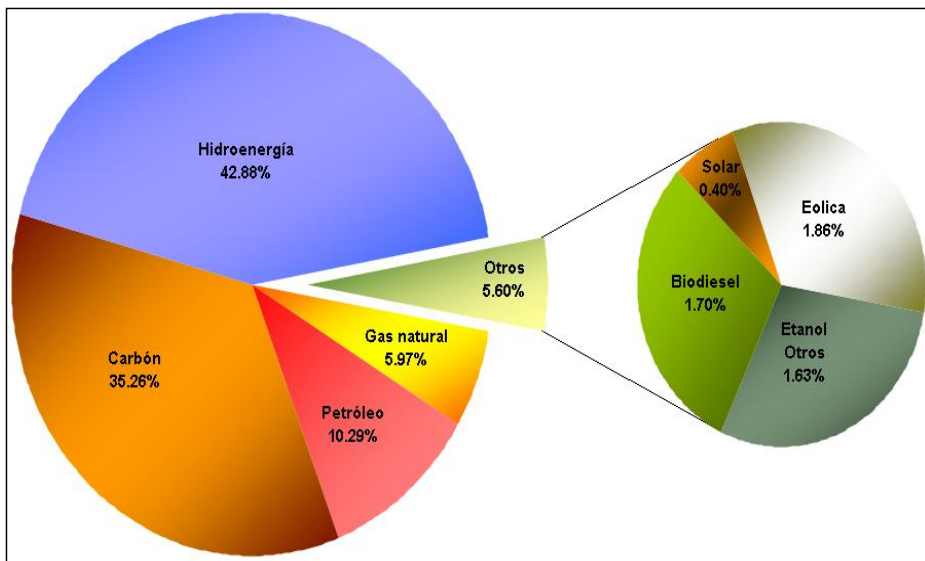
La capacidad efectiva neta al final del año 2009, fue de **13.543 MW** presentando un incremento de 64 MW equivalente a un 0.47% respecto del año anterior. Desde el 2003 la capacidad efectiva neta ha presentado un incremento del 2.6% representado en 343 MW.

Generación por tipo de combustible



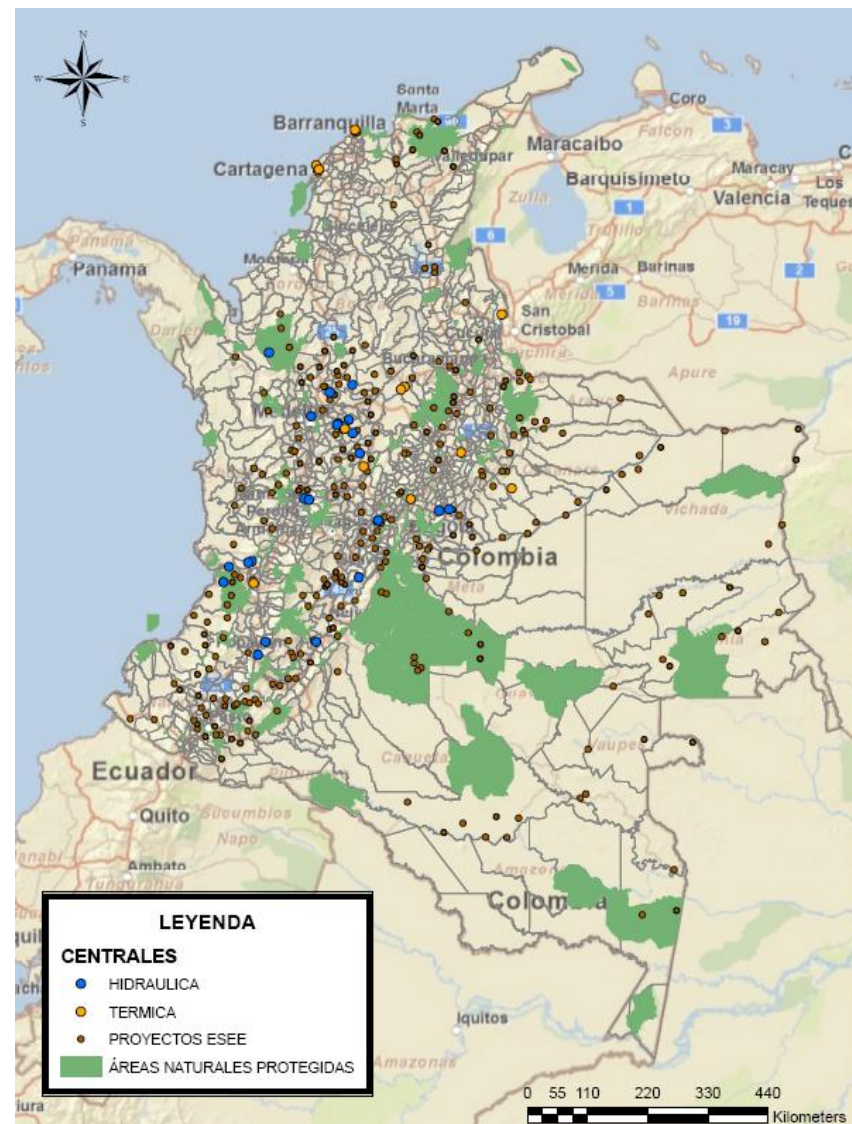
Mayoritariamente la generación es hidráulica, seguida por la generación térmica a gas y generación térmica a carbón.

Potencial Energético

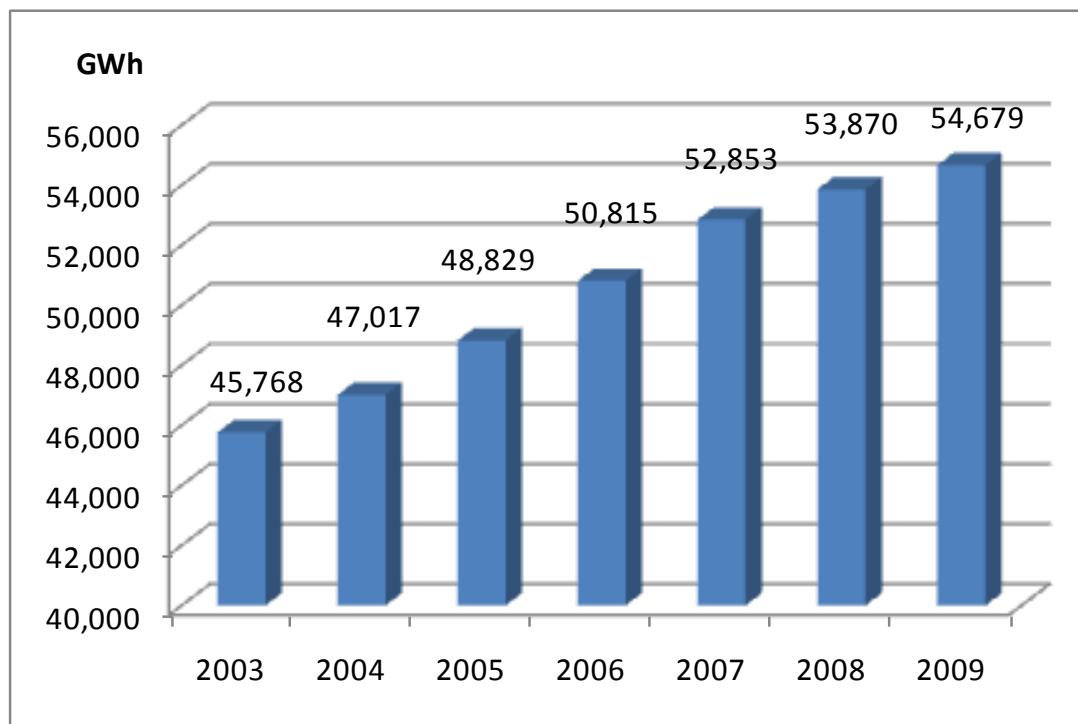


Potencial hidroeléctrico ha sido estimado en 96,000 MW, limitado a 50,000 MW por áreas protegidas o mantenimiento de ecosistemas

Potencial Hidroenergético



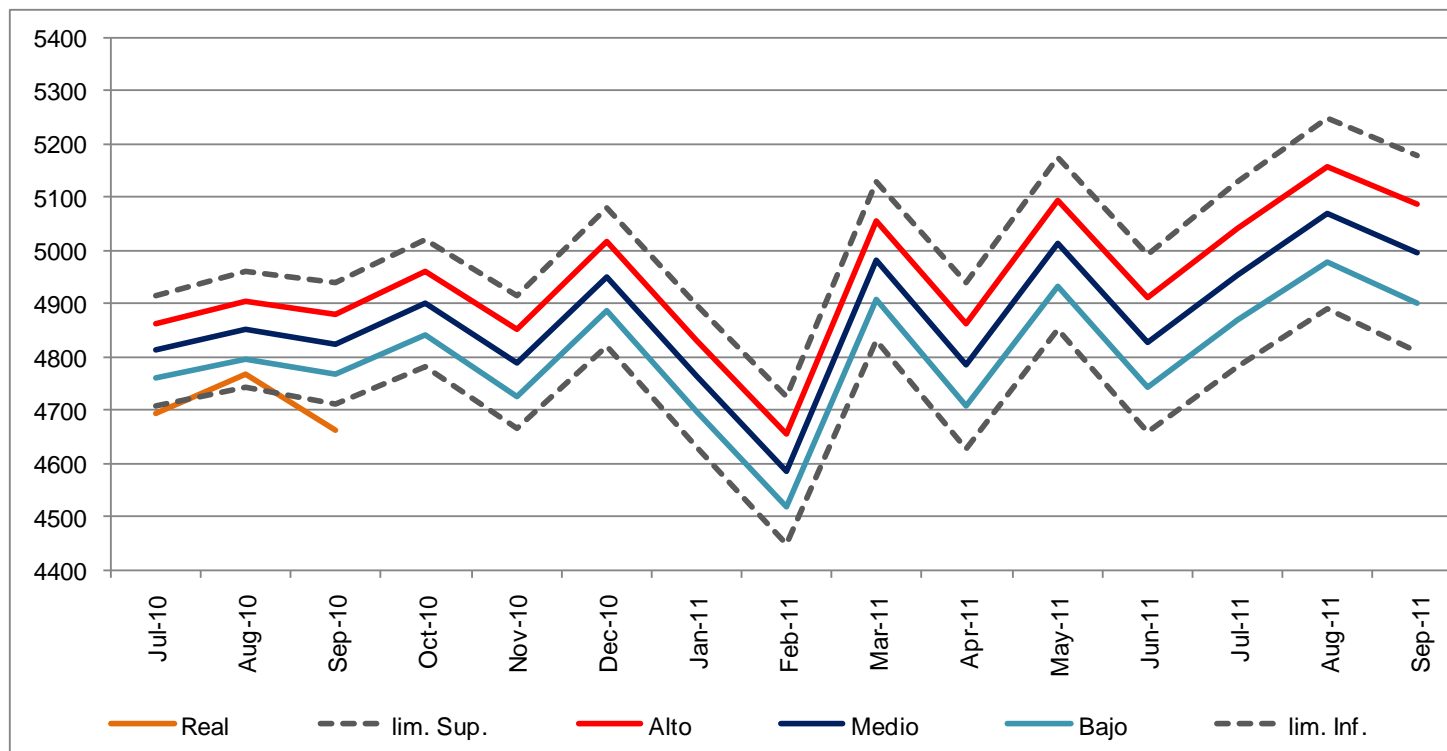
Evolución de la demanda de energía en los últimos 7 años (Escenario base)



En el año 2009 la demanda presentó un crecimiento de 809 GWh, alcanzando un total de 54.679 GWh-año, equivalente a 1.5% respecto al año anterior.

Para 2010 se espera una demanda entre 56400 y 56985 GWh-año que corresponde a un crecimiento entre el 3.1 y el 4.2%, dependiendo de la evolución del clima.

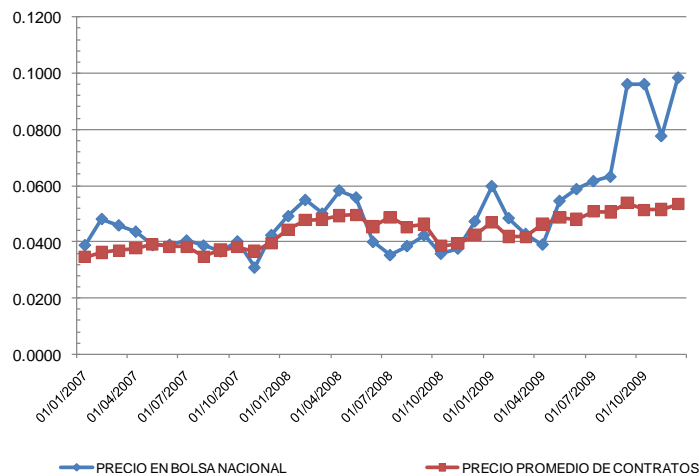
Proyección de corto plazo y evolución reciente de la demanda de energía (Escenario base)



La demanda real presenta una importante diferencia frente a lo esperado, en razón a la evolución del SIN para esta misma época en el año anterior (Altas temperaturas por Fenómeno El Niño).

Se realizó una proyección alternativa con corrección por temperatura en la que la demanda real se acerca más al escenario bajo.

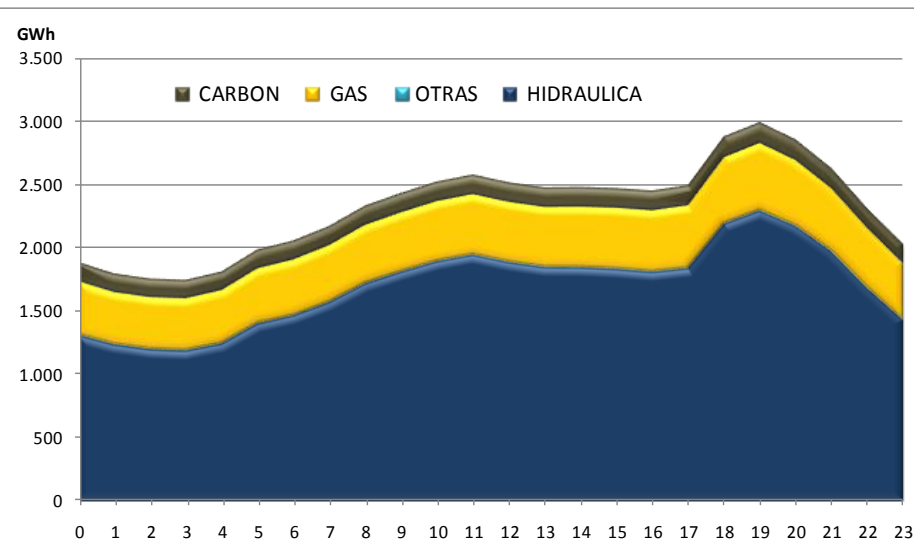
Evolución del precio de la generación de energía (Bolsa y contratos)



La evolución del precio de bolsa muestra en general la escasez del recurso hidráulico, como se muestra al final del periodo 2009.

