

Expansión de las redes para el fortalecimiento y consolidación de la distribución

Ángela Inés Cadena, Antonio Jiménez, Olga Ramírez, et al.
Directora General

13 de Noviembre de 2013



MinMinas
Ministerio de Minas y Energía

**PROSPERIDAD
PARA TODOS**

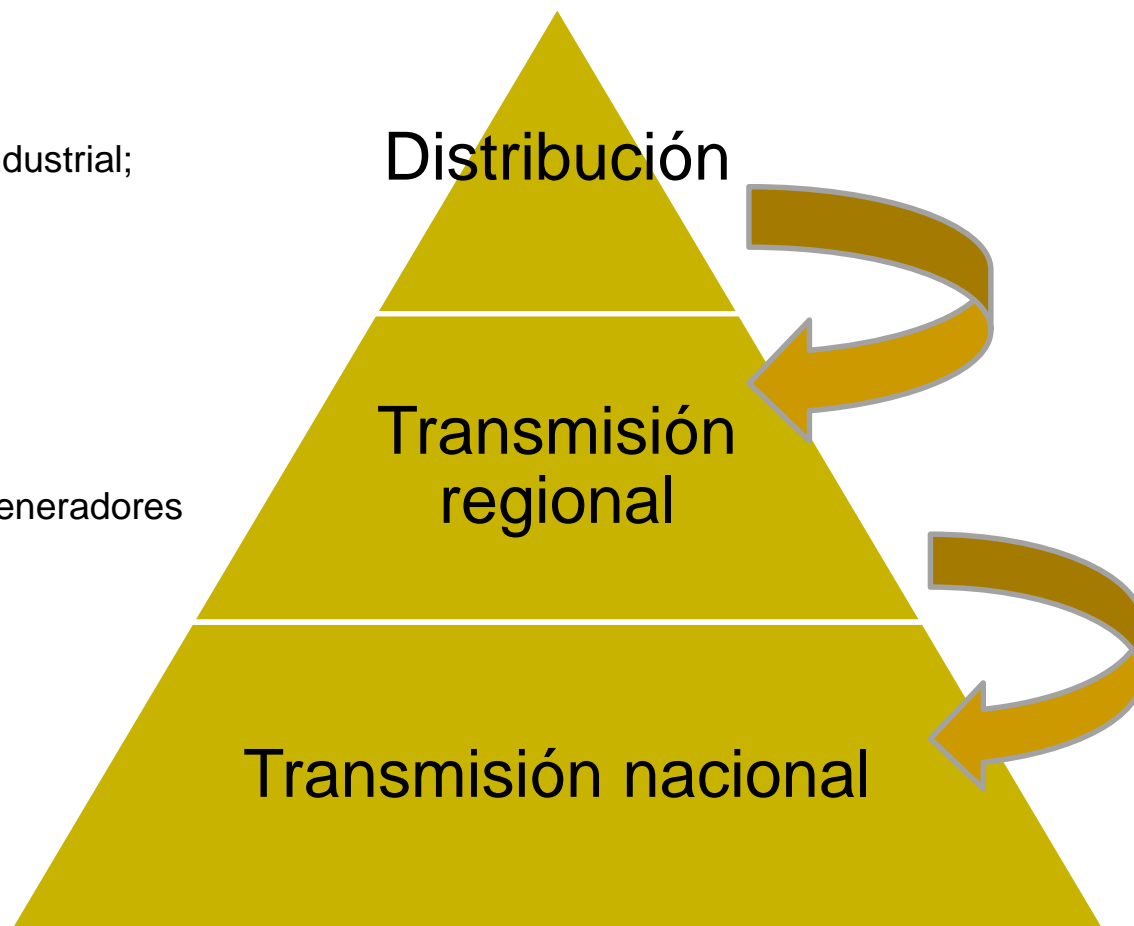
- Aspectos generales
- El sistema de transmisión nacional y los sistemas de transmisión regionales
- Aspectos complementarios expansión de redes: generación localizada, SMARTCAN
- El PIEC y los sistemas de distribución local