Se presentan algunas distorsiones donde el precio no responde a la variable escasez, que han llevado a la toma de medidas regulatorias

Participación de la generación horaria por recurso (Día típico)



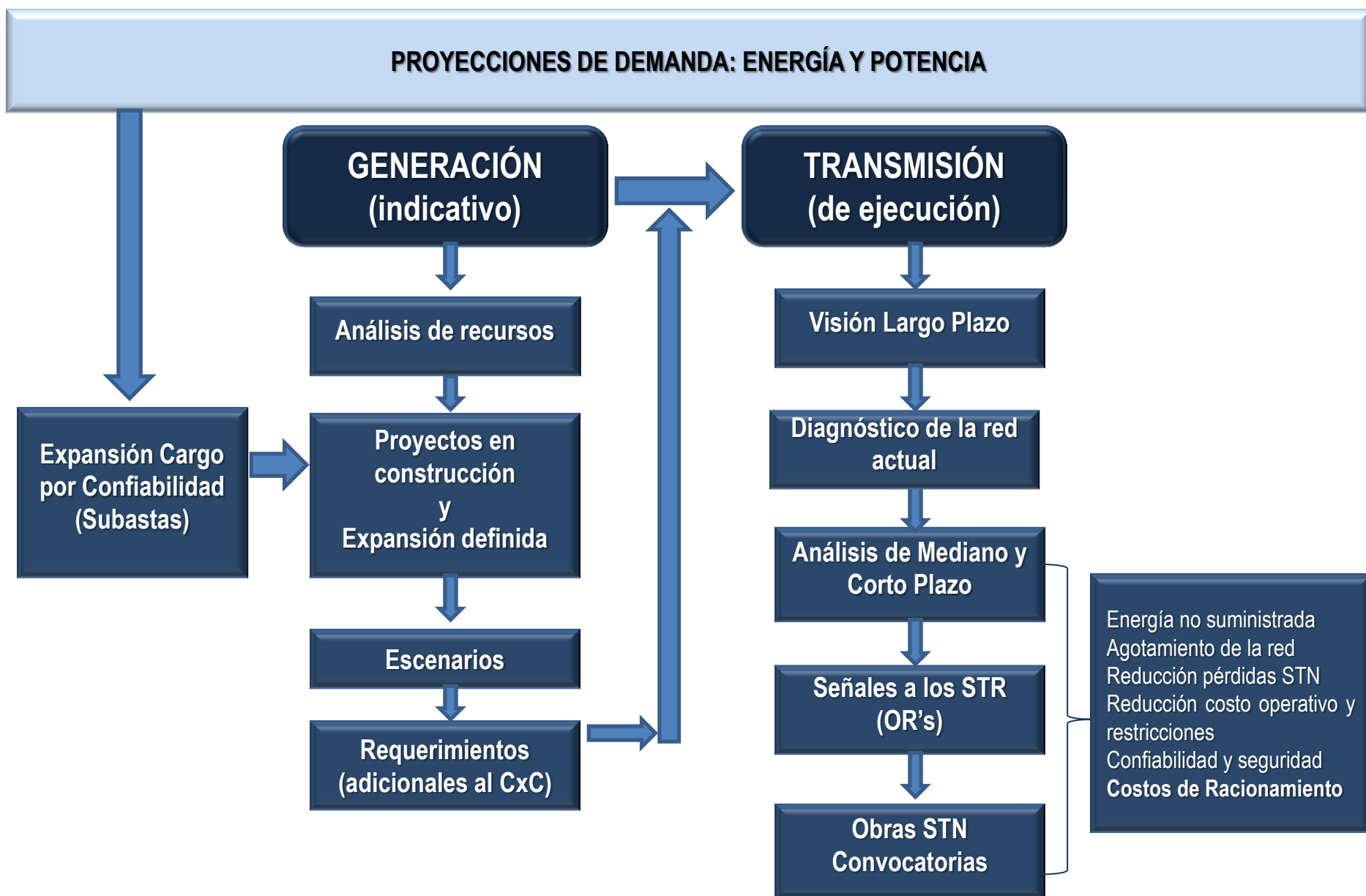
Mayoritariamente hidráulica, seguida por la gas y y carbón.

Esta curva presentó una importante variación en el periodo del fenómeno climático **El Niño**, donde se dio una mayor participación térmica.

Mercado:

- Mercado de corto plazo (bolsa) y contratos.
- Despacho centralizado para plantas > 20 MW
- Despacho no centralizado para plantas < 20 MW. Prioridad.
- Ingresos de los generadores: **Cargo por confiabilidad (CxC) + ventas de energía.**
- Las fuentes no convencionales de generación tienen los mismos incentivos que las convencionales.
- Libre competencia con fuertes incentivos que minimizan el riesgo.
- Actualmente intercambios de electricidad con Ecuador.
- Existen interconexiones eléctricas con Venezuela. Solo operan las menores.
- A futuro, posibilidades de intercambios de electricidad con mercados como Centroamérica.
- Estudio de prefactibilidad proyecto de interconexión Bolivia – Chile – Colombia – Ecuador – Perú.

- Marco Institucional
- Marco legal
- Entorno Económico colombiano.
- Sistema eléctrico colombiano.
- Metodología de Planificación.
- Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2010 – 2024.
 - Proyecciones Nacionales de Demanda
 - Plan de Expansión en Generación 2010-2024
 - Plan de Expansión en Transmisión 2010-2024
- Convocatorias Públicas (Transmisión).



HORIZONTE DE PLANEAMIENTO

CORTO PLAZO (5 AÑOS):

MEDIANO PLAZO (10 AÑOS):

LARGO PLAZO (15 AÑOS):

OPERATIVA

EXPANSIÓN

ESTRATÉGICA

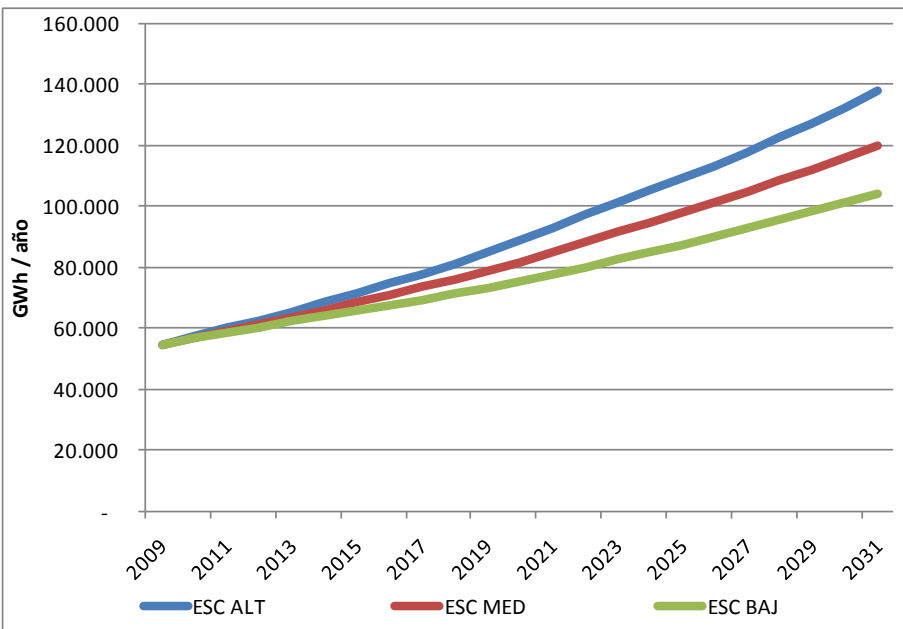
CRITERIOS DE PLANEAMIENTO:

- Minimizar los costos de inversión, operación y mantenimiento.
Generación: En los térmicos mín. costo de producción. En hidros costo de oportunidad del agua.
Transmisión: Mínimo costo de inversión.
- *Maximizar beneficios:*
En generación reflejar el comportamiento de los agentes.
Atención de la demanda (mín. racionamiento); reducción costo operativo (reducción de restricciones y pérdidas); aumentar la confiabilidad.

Proyecciones de demanda

Insumos para la elaboración:

- ✓ Variables macroeconómicas de Min. Hacienda – MHCP y el Departamento Nacional de Planeación – DNP.
- ✓ Información de proyección poblacional del DANE.
- ✓ Comportamiento histórico de la demanda de energía y potencia.
- ✓ Modelos de series de tiempo de corto plazo y econométricos de largo plazo.



Revisión: julio 2010

Se hacen 3 revisiones de la proyección en el año.

Se estima el valor de las pérdidas energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional – STN.

La UPME es la entidad responsable de las Proyecciones Nacionales. Se realizan ejercicios a nivel regional y escenarios en función de variables como la temperatura y el uso racional de la energía.

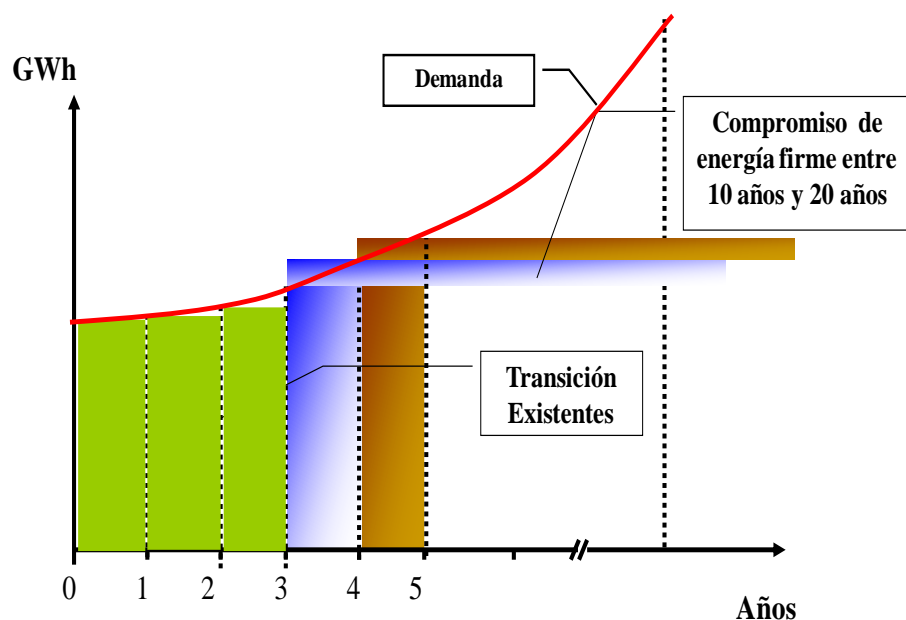
CARGO POR CONFIABILIDAD (CXC)

Es un pago fijo al generador en contraprestación a unas Obligaciones de Energía en Firme (**OEF**).
Es diferente al esquema del Cargo por Capacidad que no garantizaba disponibilidad.

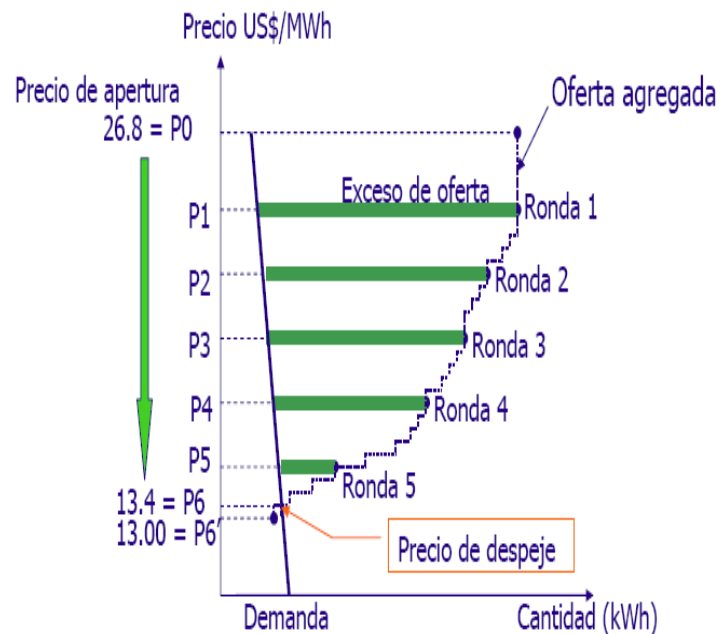
- ✓ Diseñado para cubrir el Sistema y atender la demanda ante condiciones hidrológicas críticas.
- ✓ Ofrece señales económicas del Mercado para la expansión de la capacidad de generación.
- ✓ **Ingresos del generador:** Cargo por confiabilidad (Ingreso fijo según Obligaciones) + Ventas de energía.
- ✓ Esquema de remuneración que permite viabilizar la inversión en generación.
- ✓ Las plantas existentes adquieren Obligaciones por un año en función de sus características.
- ✓ Las plantas futuras adquieren Obligaciones de 10 a 20 años a través de un mecanismo de **Subastas de Energía Firme**.
- ✓ A través de las **Subastas de Energía Firme** se definen las centrales que entrarán a cubrir la Energía Firme requerida, es decir, define la expansión en un periodo determinado de tiempo.
- ✓ Las *Obligaciones* se hacen efectivas cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez. Se trata de un seguro que se activa cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez. El precio de escasez es función del costo de operación de la termoeléctrica menos eficiente del Sistema colombiano.

MECANISMO DE SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD (CXC):

- ✓ Se establece una demanda objetivo total a cubrir con Energía Firme.
- ✓ Se determina el faltante de energía Firme a cubrir en un periodo determinado.
- ✓ Los agentes ofertan Energía Firme según el precio del CxC. Si hay exceso de oferta se reduce el precio tantas veces sea necesario hasta cruzar la oferta con los requerimientos. Ese será el precio de cierre.
- ✓ Los nuevos agentes adquieren Obligaciones entre 10 y 20 años..



Fuente CREG.



Fuente CREG.

PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN FUTURA

Análisis Energéticos:

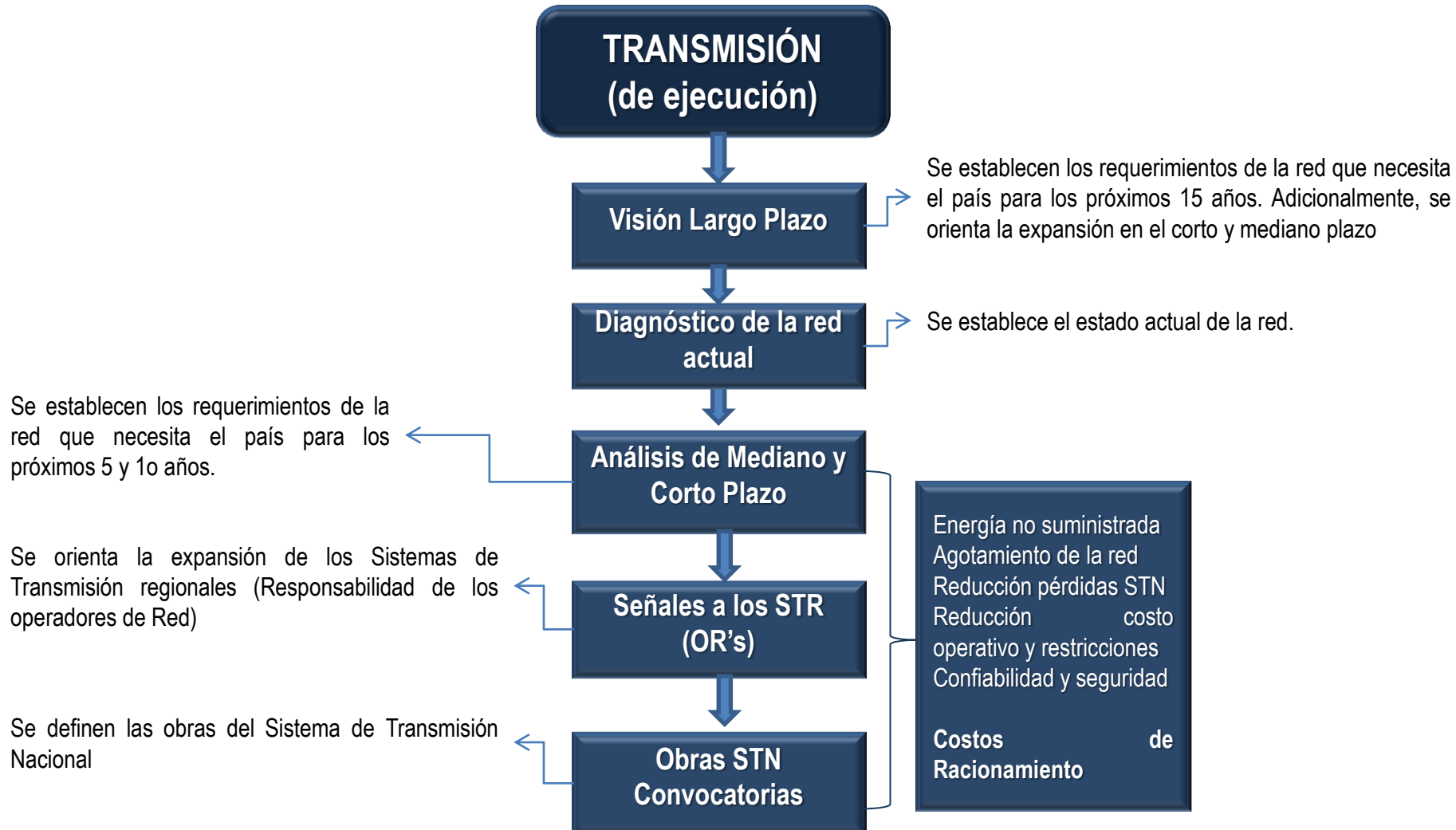
Análisis de recursos

Proyectos en
construcción
y
Expansión definida

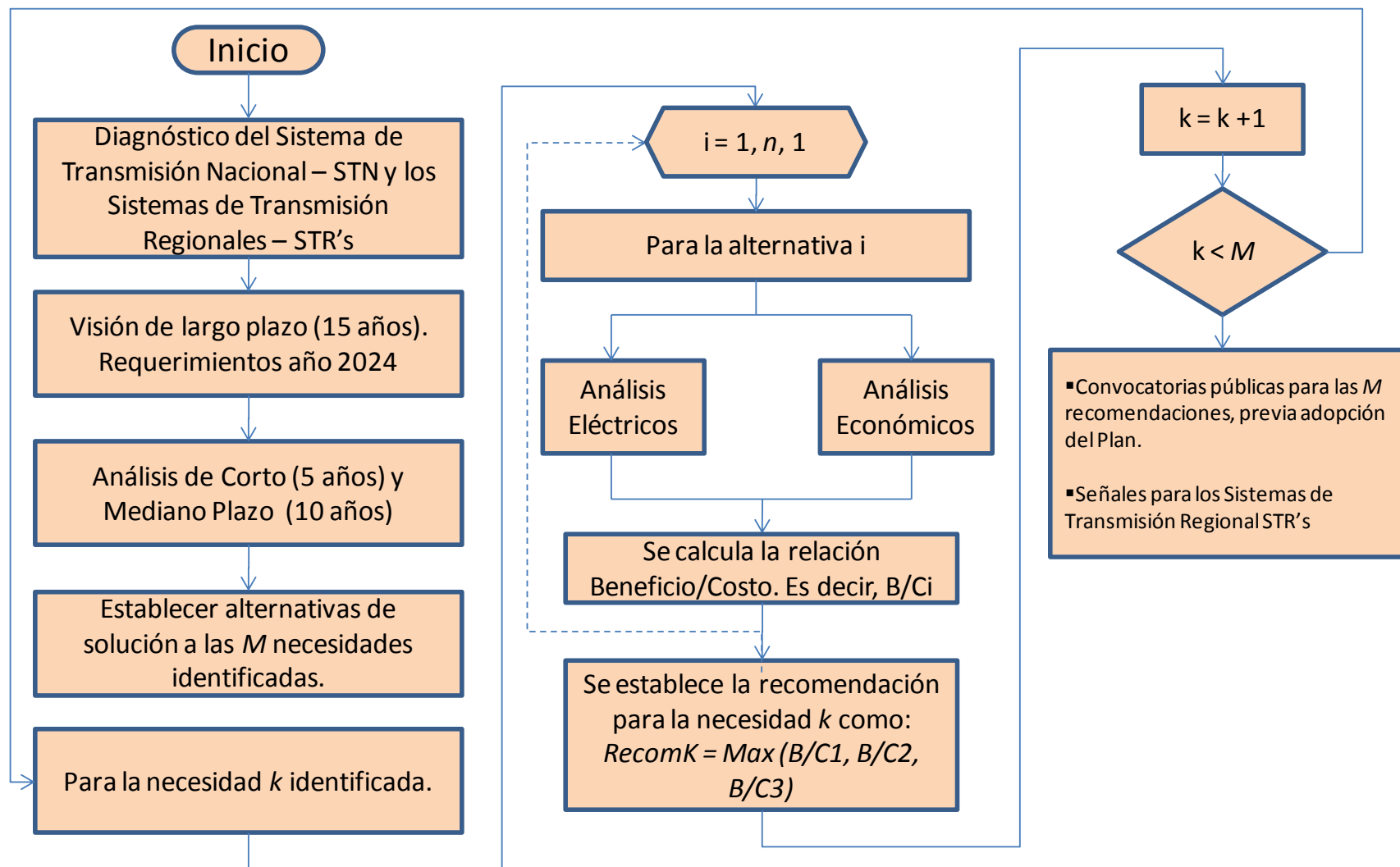
Escenarios

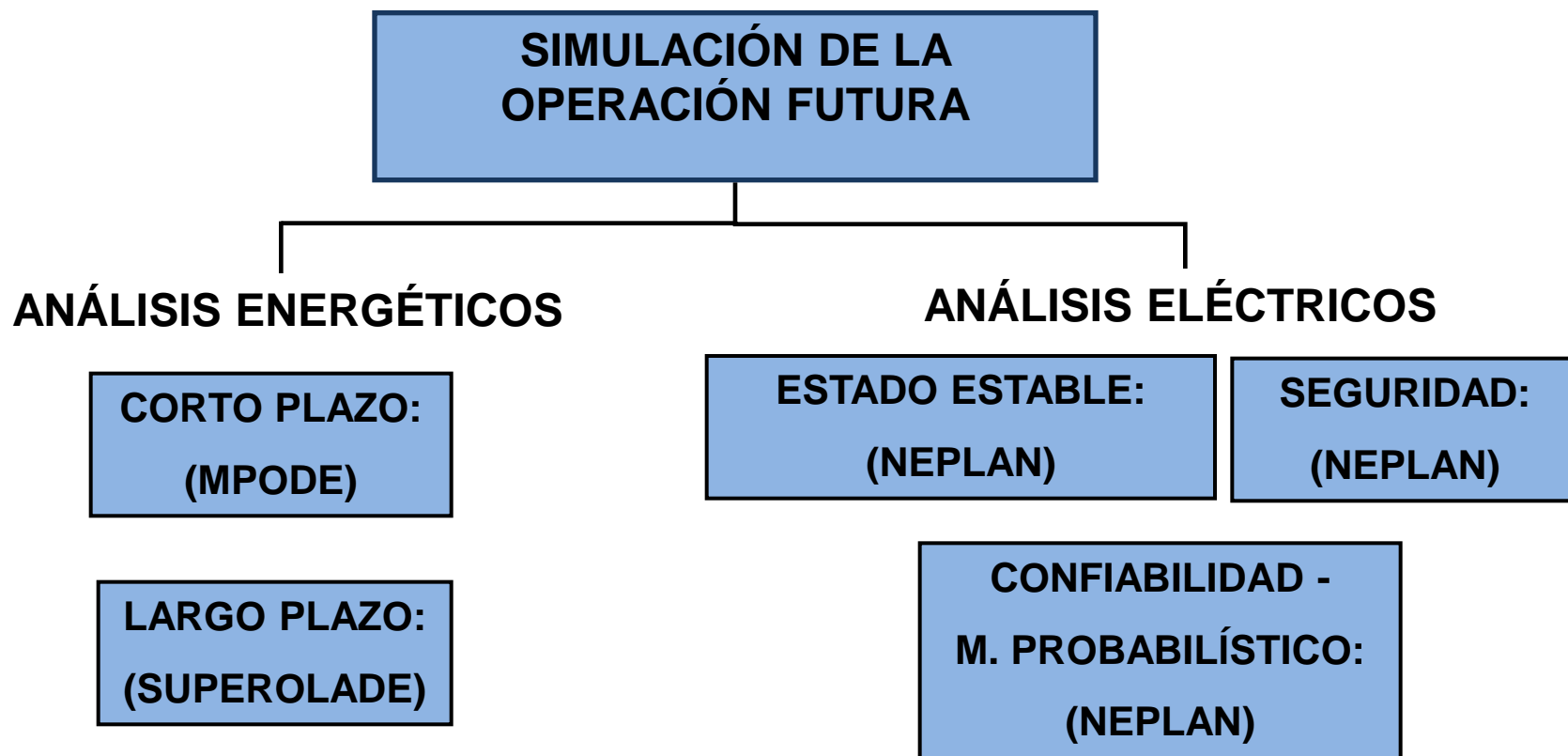
Requerimientos
(adicionales al CxC)

PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN REQUERIMIENTOS FUTUROS



Metodología del Plan de Transmisión: Es de carácter mandatorio, no es indicativo.





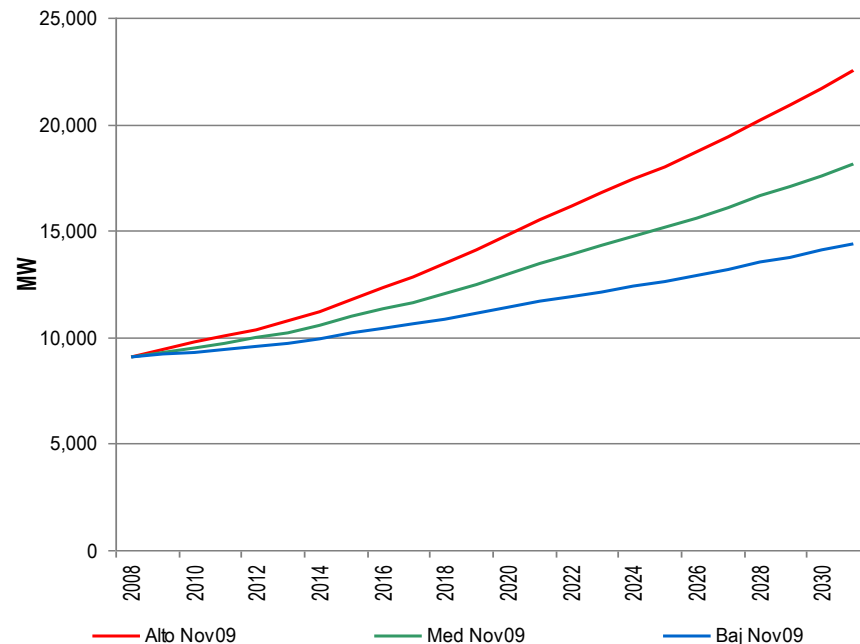
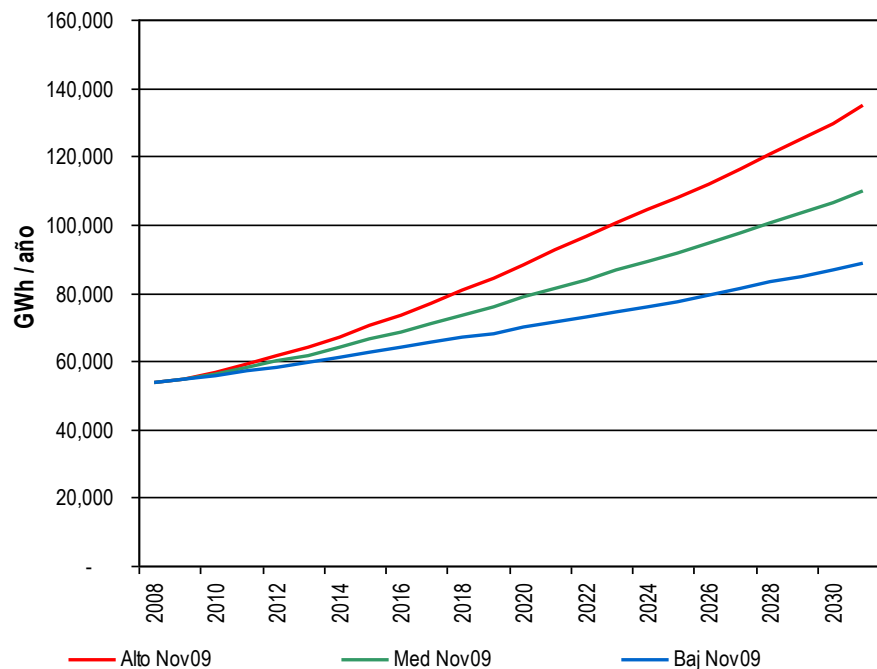
- Marco Institucional
- Marco legal
- Entorno Económico colombiano.
- Sistema eléctrico colombiano.
- Metodología de Planificación.
- Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2010 – 2024.

Proyecciones Nacionales de Demanda

Plan de Expansión en Generación 2010-2024

Plan de Expansión en Transmisión 2010-2024

- Convocatorias Públicas (Transmisión).



De las proyecciones de demanda de **energía** se puede apreciar que pasamos de consumir cerca de 55,000 GWh-año en 2009 a cerca de 100,000 GWh-año en 2024, tomado como referencia el escenario **alto** de demanda.

De las proyecciones de demanda de **potencia** se aprecia que de los 9,700 MW demandados en el pico del año 2009 (diciembre) pasamos a demandar cerca de 14,000 MW en 2018 y cerca de 17,500 en el año 2024, tomado como referencia el escenario alto de demanda.

- Marco Institucional
- Marco legal
- Entorno Económico colombiano.
- Sistema eléctrico colombiano.
- Metodología de Planificación.
- Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2010 – 2024.

Proyecciones Nacionales de Demanda

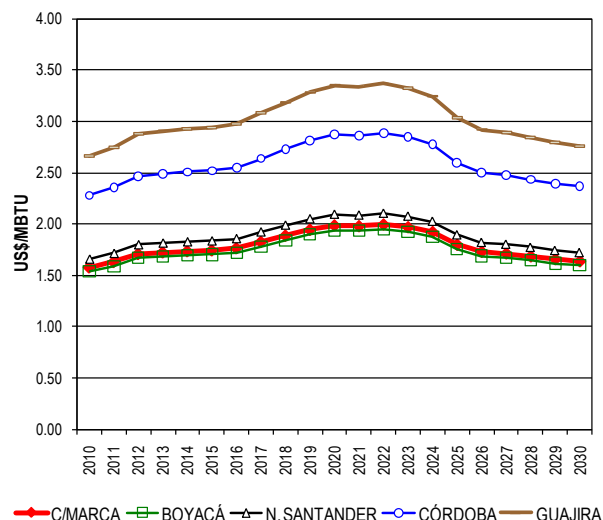
Plan de Expansión en Generación 2010-2024

Plan de Expansión en Transmisión 2010-2024

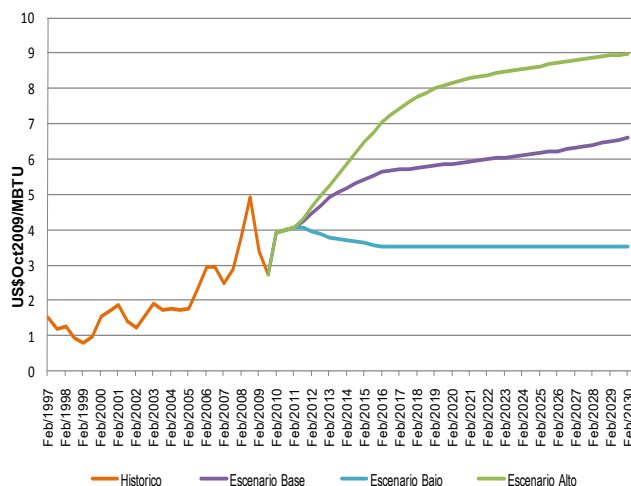
- Convocatorias Públicas (Transmisión).

Proyección de precios de combustibles: Carbón, Gas y Líquidos.

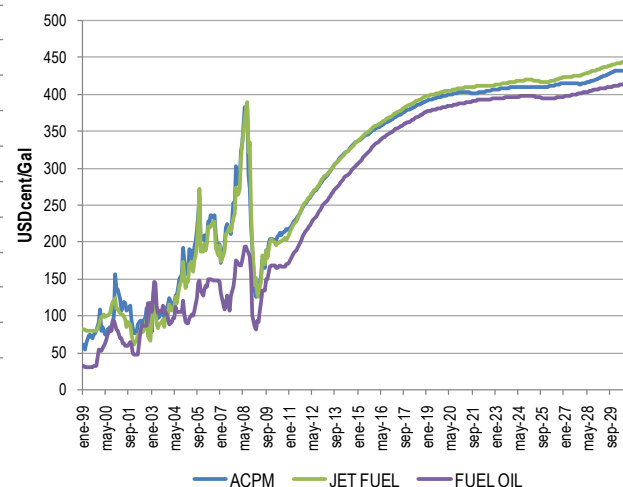
Carbón



Gas



Combustibles líquidos



Se empleo como referencia el costo de este energético en las plantas térmicas, así como el comportamiento del precio a futuro según el Energy Outlook.

Pronostico según metodologías de cálculo para el gas de la Guajira.

Fluctúan según los precios internacionales (mercado de la Costa del Golfo y la TRM)

Proyectos resultantes de las Subastas del Cargo por Confiabilidad

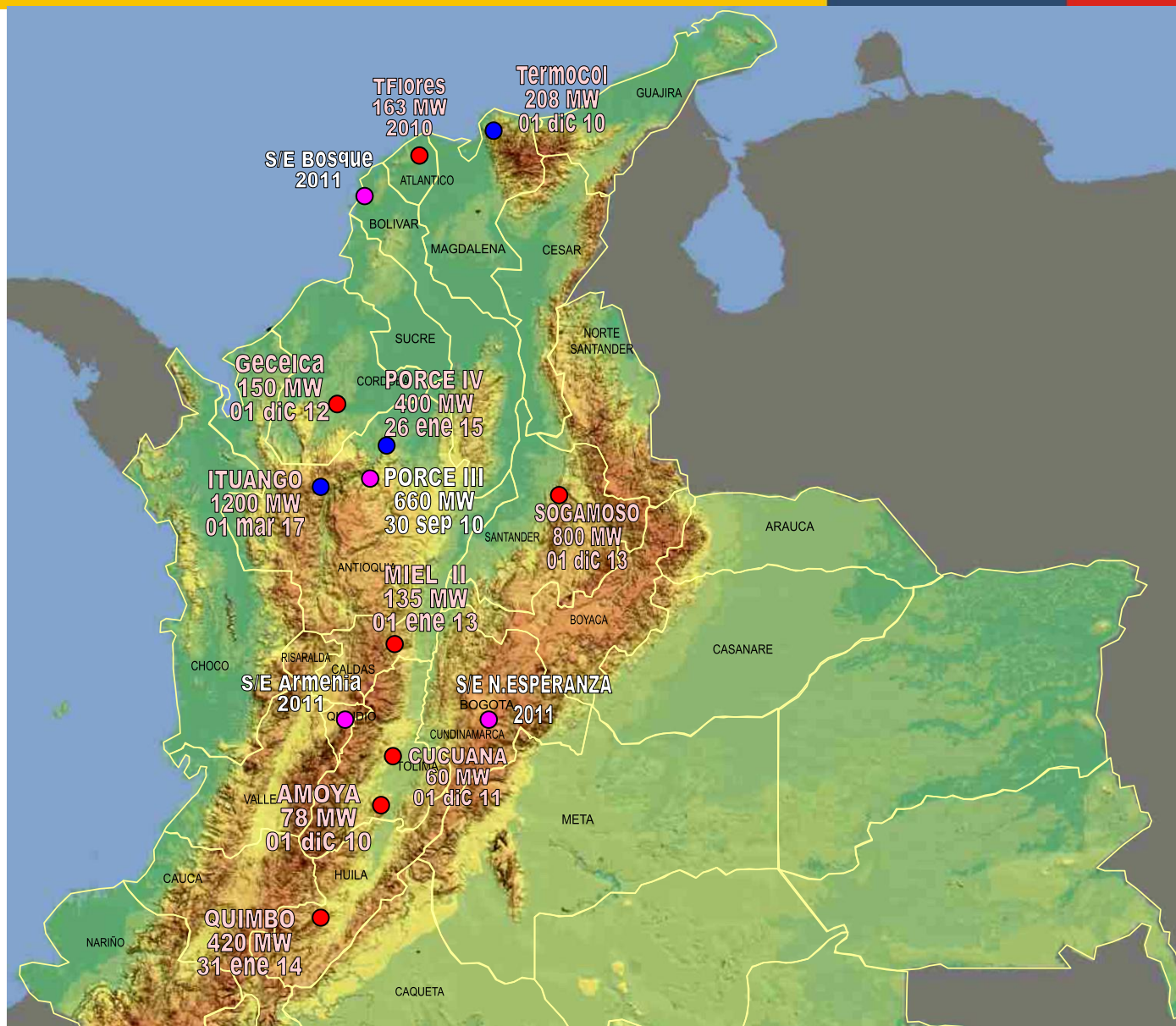
Proyectos con periodo de construcción menor a 4 años

Nombre	Año de inicio de OEF	Capacidad MW	Energía OEF GWh/año	Recurso
GECELCA	2012	150	1116	CARBON
TERMOCOL	2012	201	1678	FUEL OIL
AMOYA	2011	78	214	HIDRO
TOTAL		430	3008	

Proyectos con periodo de construcción mayor a 4 años

Nombre	Año de inicio de OEF	Capacidad MW	Energía OEF GWh/año	Recurso
CUCUANA	2014	60	50	HIDRO
MIEL II	2014	135	184	HIDRO
SOGAMOSO	2014	800	2,350	HIDRO
EL QUIMBO	2014	396	1,650	HIDRO
PORCE IV	2015	400	962	HIDRO
ITUANGO	2018	1,200	1,085	HIDRO
		2,991	6,281	

PROYECTOS EN DESARROLLO



AVANCE DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN



TERMOCOL

Tiene licencia ambiental, y cuenta con un avance de desarrollo de ingeniería básica 100% y de ingeniería de detalle 64%



AMOYA

Se están adelantando las actividades definidas en el Plan de Manejo Ambiental, El avance total de la construcción del proyecto, es de 58,1%



GECELCA

Tiene la licencia ambiental, y se encuentra en evaluación el proceso para contratar el EPC (Engineering, procurement and Construction)



MIEL II

Recibió la modificación a la Licencia Ambiental,, estiman el inicio de la construcción de las obras en el mes de septiembre



CUCUANA

Tiene licencia ambiental, se concluyeron los planos de construcción quedan pendientes detalles de la casa de maquinas



SOGAMOSO

Se están adelantando las actividades definidas en el Plan de Manejo Ambiental, el avance general de la construcción del proyecto es de 15,60%,

AVANCE DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN

QUIMBO



En la actualidad se analizan las opciones de compra de los terrenos para la construcción del proyecto y finalizó la etapa de análisis técnico de las ofertas presentadas en los diferentes procesos de contratación. La compensación integral por sustracción de reserva forestal y aprovechamiento forestal fue aprobada por el MAVDT

PORCE III



La presa presenta un avance del 91%, en el vertedero las excavaciones alcanzan el 99% del volumen total. El porcentaje de avance del proyecto es del 94%

PORCE IV



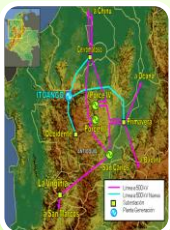
Tiene licencia ambiental, culminaron los diseños del proyecto. Iniciaron los contratos de interventoría y asesoría, la contratación de la construcción de las instalaciones esta en etapa de evaluación las ofertas

AMAIME



La presa presenta un avance del 91%, en el vertedero las excavaciones alcanzan el 99% del volumen total, en proceso pruebas de operación de tableros de control, pendiente pruebas de carga.

ITUANGO



Finalizó la fase de los diseños detallados del proyecto, Se adelanto la negociación directa con EPM, para que financie, construya, opere y mantenga la central hidroeléctrica, por un término definido de proyectos

FLORES IV



El proyecto cuenta con un avance real del 96,74 %, los de equipos principales del proyecto están en sitio

Supuestos:

- ✓ Hidrologías 1938 a Noviembre 2009
- ✓ Proyección de demanda y potencia noviembre de 2009
- ✓ Proyección de precios Carbón y Gas febrero de 2010
- ✓ Interconexión Panamá con entrada en operación en enero de 2014

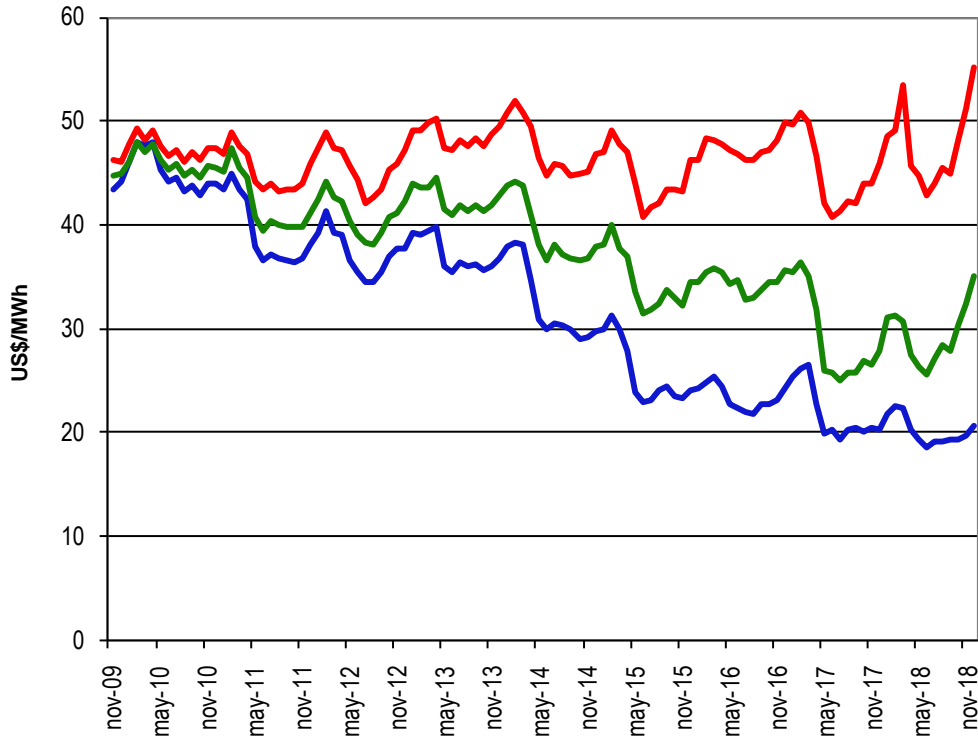
ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4
Demanda alta	Demanda alta	Demanda alta	Demanda alta
Expansion de Colombia (Ver tabla proyectos de Colombia)	Expansion de Colombia (Ver tabla proyectos de Colombia)	Expansion de Colombia (Ver tabla proyectos de Colombia)	Expansion de Colombia (Ver tabla proyectos de Colombia) retiro de 198 MW en unidades a carbon y 13 MW a gas natural
Expansion Ecuador y Centro America (Ver tabla de proyectos)	Expansion Ecuador sin Coca codo y Centro America (Ver tabla de proyectos)	Expansion Ecuador y Centro America (Ver tabla de proyectos) sin Coca Codo	Expansion Ecuador y Centro America (Ver tabla de proyectos) Sin Coca Codo
Interconexion a Ecuador 500 MW	Interconexion a Ecuador 500 MW	Interconexion a Ecuador 500 MW	Interconexion a Ecuador 500 MW
Interconexion a Panama 300 MW a partir de 2014	Interconexion a Panama 600 MW a partir de 2014	Interconexion a Panama 600 MW a partir de 2014	Interconexion a Panama 600 MW a partir de 2014
Precios medios de combustible	Precios medios de combustible	Precios Regasificacion a partir del 2016	Precios medios de combustible

Escenarios:

- ✓ Se verificó hasta cuando los proyectos definidos en la Subasta son suficientes y cumplen con los criterios de confiabilidad.
- ✓ El Escenario 1 cuenta con expansión definida en Colombia, Centroamérica y Ecuador y 300 MW de capacidad hacia Panamá.
- ✓ En el Escenario 2 se desplaza expansión en Ecuador y considera una capacidad de exportación a Panamá de 600 MW.
- ✓ El Escenario 3 es el mismo 2 pero incorporando una planta de regasificación en el 2016. Asume criticidad en gas.
- ✓ El Escenario 4 considera retiro de algunas centrales térmicas con más de 30 años de operación.

Escenario de Referencia

Costo Marginal



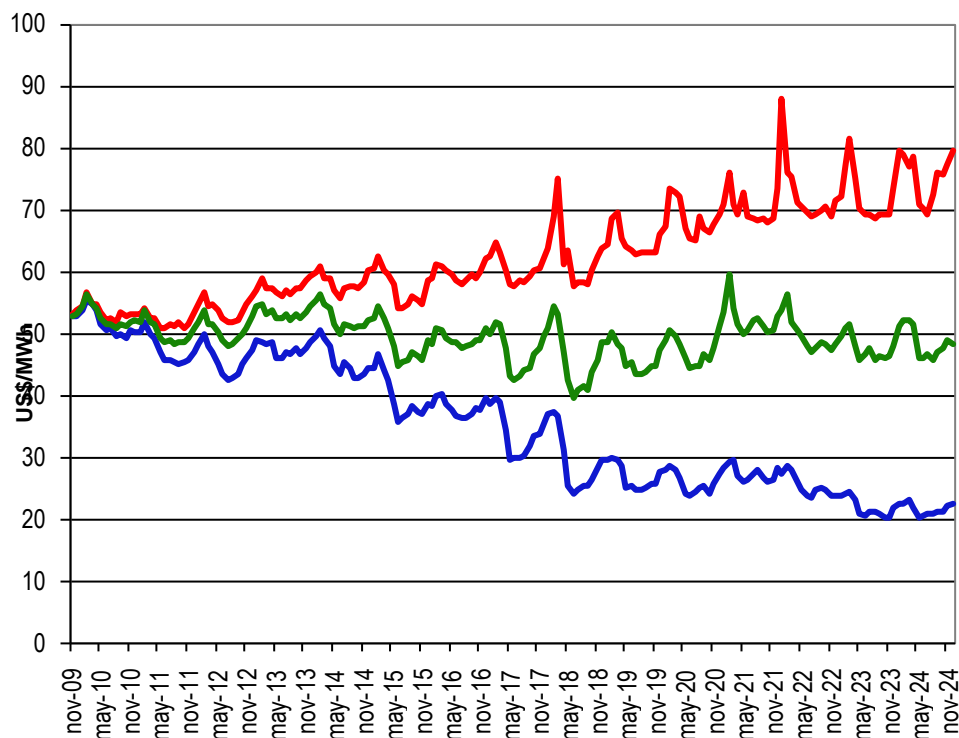
✓ Horizonte 2010 – 2018.