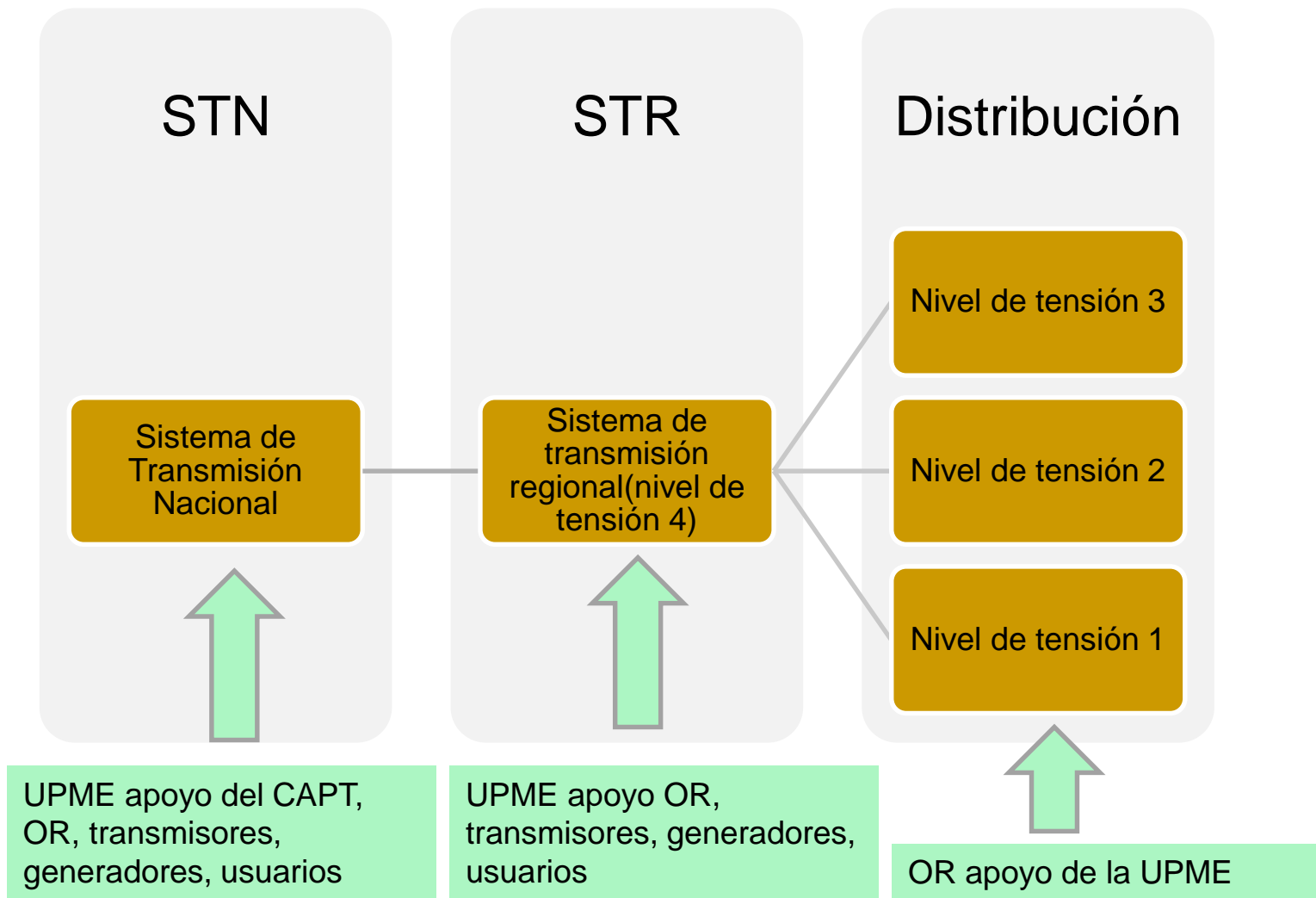
1. Aspectos generales

Demanda residencial, comercial, industrial;
generación pequeña escala

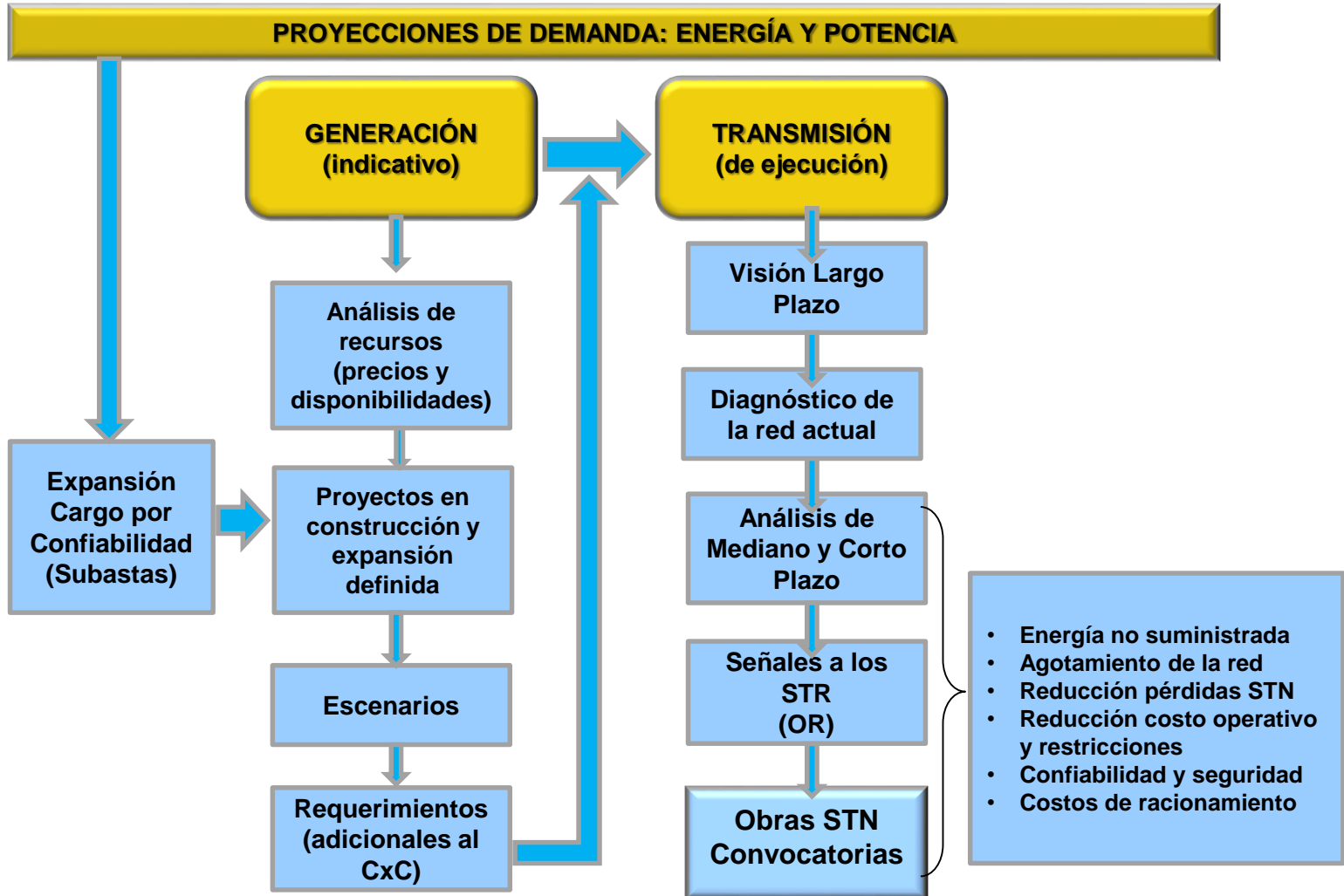
Demanda comercial, industrial;
generación e interconexión entre generadores