✓ Sin expansión adicional a la del CxC (proyectos con Obligaciones de Energía Firme).

✓ Escenarios de demanda alto, medio y bajo.

✓ Autónomo: Sin considerar interconexiones.

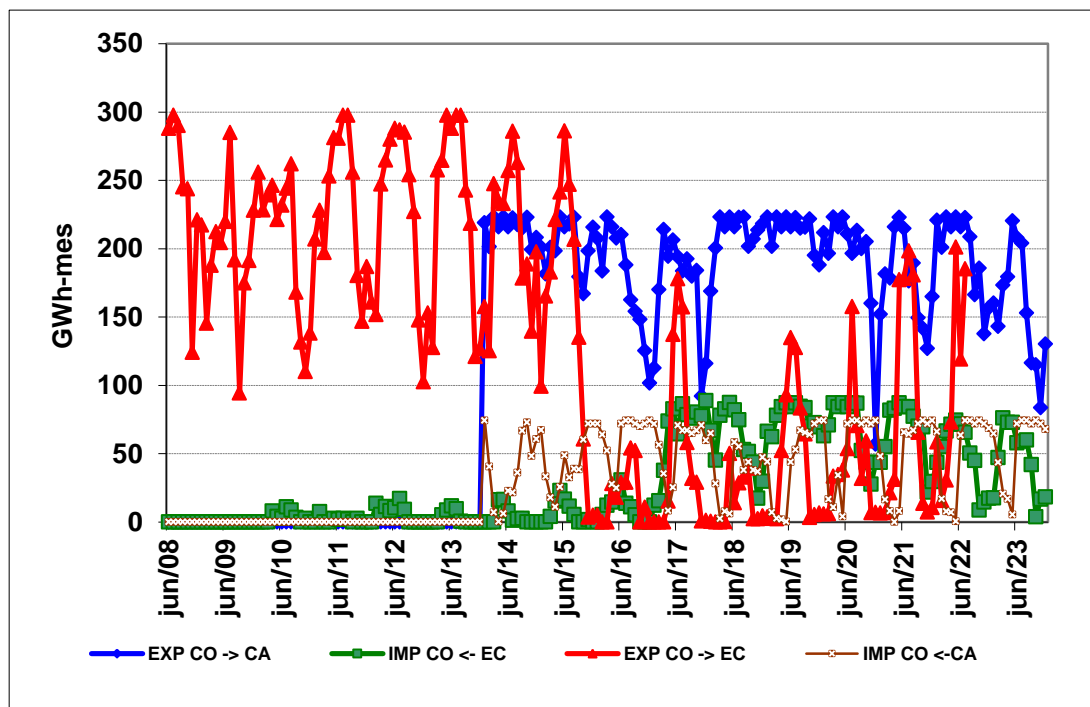
Costo Marginal – Alternativa 1



- ✓ Horizonte 2010 – 2024.
- ✓ Expansión del CxC.
- ✓ Escenarios de demanda alto, medio y bajo.
- ✓ Considera interconexiones (Ecu y Pan).
- ✓ Se identifican los requerimientos de expansión en generación adicionales a los proyectos del CxC, verificando criterios de confiabilidad (valor esperado de racionamiento y casos fallados).

Esta alternativa conserva la tendencia presentada en los resultados obtenidos en la subasta del cargo por confiabilidad, es decir, el sistema se expande con aquellos recursos con los cuales se tiene mayor disponibilidad.

Exportaciones e Importaciones Alternativa 1



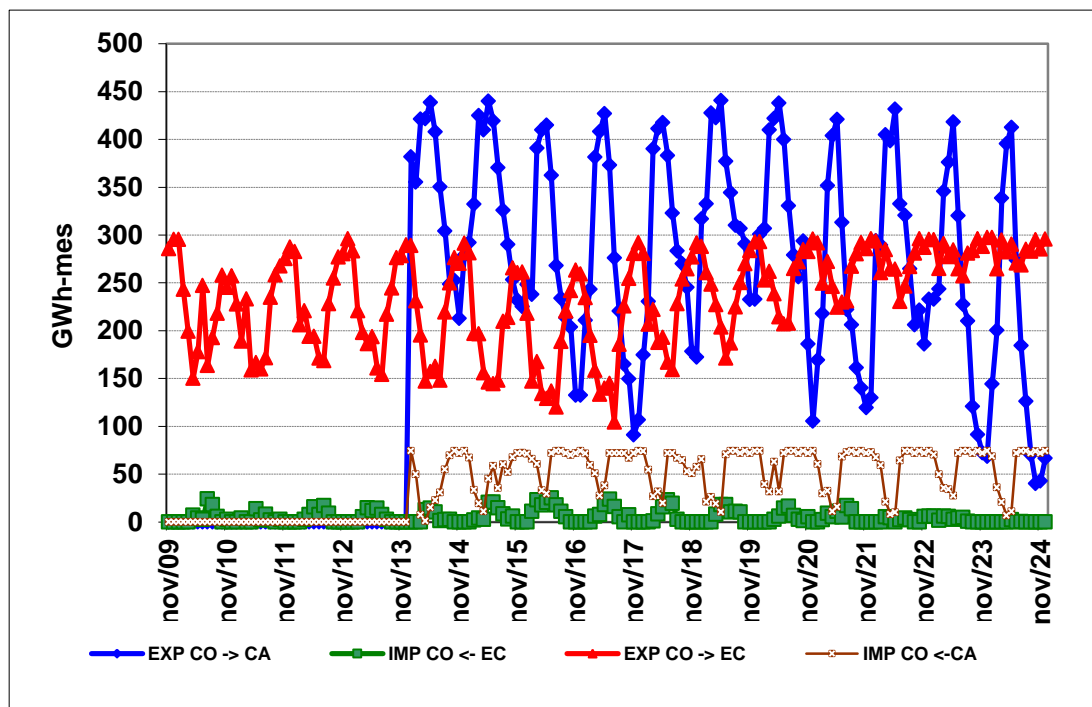
En este escenario, las exportaciones a Ecuador se ven afectadas a partir del 2017 por la entrada del proyecto Coca Codo Sinclair en Ecuador (1,200 MW).

Expansión Alternativa 1

AÑO	HIDRO	GAS	CARBON	COG	COMB. LIQ
2010	174.9	169		19	
2011	640				
2012			150		210
2013	135.2				
2014	1280				
2015	400				
2016					
2017					
2018	1200				
2019					
2020					
2021			300		
2022	1300				
2023					
2024		300			
SUBTOTAL	5130.1	469	450	19	210
TOTAL	6278.1				

Con este escenario se requiere una capacidad adicional de 1,900 MW a los proyectos del CxC (que se encuentran en desarrollo) para cumplir los criterios de confiabilidad.

Exportaciones e Importaciones Alternativa 2



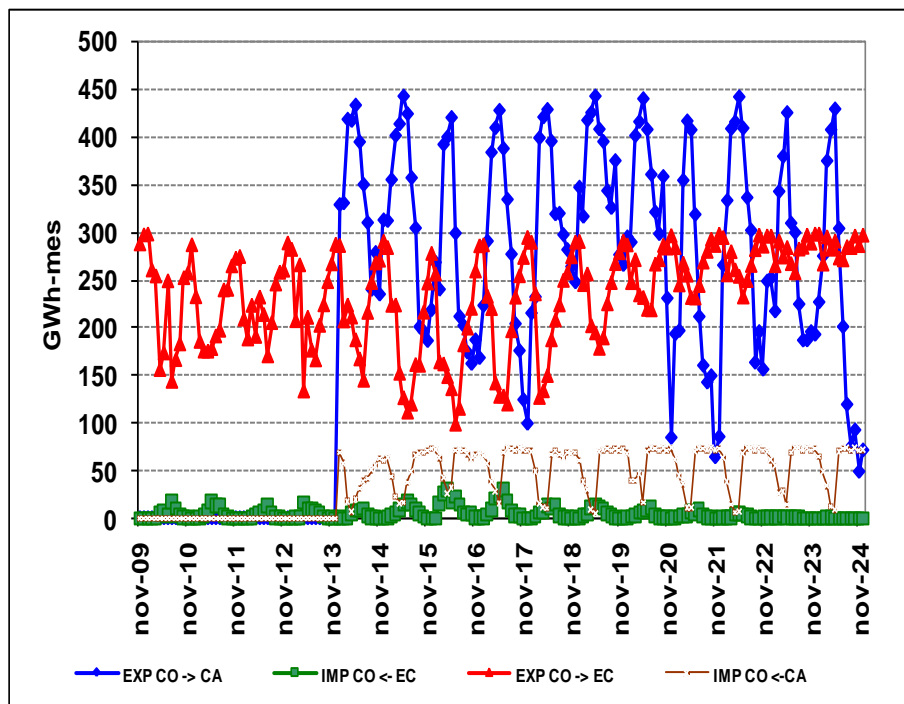
Al considerar un atraso en el proyecto Coca Codo Sinclair, más allá del periodo de planeamiento, es decir, más allá del 2024, se observan exportaciones permanentes.

Escenario 3: Articulación con el Plan de Abastecimiento de Gas

Se plantea un ejercicio partiendo de un escenario de abastecimiento crítico de gas natural, justificando la importación de gas para abastecer la demanda nacional. Las alternativas que se están contemplando como posibles escenarios son los siguientes:

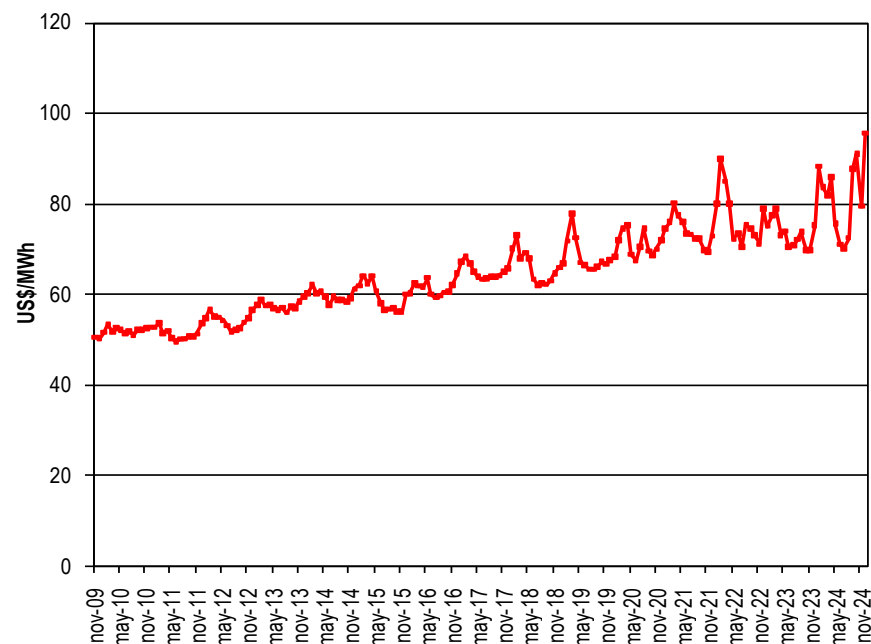
1. Se considera la posibilidad de una planta de regasificación de gas natural
2. El plan de abastecimiento esta considerando una importación desde Venezuela
3. Desarrollar las reservas internas de los pozos que están operando
4. Nuevos descubrimientos de gas

Exportaciones e Importaciones Alternativa 3



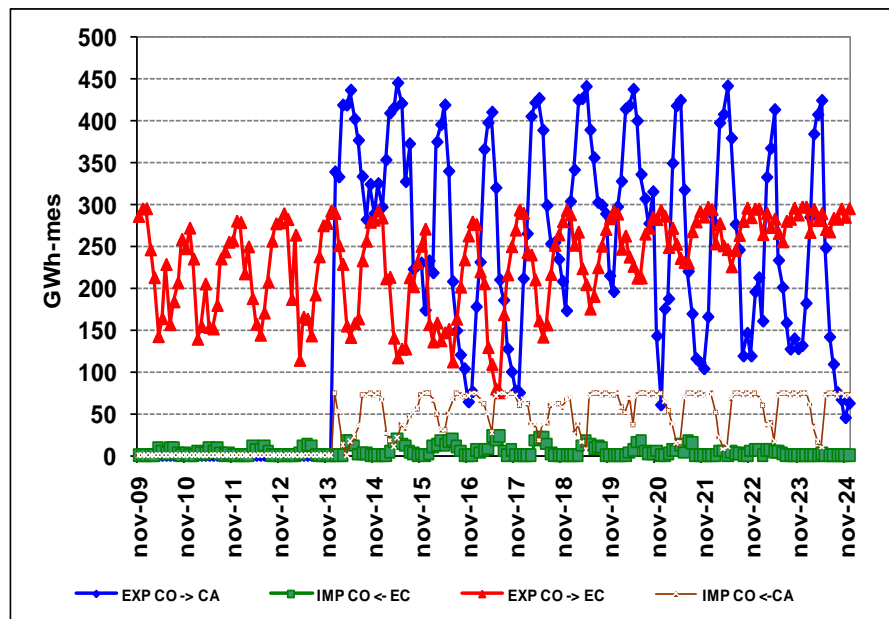
Al considerar un atraso en el proyecto Coca Codo Sinclair, más allá del periodo de planeamiento, es decir, más allá del 2024, se observan exportaciones permanentes.

Costo Marginal Alternativa 3

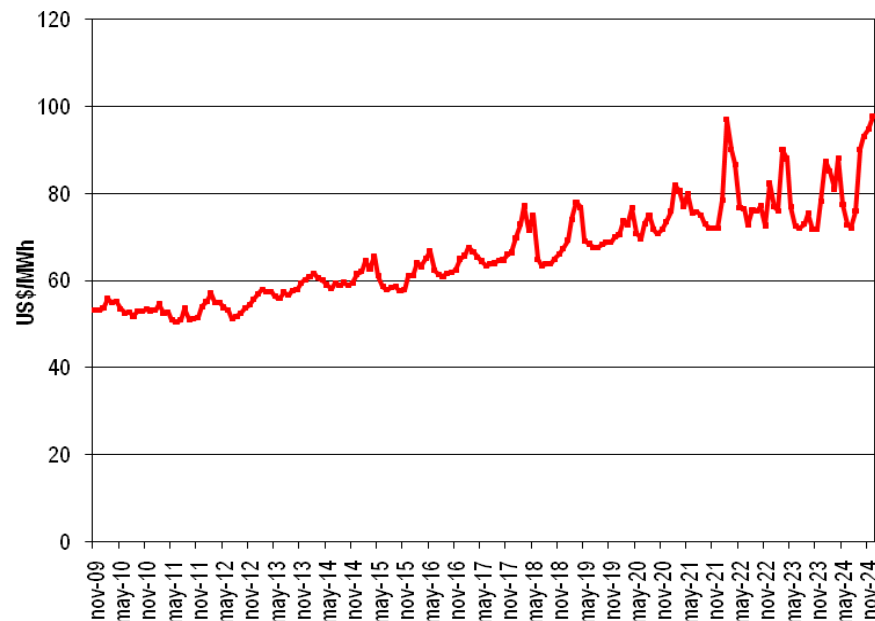


El costo marginal se incrementa a partir del 2016, momento en el que se está considerando un incremento en los precios del gas al considerar la instalación de una planta de regasificación.

Exportaciones e Importaciones Alternativa 4



Costo Marginal Alternativa 4



Se retiran algunas unidades que han estado operando por más de 30 años.

Entre el 2014 y 2015 se retiraron 211 MW.

Expansión Requerida Alternativa 4

AÑO	HIDRO	GAS	CARBON	COG	COMB. LIQ
2010	174.9	169		19	
2011	640				
2012			150		210
2013	135.2				
2014	1280				
2015	400				
2016					
2017					
2018	1200		150		
2019					
2020					
2021			300		
2022	1300				
2023					
2024		300			
SUBTOTAL	5130.1	469	600	19	210
TOTAL	6428.1				

Se requiere una capacidad adicional a los proyectos que se encuentran en desarrollo de 2,050 MW **para cumplir los criterios de confiabilidad**. Es decir, 150 MW adicionales a los requeridos en el Escenario 1.

Conclusiones:

Entre el corto y mediano plazo, 2010 – 2018, no se observan requerimientos de capacidad instalada en el sistema considerando el escenario alto de proyecciones de demanda de energía.

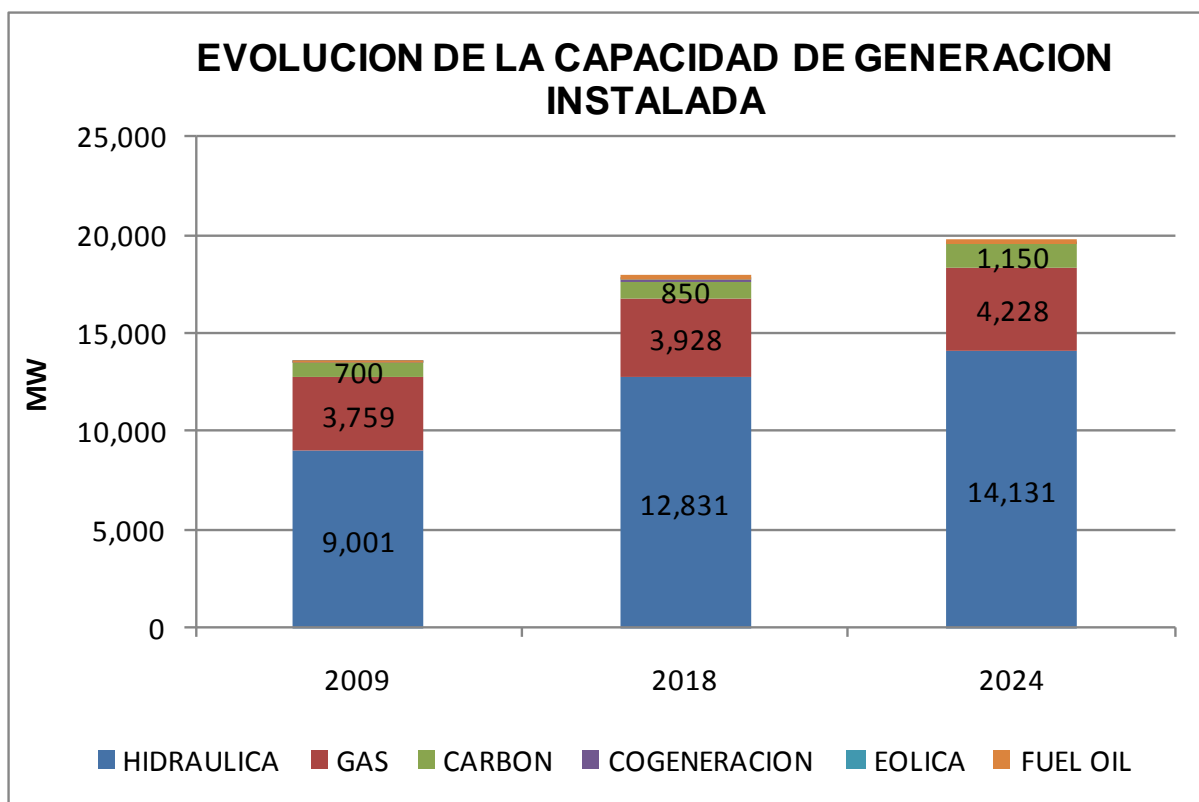
En el largo plazo, y bajo los supuestos descritos en el presente Plan, los cuales sirvieron como base para las simulaciones, el sistema colombiano requiere la instalación de 1,900 MW adicionales a la expansión definida a través del mecanismo del cargo por confiabilidad, y 2050 MW si se considera el retiro de algunas plantas de generación instaladas hace más de treinta años y que pueden ser sustituidas o repotenciadas, es decir, se requerirían 150 MW térmicos, preferiblemente a carbón, para compensar dicho retiro.

Los diferentes escenarios analizados muestran que al evaluar las interconexiones internacionales desde el punto de vista energético hacia Centro América y Ecuador, Colombia presenta una característica de exportador. Sin embargo, dichos intercambios son altamente sensibles a la dinámica de desarrollo de los proyectos de los países vecinos.

Conclusiones:

Se presenta la evolución de capacidad de generación instalada en el país. Hasta 2018 se consideran solo los proyectos resultantes de la subasta del CXC y entre 2018 y 2024 se considera la capacidad adicional requerida de acuerdo con los resultados del ***Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2010-2024***.

De una capacidad de **13,543 MW** en el año 2009, se pasaría a **17,921MW** en el año 2018 y **19,821** en el año 2024



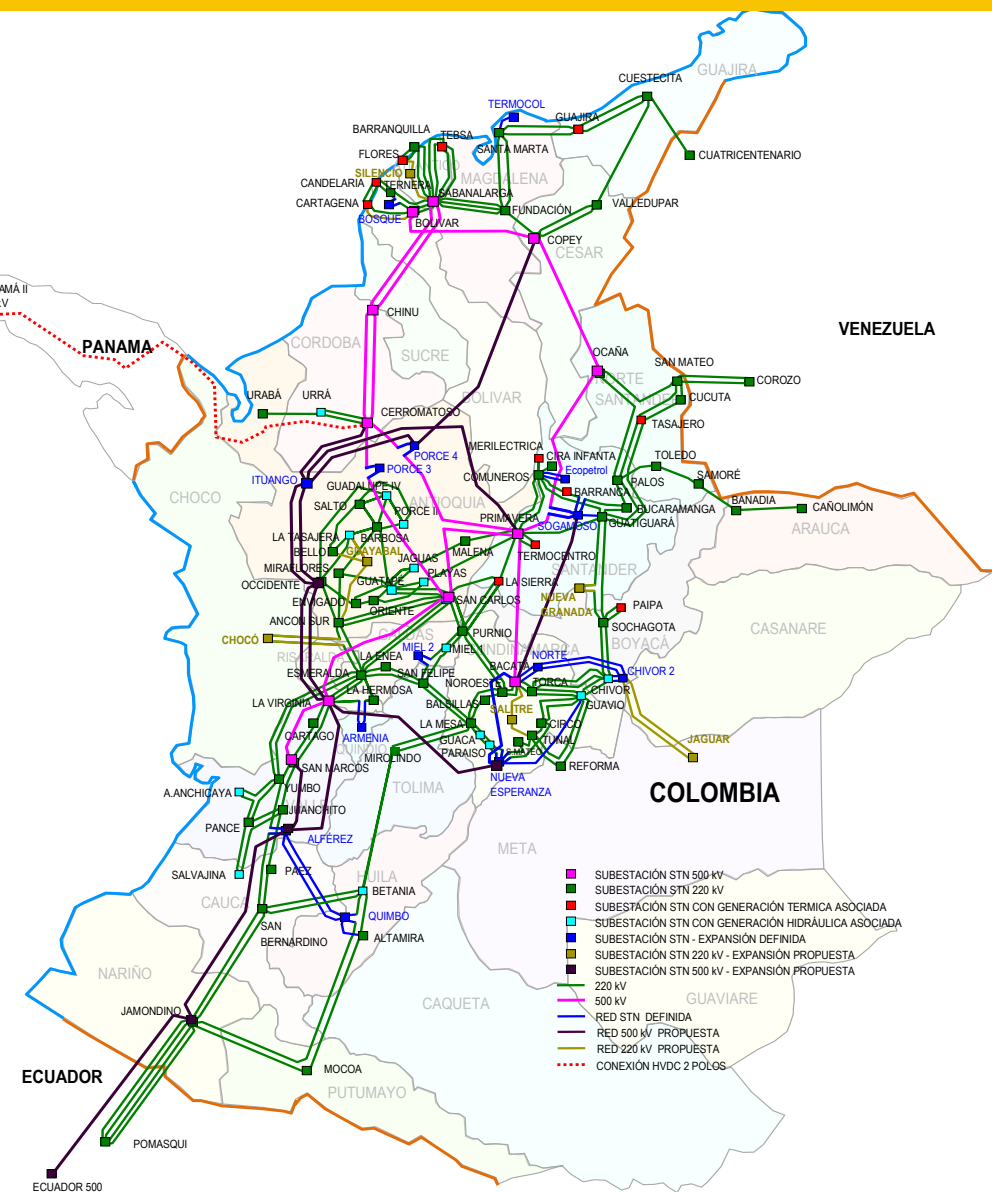
- Marco Institucional
- Marco legal
- Entorno Económico colombiano.
- Sistema eléctrico colombiano.
- Metodología de Planificación.
- Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2010 – 2024.

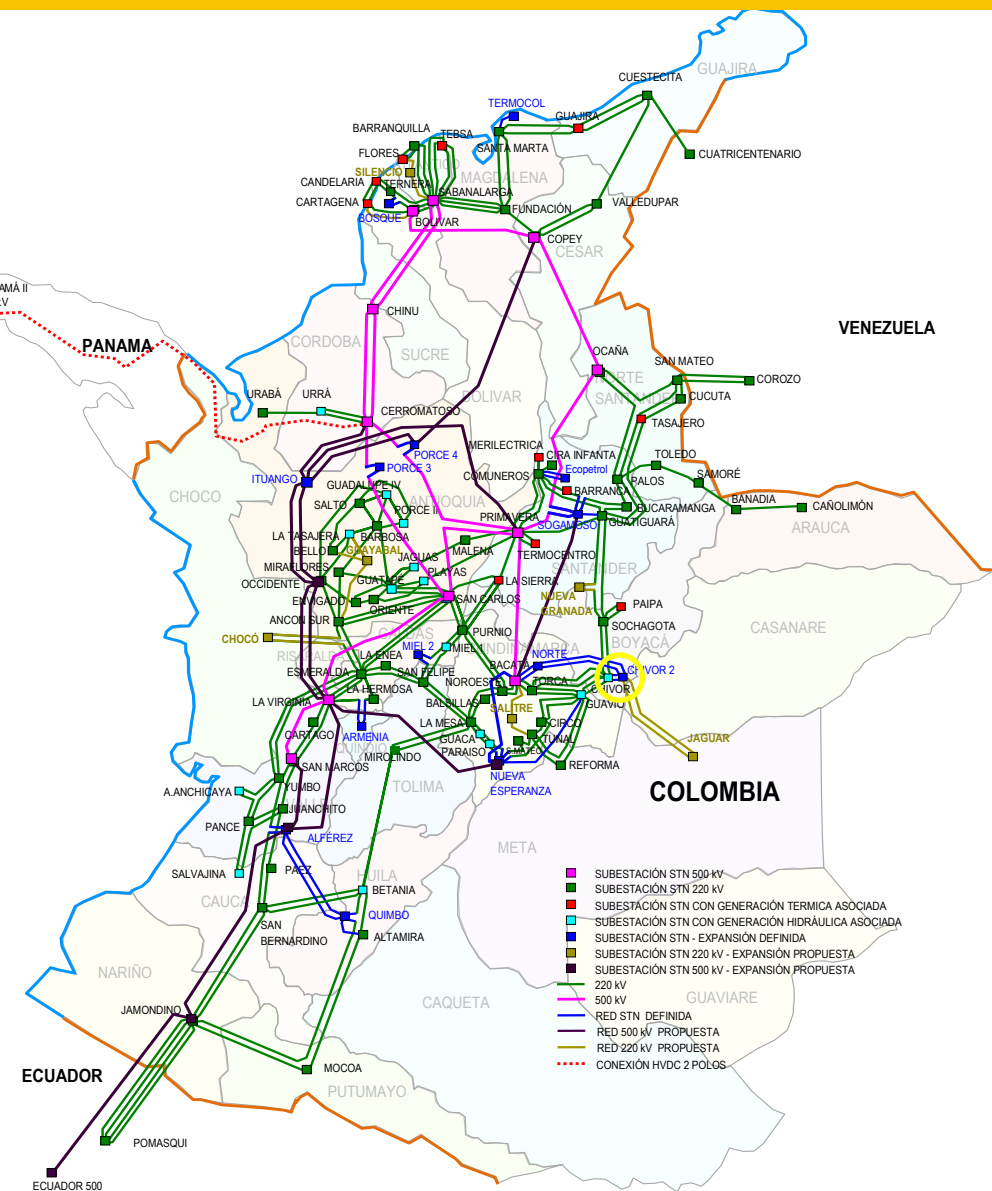
Proyecciones Nacionales de Demanda

Plan de Expansión en Generación 2010-2024

Plan de Expansión en Transmisión 2010-2024

- Convocatorias Públicas (Transmisión).