Demanda comercial, industrial;
generadores, conexión de
OR





2. Metodología de planeación de la expansión eléctrica



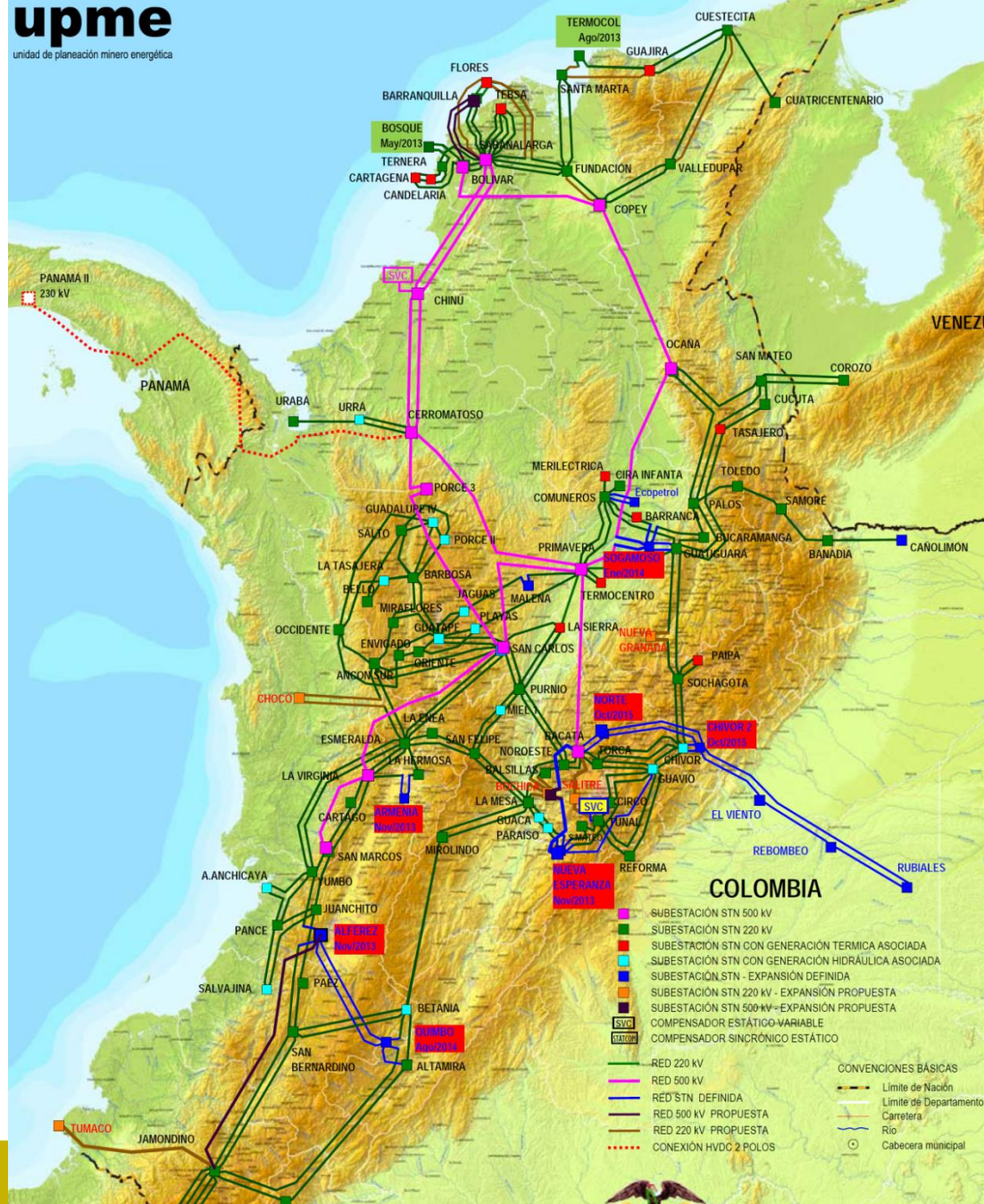
Proyectos en ejecución

PROYECTO	CONVOCATORIA	TRANSMISOR	OFERTA Millones US\$
NUEVA ESPERANZA 500/230 kV	UPME 01-2008	EPM	\$ 20.23
SOGAMOSO 500/230 kV	UPME 04-2009	ISA	\$ 38.60
ARMENIA 230 kV	UPME 02-2009	EEB	\$ 10.43