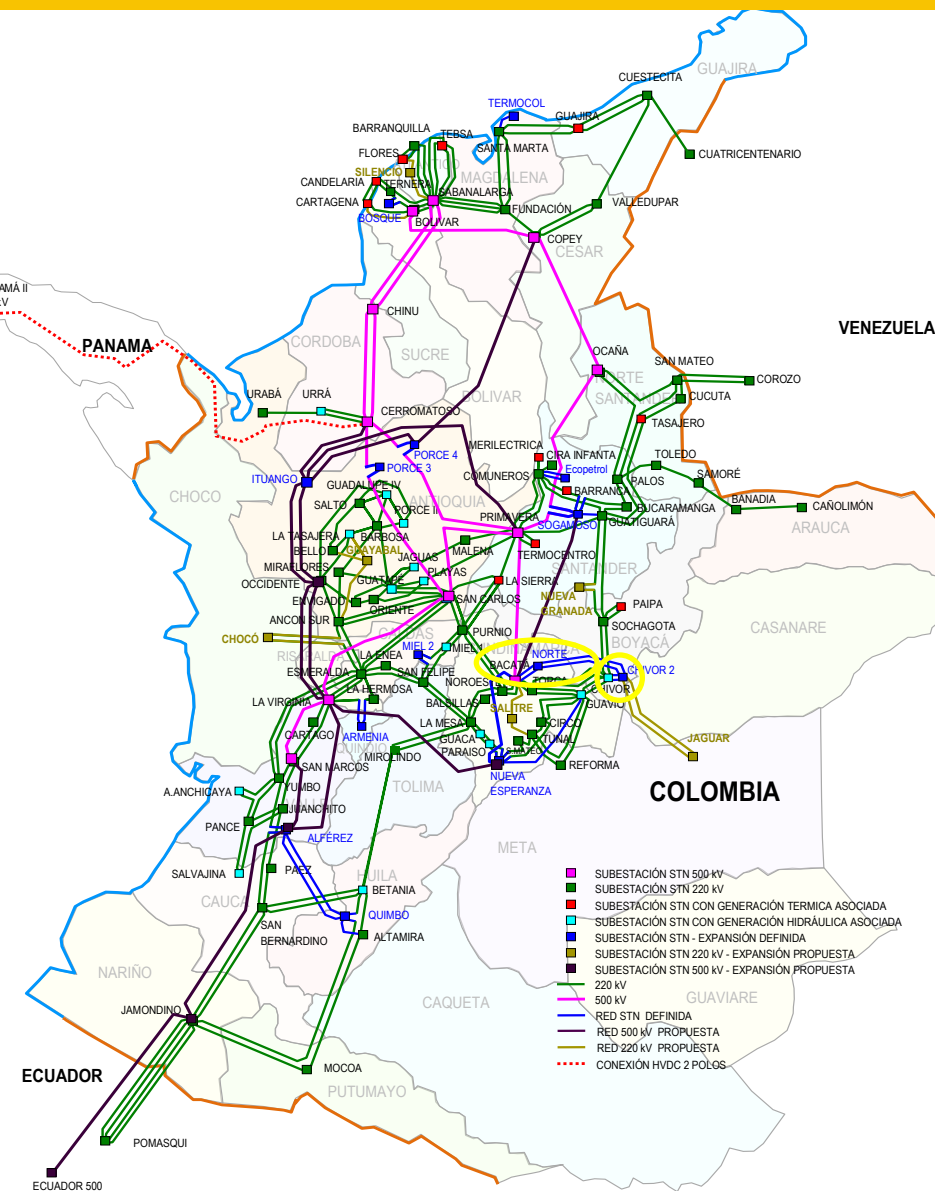




PROYECTOS DE TRANSMISIÓN DEFINIDOS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN 2010 - 2024

(1) Proyecto Chivor II 230 KV

- Nueva Subestación Chivor II a 230 kV.
- Doble enlace Chivor – Chivor II 230 kV, de 5 km aproximadamente.
- Fecha de entrada en Operación:
30/11/2013 2.399 km



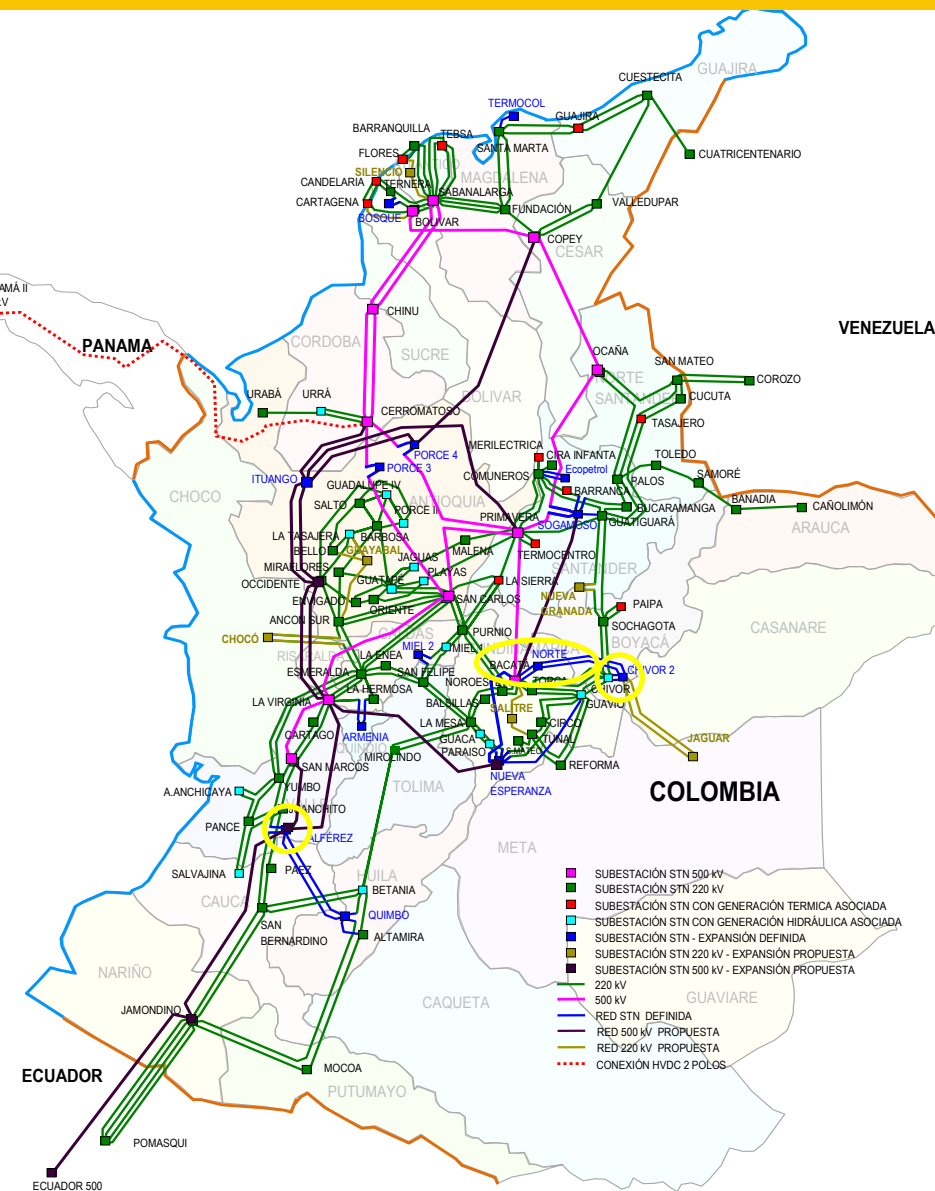
PROYECTOS DE TRANSMISIÓN DEFINIDOS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN 2010 - 2024

(1) Proyecto Chivor II 230 KV

- Nueva Subestación Chivor II a 230 kV.
- Doble enlace Chivor – Chivor II 230 kV, de 5 km aproximadamente.
- Fecha de entrada en Operación: 30/11/2013. 399 km

(2) Proyecto Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV

- Nueva subestación Norte 230/115 kV.
- Línea en doble circuito Chivor II – Norte 230 kV de 88 km aproximadamente.
- Línea en doble circuito Norte – Bacatá 230 kV de 27 km aproximadamente.
- Bahías de línea en Chivor II (2) y Bacatá (2) a 230 kV.
- Fecha de entrada en Operación: 30/11/2013.



PROYECTOS DE TRANSMISIÓN DEFINIDOS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN 2010 - 2024

(1) Proyecto Chivor II 230 KV

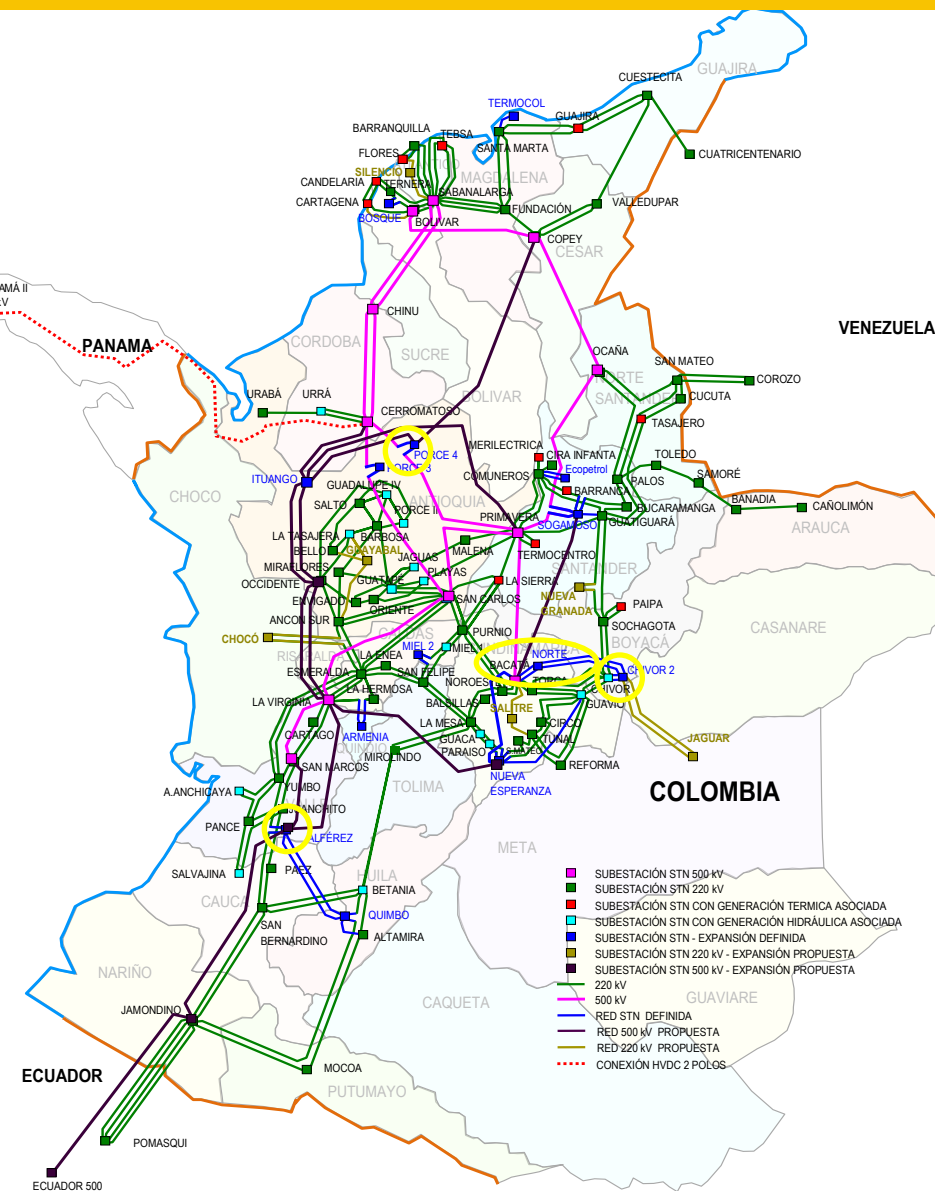
- Nueva Subestación Chivor II a 230 kV.
- Doble enlace Chivor – Chivor II 230 kV, de 5 km aproximadamente.
- Fecha de entrada en Operación: 30/11/2013. 399 km

(2) Proyecto Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV

- Nueva subestación Norte 230/115 kV.
- Línea en doble circuito Chivor II – Norte 230 kV de 88 km aproximadamente.
- Línea en doble circuito Norte – Bacatá 230 kV de 27 km aproximadamente.
- Bahías de línea en Chivor II (2) y Bacatá (2) a 230 kV.
- Fecha de entrada en Operación: 30/11/2013.

(3) Subestación Alférez 230 kV

- Nueva subestación Alférez 230 kV.
- Reconfigurar la línea Yumbo – San Bernandino 230 kV en Yumbo – Alférez y Alférez – San Bernandino.
- Disponibilidad de espacio para dos bahías de línea para la conexión de El Quimbo.
- Fecha de entrada en Operación: 30/11/2013.



PROYECTOS DE TRANSMISIÓN DEFINIDOS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN 2010 - 2024

(1) Proyecto Chivor II 230 KV

- Nueva Subestación Chivor II a 230 kV.
- Doble enlace Chivor – Chivor II 230 kV, de 5 km aproximadamente.
- Fecha de entrada en Operación: 30/11/2013. 399 km

(2) Proyecto Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV

- Nueva subestación Norte 230/115 kV.
- Línea en doble circuito Chivor II – Norte 230 kV de 88 km aproximadamente.
- Línea en doble circuito Norte – Bacatá 230 kV de 27 km aproximadamente.
- Bahías de línea en Chivor II (2) y Bacatá (2) a 230 kV.
- Fecha de entrada en Operación: 30/11/2013.

(3) Subestación Alférez 230 kV

- Nueva subestación Alférez 230 kV.
- Reconfigurar la línea Yumbo – San Bernandino 230 kV en Yumbo – Alférez y Alférez – San Bernandino.
- Disponibilidad de espacio para dos bahías de línea para la conexión de El Quimbo.
- Fecha de entrada en Operación: 30/11/2013.

(4) Conexión de Porce IV

- Nueva subestación Porce IV a 500 kV.
- Reconfigurar la línea Primavera – Cerromatoso 500 kV en Primavera – Porce IV y Porce IV – Cerromatoso
- Fecha de entrada en Operación: 31/09/2014.

Proyectos en Construcción

PROYECTO	ESTADO	INICIA OPERACIÓN
UPME 01-2007 Porce III 500 kV	<p>Avance del 86% frente a un programado del 100% (a junio 30). En junio 21 UPME emite concepto sobre prórroga de 3 meses. En junio 29 el MME expide la Resolución de prórroga. Dificultades por CAOP, las cuales fueron superadas. EPM realiza trabajos para que la primera unidad inicie operación en dic/2010</p>	30/sep/2010
UPME 01-2008 Nueva Esperanza	<p>R CREG 075 de 2010 oficializa el IAE para EPM. Se firmó el contrato de Interventoría. Tiempo de ejecución: 26 meses. <u>Proyecto de “Embalse Alto Muña” del Acueducto de Bogotá reduce posibilidades de ubicación de la subestación.</u> La UPME encontró viable reubicar el lote de la subestación.</p>	31/ago/2012
UPME 02-2008 El Bosque	<p>Avance del 23% verificado, frente a un programado del 29% (a junio 30) La subestación va en cronograma. Se modificó el sitio de transición de línea aérea a subterránea evitando dificultades con la comunidad. Planeación Distrital emitió concepto No Favorable al trazado por la Ciénaga de la Virgen y vía perimetral en consideración al POT. Sin trazado no hay consultas previas ni EIA para el MAVDT. La Licencia Ambiental debería estar aprobada en dic/2010 para no comprometer la construcción. En este momento está comprometida la oportunidad del proyecto. Reunión ISA-UPME-Interventor para indagar sobre Plan de Acción y Mapa de Riesgos</p>	20/may/2011

Próximos Proyectos por Construir (Resultado del Plan de Expansión 2009-2023)

PROYECTO	ESTADO
UPME 01-2009 Reactores	Se publicaron los Documentos de Selección
UPME 02-2009 Armenia	El OR constituyó la garantía Se hace necesario modificar la entrada en operación, de noviembre de 2011 para noviembre de 2012.
UPME 03-2009 Miel II	A la espera de confirmación de fecha de entrada en operación comercial para proceder a solicitar garantía al generador e iniciar proceso de Convocatoria
UPME 04-2009 Sogamoso	El Inversionista de Transmisión debe estar seleccionado antes de diciembre de 2010. En trámite solicitud de la garantía al promotor.
UPME 05-2009 Quimbo	Se confirmó que la entrada en operación comercial será la misma de inicio de obligaciones de energía firme OEF (nov/2014). El Inversionista deberá estar seleccionado antes de junio de 2011.