ALFEREZ 230 kV	UPME 01-2010	EEB	\$ 6.45
QUIMBO 230 kV	UPME 05-2009	EEB	\$ 89.23
CHIVOR II, NORTE, BACATÁ 230 kV	UPME 03-2010	EEB	\$ 44.84
Inversión en ejecución			\$ 209.79

El mapa indica fechas oficiales.

Fechas previstas:

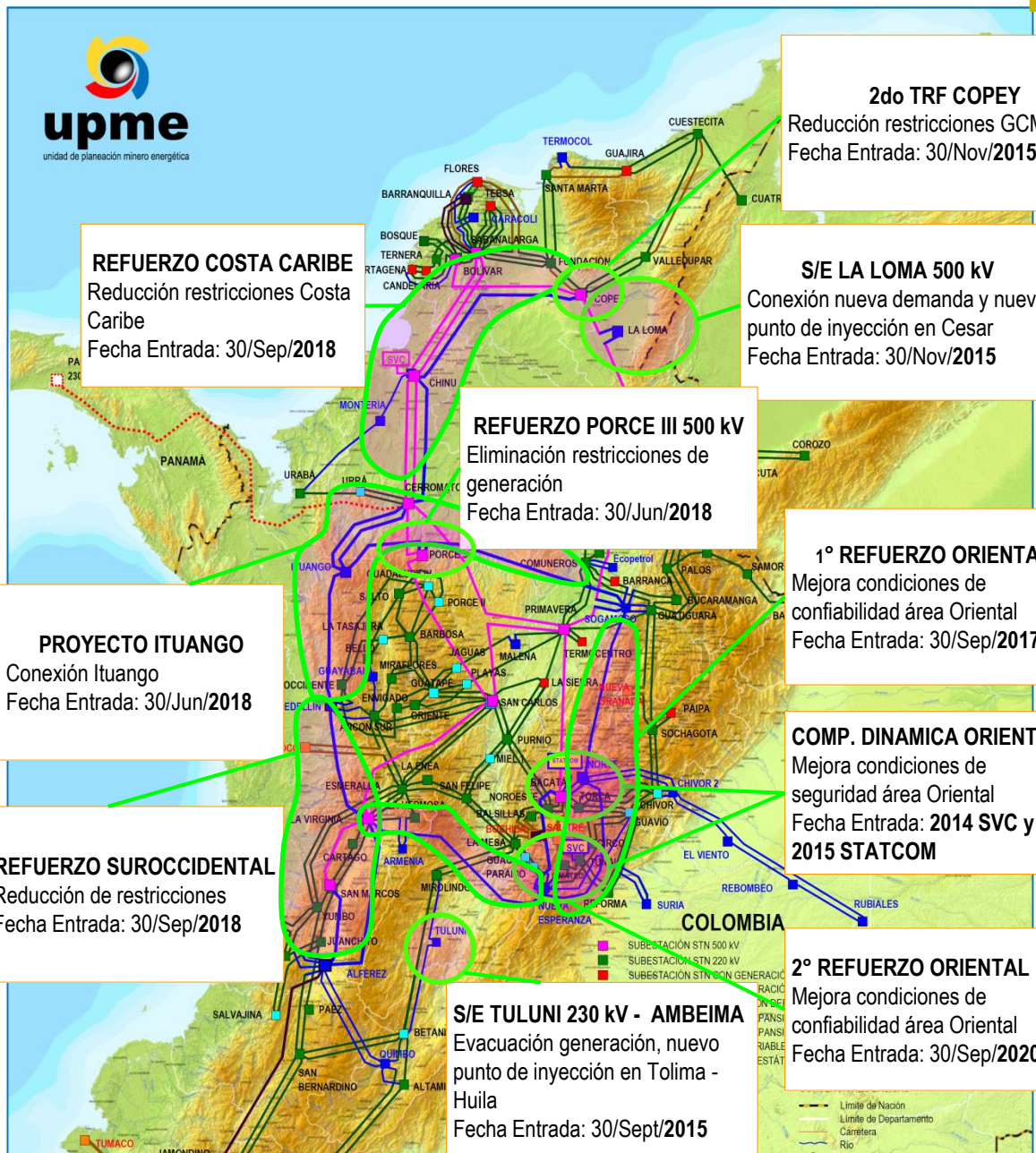
Nueva Esperanza:	dic/2015
Sogamoso:	may/2014
Armenia:	abr/2014
Alfárez:	feb/2014
Quimbo:	ago/2014-may/2015
Chivor-Norte-Bacatá:	oct/2015



Plan de Expansión de Transmisión 2013-2027

Red final

Estas obras están definidas en el Plan 2013 - 2017 y deberán estar en servicio en el período comprendido entre 2015 - 2020

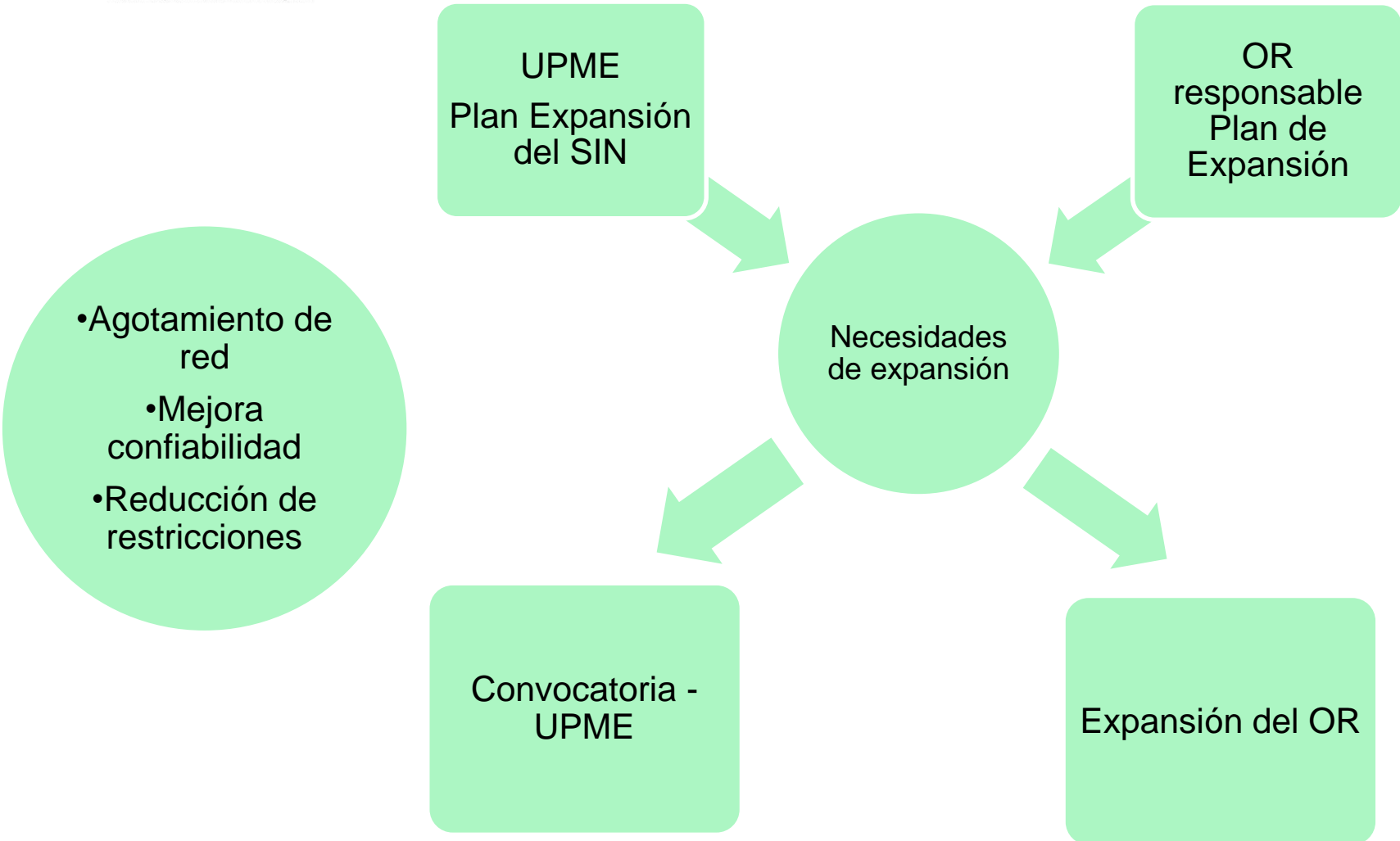




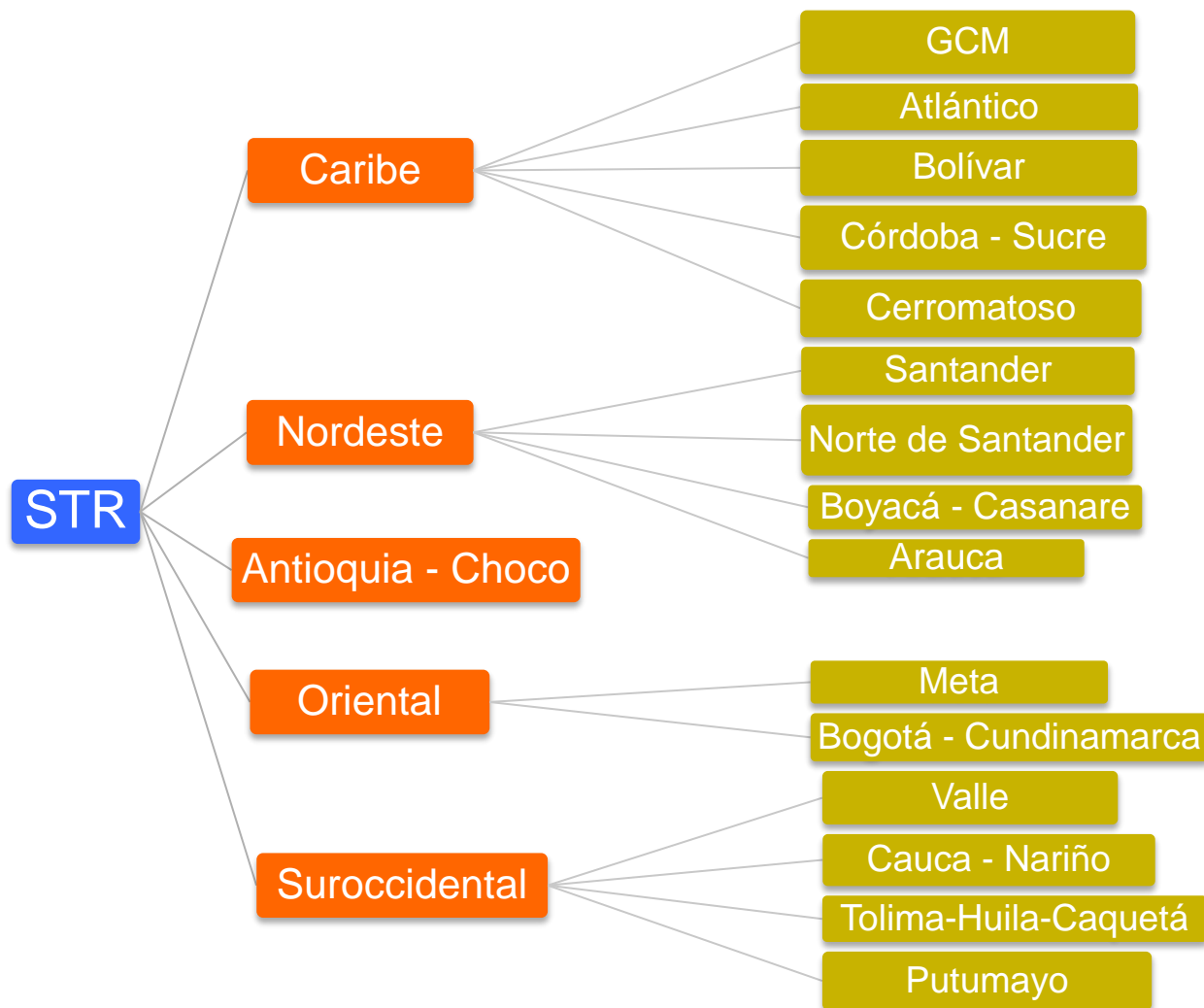
UPME y OR
(necesidades de
expansión)

Expansión a
realizar por el
OR

Expansión
convocatorias



Necesidades STR



AREA	RESTRICCION IDENTIFICADA	IMPACTO
Caribe	Agotamiento de la red a nivel del STR, agotamiento en la capacidad de transformación, elevados niveles de cortocircuito y atrapamiento de la generación.	<ul style="list-style-type: none"> •Posible desoptimización del despacho. •Desatención de demanda.