- Marco Institucional
- Marco legal
- Entorno Económico colombiano.
- Sistema eléctrico colombiano.
- Metodología de Planificación.
- Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2010 – 2024.

Proyecciones Nacionales de Demanda

Plan de Expansión en Generación 2010-2024

Plan de Expansión en Transmisión 2010-2024

- Convocatorias Públicas (Transmisión).

Mecanismo licitatorio que elige como Inversionista de una obra de la red de Transmisión (≥ 220 kV) a quien haya ofertado el menor valor presente de las anualidades por 25 años.

Las obras que se ejecutan bajo este mecanismo, se definen mediante el “**Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión**”.

Se debe seleccionar un Interventor. El costo de la interventoría se debe incorporar en la Oferta.

La CREG establece condiciones específicas referente a las anualidades (límites de variación).

El Inversionista asume la totalidad de los riesgos y costos, incluso el trámite de licenciamiento ambiental del proyecto.

No intermedia contrato entre el Estado y el Inversionista. La CREG expide una Resolución de aprobación del Ingreso Anual Esperado IAE que le da el derecho al Inversionista a recibir las anualidades correspondientes durante los primeros 25 años.

Después del año 25 remuneración con base en unidades constructivas definidas por la CREG.

La metodología de remuneración de la actividad de Transmisión es Ingreso Máximo.

La UPME está delegada para desarrollar el mecanismo de Convocatorias Públicas (selección del Inversionista e Interventor).

La UPME establece las condiciones técnicas del proyecto y las condiciones de selección según la normatividad vigente.

Los nuevos Transmisores resultantes de un proceso de selección, se deberán dedicar única y exclusivamente a esta actividad dentro del sector.

Normatividad relevante, sin sujetarse únicamente a las presentes referencias:

Ley 143 de 1994, art. 85. Las decisiones de inversión en transmisión constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos en la ejecución y explotación de los proyectos.

Resolución MME 181313 de 2002. Para determinar o no la existencia de potenciales inversionistas que asuman integralmente los riesgos de la ejecución y explotación de los proyectos, se debe agotar el mecanismo de las convocatorias públicas.

Resolución MME 180924 de 2003. Establece y desarrolla el mecanismo de las Convocatorias Públicas para la ejecución de los proyectos definidos en el *Plan de Expansión de Transmisión* del SIN: Invitación abierta; selección de propuestas a mínimo costo (mejor oferta); la selección no implica riesgos por parte de la Nación; el agente seleccionado se encargará de todas las gestiones de licenciamiento ambiental; el ingreso que solicite el Inversionista deberá reflejar toda la estructura de costos y de gastos en que incurra en desarrollo de su actividad; los participantes tendrán la posibilidad de manifestar observaciones a la calificación; se seleccionará un Interventor que certificará cumplimiento del cronograma, requisitos técnicos y normatividad vigente; la CREG se podrá pronunciar respecto de la determinación de un valor máximo de adjudicación.

Resolución MME 180925 de 2003. Delega en la UPME el desarrollo del mecanismo de Convocatorias Públicas.

Resolución CREG 022 de 2001 y sus modificaciones. Referente al Ingreso Anual Esperado, establece que deberá reflejar los costos asociados con la pre-construcción y construcción, el costo de oportunidad del capital invertido y los gastos de AOM.

Resolución CREG 093 de 2007. Exige garantía al Transmisor que ejecutará la obra. En caso de conexión de usuarios, se solicita garantía previa al usuario (generador, OR o usuario final).

Resultado del Plan de Expansión 2009-2023

PROYECTO	ESTADO
UPME 01-2009 Proyecto Reactores Tres reactores inductivos en las subestaciones Altamira, Mocoa y San Bernardino a 230 kV	En trámite de selección del Interventor. Selección del Inversionista, presentación de Ofertas, prevista para noviembre 10 de 2010. Entrada en operación prevista para abril 30 de 2012.

El ***Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2009 – 2023*** con la descripción y justificación de los proyectos, puede ser consultado en la página web de la UPME:

http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2009/Plan_Expansion_2009-2023.pdf

Proyectos en Construcción

PROYECTO	ESTADO	INICIA OPERACIÓN
UPME 01-2007 Porce III 500 kV	En septiembre 30 se declaró en operación comercial la subestación y las líneas asociadas..	30/sep/2010
UPME 01-2008 Nueva Esperanza	<p>De un 14% programado del 14% se tiene un avance real del 10%. Las actividades en líneas representan el mayor atraso.</p> <p>Se avanza en especificaciones para efectos de contratos por el Inversionista.</p> <p>Tiempo de ejecución: 26 meses.</p> <p><u>Proyecto “Embalse Alto Muña” del Acueducto de Bogotá redujo posibilidades de ubicación de la subestación.</u></p> <p>Finalmente se seleccionó el sitio de la subestación.</p>	31/ago/2012
UPME 02-2008 El Bosque	<p>Avance del 27% verificado, frente a un programado del 37% (a agosto 31)</p> <p>Se reportan avances, sin embargo, en cuanto a la línea, no se ha avanzado frente a los permisos de la Secretaría Distrital de Cartagena. El cronograma no le otorgó el peso suficiente a esta actividad por tanto, numéricamente el atraso no pareciera tan grave.</p> <p>Se mantiene el concepto No Favorable al trazado de la línea en consideración al POT por parte de la Secretaría de Planeación Distrital. Hoy 6 de octubre avanzan las gestiones con la Secretaría de Planeación.</p> <p>Sin trazado definido no hay consultas previas ni EIA para el MAVDT.</p> <p>En este momento ya no es alcanzable dic/2010 como fecha más tardía para lograr el licenciamiento ambiental, por tanto el proyecto entró en ruta crítica.</p> <p>Se requiere un mapa de riesgos y plan de acción específico.</p> <p>La subestación va en cronograma.</p> <p>En este momento está comprometida la oportunidad del proyecto.</p>	20/may/2011

Próximos Proyectos por Construir (Resultado del Plan de Expansión 2009-2023)

PROYECTO	ESTADO
UPME 01-2009 Reactores	En trámite de selección del Interventor. Selección del Inversionista prevista para noviembre 10 de 2010. Entrada en operación prevista para abril 30 de 2012.
UPME 02-2009 Armenia	En trámite la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto para noviembre de 2012. Se publicó un documento genérico con las condiciones técnicas del proyecto.
UPME 03-2009 Miel II	A la espera de confirmación de fecha de entrada en operación comercial para proceder a solicitar garantía al generador e iniciar proceso de Convocatoria
UPME 04-2009 Sogamoso	En trámite solicitud de la garantía al promotor para dar apertura oficial a la Convocatoria. Entrada en operación de la red de transmisión prevista para junio 30 de 2013.
UPME 05-2009 Quimbo	Se confirmó que la entrada en operación comercial será la misma de inicio de obligaciones de energía firme OEF (nov/2014). El Inversionista deberá estar seleccionado antes de junio de 2011.

Proyectos del Plan 2010-2024

PROYECTO	OBRAS	UTILIDAD
Chivor Norte Bacatá	Doble circuito Chivor – Norte – Bacatá de 115 km Nueva Subestación Norte a 230 kV (Zipaquirá o Guaymaral o Simijaca). Entrada en operación en nov/2013 Convocatoria sujeto al estudio del OR	Reducción de restricciones Chivor/Guavio (Reducción costo operativo) Mayor confiabilidad Norte de la Sabana US\$ 50.1 Millones
Chivor II	Nueva subestación 230 kV en cercanía a la actual. Enlace entre Chivor y Chivor II Entrada en operación en nov/2013	Permite la conexión de nuevos usuarios como el proyecto Norte, Rubiales y posiblemente un refuerzo para el Meta. US\$ 7.2 Millones Se avanza en la ubicación de la subestación.
Alfárez	Nueva Subestación Alfárez a 230 kV Reconfiguración Yumbo – San Bernardino 230 kV Entrada en operación en nov/2013	Ampliación de transformación por agotamiento de capacidad. Confiabilidad. Viabiliza conexión del doble circuito proveniente desde Quimbo. US\$ 11.2 Millones
Porce IV	Nueva Subestación Porce IV 500 kV Reconfiguración de Primavera – Cerro 500 kV Entrada en operación en oct/2014	Permite viabilizar la conexión de la central de generación US\$ 23.5 Millones
Reconfiguración de Subestaciones	Listado de Subestaciones que pueden ser objeto de reconfiguración. Evaluación técnica y económica. Para aquellas viables se priorizarán obras en función de la necesidad y simultaneidad en mantenimientos y otras obras.	Mayor confiabilidad y seguridad

El Plan de Expansión 2010-2024 define obras en Transmisión por cerca de **US\$ 92 Millones**

Inversiones en Transmisión próximos 6 años

PROYECTO	AÑO ENTRADA	COSTO U.C. Millones US\$ dic/08	OFERTA Millones US\$	OBSERVACIÓN
Porce III 500 kV y obras asociadas (Conexión de la central de generación)	2010	34.27	11.4	En construcción
Reactores Sur del País 220 kV (Altamira, Mocoa, San Bernardino)	2011	5.25		Convocatoria, se adjudicará en oct/2010
El Bosque 220 kV (Cartagena)	2011	23.94	17.8	En construcción
Reconfiguración Subestación Santa Marta 220 kV	2011	2.75		Ampliación a cargo del Transportador
Armenia 220 kV (Área CRQ)	2011	14.83		Convocatoria, se adjudicará en oct/2010 Costo incluye STR
Nueva Esperanza 500/220 kV (Bogotá)	2012	76.23	20.23	En construcción
Miel II 220 kV (Conexión de la central de generación)	2012	3.65		Convocatoria, se adjudicará en mar/2011
Sogamoso 500/220 kV (Conexión de la central de generación)	2013	35.86		Convocatoria, se adjudicará en dic/2010
Chivor II 220 kV		7.2		Definido en el Plan 2010-2024 Convocatoria, se adjudicará antes de jun/2011
Chivor II - Norte - Bacatá 220 kV (Norte Sabana)	2013	50.1		Definido en el Plan 2010-2024 Convocatoria, se adjudicará antes de jun/2011. Costo incluye STR
Alfárez 220 kV (Cali)	2013	11.2		Definido en el Plan 2010-2024 Convocatoria, se adjudicará antes de jun/2011. Costo incluye STR.
Quimbo 220 kV (Conexión de la central de generación)	2014	31.84		Convocatoria, se adjudicará antes de jun/2011

Inversiones en Transmisión próximos 6 años

PROYECTO	AÑO ENTRADA	COSTO U.C. Millones US\$ dic/08	OFERTA Millones US\$	OBSERVACIÓN
Bello - Guayabal - Ancón 220 kV (Medellín)	2015	37.17		En análisis. Se definirá en el Plan 2011-2025
Porce IV 500 kV (Conexión de la central de generación)	2015	23.5		Definido Plan 2010-2024 Convocatoria, se adjudicará antes de jun/2011
Enlace Bogotá - Valle 500 kV	2016	61.06		En análisis. Se definirá en el Plan 2011-2025
Ituango 500 kV (Conexión de la central de generación)	2016	190.18		En análisis. Se definirá en el Plan 2011-2025
Enlace Medellín - Valle 500 kV (Puede hacer parte de la obra de Ituango)	2016	143.38		En análisis. Se definirá en el Plan 2011-2025
TOTAL		667.4		

* La valoración incluye obras del STR.

Resultados Convocatorias UPME – obras de transmisión

CONVOCATORIA	OBJETO	VALOR ESTIMADO	VALOR OFERTA GANADORA	AHORROS POR:	DESCRIPCIÓN PROYECTO
UPME-01-2003	Selección de un inversionista para el diseño, adquisición de suministros, construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión a 500 kV Primavera - Bacatá y obras asociadas.	US\$ 175 millones	US\$ 105.7 millones	US\$ 69.3 millones	Interconexión eléctrica entre el interior del país y la costa atlántica.
UPME-02-2003	Selección de un inversionista para el diseño, adquisición de suministros, construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión a 500 kV Bolívar - Copey - Ocaña - Primavera y obras asociadas.	US\$ 320 millones	US\$ 189.1 millones	US\$ 130.8 millones	
UPME-03-2003	Selección de un inversionista para el diseño, adquisición de los suministros, construcción, puesta en servicio, operación y mantenimiento de 2 x 30 MVar de compensación capacitiva a 115 kV en la subestación Belén. (Cúcuta)	US\$ 2.26 millones	US\$ 1.65 millones	US\$ 0.61 millones	Mejorar el perfil de tensión en el área Nordeste (Santander y Norte de Santander) y reducir los requerimientos de reactivos de las plantas de generación del área
UPME-04-2003	Selección de un inversionista para el diseño, adquisición de los suministros, construcción, puesta en servicio, operación y mantenimiento de 75 MVar de compensación capacitiva a 115 kv en la subestación Noroeste (Bogotá).	US\$ 1.13 millones	US\$ 0.85 millones	US\$ 0.28 millones	Mejorar el perfil de tensión en el área Bogotá, reducir los requerimientos de reactivos de las plantas de generación del área y disminuir la cargabilidad de los transformadores de conexión al STN .
UPME-01-2004	Selección de un inversionista para el diseño, adquisición de los suministros, construcción, puesta en servicio, operación y mantenimiento de dos bancos de compensación capacitiva de 75 MVar cada uno (2 * 75 MVar) a 115kv en la subestación Tunal (Bogotá).	US\$ 2.26 millones	US\$ 1.33 millones	US\$ 0.933 millones	
UPME-01-2005	Selección de un inversionista para el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión a 230 kV circuito doble Betania - Altamira - Mocoa - Pasto (Jamondino) - frontera con Ecuador y obras asociadas	US\$ 90.0 millones	US\$ 41.5 millones	US\$ 48.5 millones	Refuerzo de la Interconexión eléctrica entre Colombia y Ecuador

Resultados Convocatorias UPME – obras de transmisión

UPME -01-2007	Seleccionar el Inversionista para el diseños, estudios, adquisición de los suministros, construcción, montaje, puesta en operación, administración, operación y mantenimiento de la Subestación Porce 500 kV y las líneas de transmisión asociadas,	US\$ 26.0 millones	US\$11.4 millones	US\$ 14.6 millones	Conexión del proyecto de generación Porce III al Sistema Interconectado Nacional – SIN.
UPME – 01 - 2008	Selección de un inversionista para el proyecto de diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Nueva esperanza (transformador de 450 MVA 500/230 kv), y las líneas de transmisión asociadas.	US\$ 76.2 millones	US\$ 20.0 millones	US\$ 56.2 millones	Confiabilidad y Seguridad para el área Bogotá.
UPME – 02 - 2008	Selección de un inversionista para el proyecto de diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Bosque 220 kV y las líneas de transmisión asociadas.	US\$ 25.25 millones	US\$ 17.8 millones	US\$ 7.44 millones	Confiabilidad y Seguridad para el área Bolívar.

AHORRO: diferencia entre la valoración estimada del proyecto con base en unidades constructivas, frente al valor de la menor oferta (oferta ganadora).

Con los procesos licitatorios de las Convocatorias Públicas, se han logrado ahorros cercanos a los US\$ 328 millones.

www.upme.gov.co

GRACIAS



Libertad y Orden

Ministerio de Minas y Energía
República de Colombia



upme

unidad de planeación minero energética