AREA	RESTRICCION IDENTIFICADA	IMPACTO
Nordeste	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV, agotamiento de red a 115 kV y sobrecarga en estado estacionario de enlaces a 115 kV.	Riesgo de desatención de demanda.

AREA	RESTRICCION IDENTIFICADA	IMPACTO
Oriental	Sobrecarga en el transformador ante contingencia, bajas tensiones en norte de la sabana, posibles sobrecargas en líneas a 115 kV, bajas tensiones ante contingencia y atención radial de la de demanda.	Riesgo de desatención de demanda ante contingencias y posible desoptimización del despacho.

Expansión del STR

Restricciones identificadas e impactos

AREA	RESTRICCION IDENTIFICADA	IMPACTO
Central y Suroccidental	Sobrecarga de los transformadores 220/110 kV ante contingencia, sobrecarga enlaces a 110 kV ante contingencia y bajas tensiones y agotamiento de la red	Limita la generación del norte de Antioquia y posible desatención de la demanda, Riesgo de desatención de demanda ante contingencia

Expansión del STR

Restricciones identificadas e impactos

Área Caribe

AREA	RESTRICCION IDENTIFICADA	IMPACTO
Atlántico	Agotamiento de la red a 110 kV, agotamiento en la capacidad de transformación, elevados niveles de cortocircuito y atrapamiento de la generación.	Posible desoptimización del despacho Desatención de demanda.
Bolívar	Agotamiento en la capacidad de transformación, bajas tensiones a 66 kV y atención radial de la demanda.	Riesgo de desatención de demanda, Condiciones operativas fuera de rangos regulatorios y desoptimización de despacho.
GCM	Agotamiento de la capacidad de algunas líneas 110 kV, agotamiento capacidad de transformación y bajas tensiones.	Desatención de demanda ante contingencias y Condiciones operativas fuera de rangos regulatorios y posible desoptimización del despacho.
Córdoba – Sucre	Agotamiento en la capacidad de transformación en algunos transformadores 500/110 kV y 220/110 kV.	Desatención de demanda ante contingencias y posible colapso del área y posible desoptimización del despacho.
Cerro	Agotamiento en la capacidad de transformación 500/110 kV en Cerromatoso.	Desatención de demanda ante contingencias y posible colapso del área.

AREA	RESTRICCIÓN IDENTIFICADA	IMPACTO
ESSA	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV, agotamiento de red a 115 kV y sobrecarga en estado estacionario de enlaces a 115 kV.	Riesgo de desatención de demanda.
CENS	Agotamiento en la capacidad de transformación 230\115 kV, agotamiento de la red a 115 kV, demanda no atendida ante contingencias sencillas en el STR y transformadores de conexión.	Riesgo de desatención de demanda.
EBSA - ENERCA	Agotamiento de capacidad de transformación en conexión al STN, agotamiento de la red a 115 kV y demanda no atendida ante contingencias a nivel del STR.	Riesgo de desatención de demanda.

AREA	RESTRICCION IDENTIFICADA	IMPACTO
Bogotá	Sobrecarga en el transformador 500/115 kV ante contingencia, bajas tensiones en norte de la sabana, posibles sobrecargas en líneas a 115 kV.	Posible desoptimización del despacho.
Meta	Agotamiento en la capacidad de transformación de 230/115 KV, bajas tensiones ante contingencia y atención radia de la de demanda.	Riesgo de desatención de demanda ante contingencias y posible desoptimización del despacho.

AREA	RESTRICCION IDENTIFICADA	IMPACTO
Antioquia	Sobrecarga de los transformadores 220/110 kV ante contingencia, sobrecarga enlaces a 110 kV ante contingencia y bajas tensiones en el Oriente Antioqueño.	Limita la generación del norte de Antioquia y posible desatención de la demanda.
Huila - Tolima	Bajas tensiones y sobrecargas ante contingencia sencillas en la red de 115 kV y transformadores de conexión.	Tensiones por debajo del límite regulatorio, Posible desoptimización del despacho y Riesgo de desatención de demanda.
CQR	Agotamiento de transformación 230/115 kV. y bajas tensiones ante contingencias en transformadores de conexión.	Riesgo de desatención de demanda, Tensiones por debajo del límite regulatorio. Posible desoptimización del despacho.
Valle	Sobrecargas en estado estacionario a nivel de 115 kV ante alta generación térmica, agotamiento capacidad transformación en transformadores de conexión al STN y sobrecarga de enlaces ante falla de TRF de conexión.	Atrapamiento de generación, desoptimización del despacho.
Cauca - Nariño	Agotamiento en la red de 115 kV de Cauca y Nariño y Agotamiento en la capacidad de transformación a nivel 230/115 kV.	Riesgo de desatención de demanda ante contingencia.

3. Expansión de redes

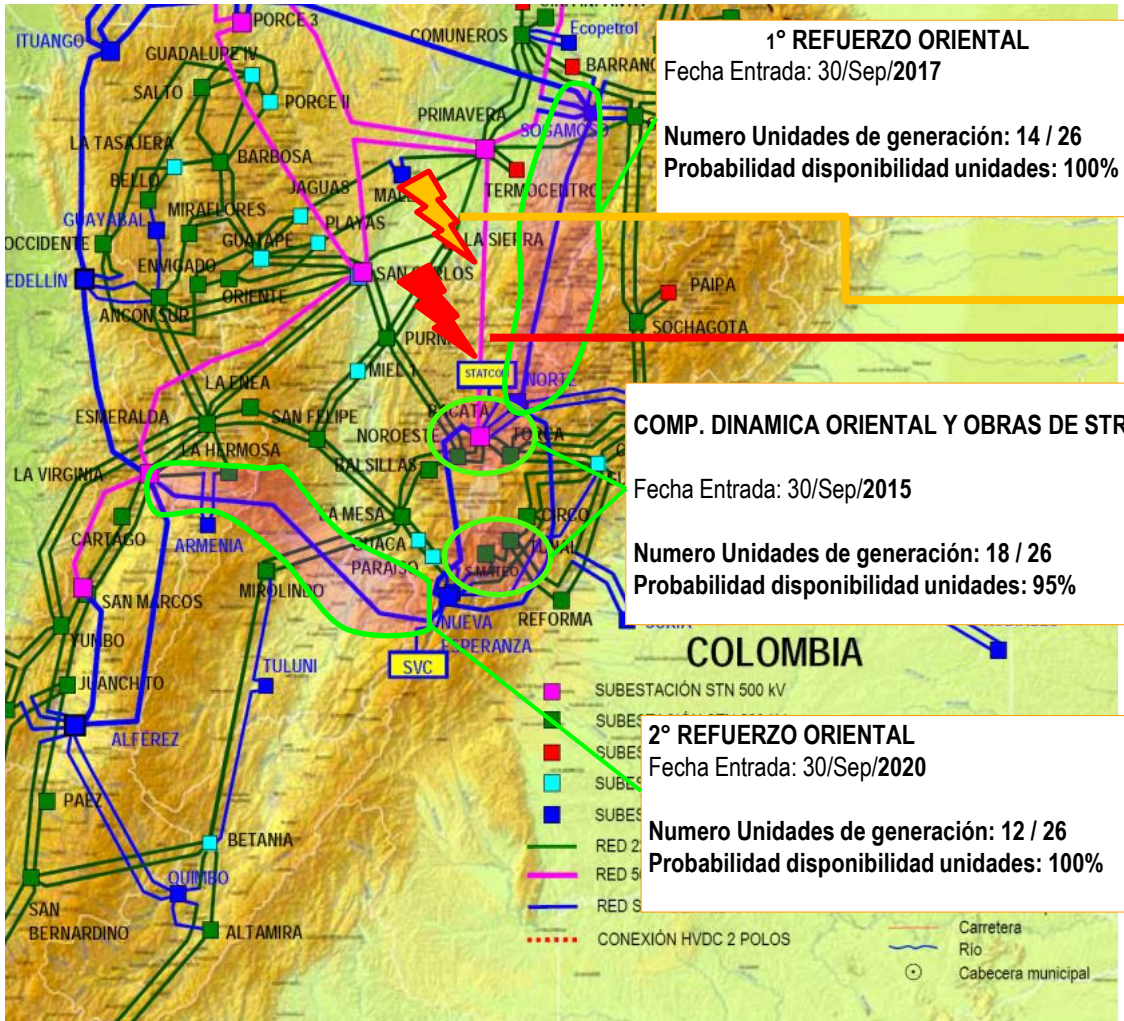
- Expansión de redes v.s. generación localizada o distribuida
- Smart Grids en el área

3a. Expansión de redes v.s. generación localizada Área Oriental

- **Conformada por las sub-áreas operativas Bogotá, Cundinamarca, Meta y Tolima.**
- **Cuenta con los siguientes recursos de generación:**

Hidráulicas: Guavio, Chivor, La Guaca, Paraiso, generación menor con las plantas de la cadena del río Bogotá (antigua Casalaco), Miel, cogeneración y autogeneración (industria, e.g. Acueducto de Bogotá).
- **A nivel de transmisión esta interconectada con el resto del país a través de varios enlaces.**
 - Antioquia: Noroeste - Purnio - San Carlos 230 kV.
 - Suroccidente: Dobles circuitos La Mesa – Mirolindo 230kV y La Mesa – San Felipe 230kV.
 - Nordeste: Bacatá – Primavera 500kV, doble circuito Chivor – Sochagota 230kV.
- **Las principales S/E del área son: Torca, Bacatá, Noroeste, Balsillas, La Guaca, San Mateo, Tunal, Circo, Guavio, Chivor, Reforma y Mirolindo.**

Requerimientos de redes en el Área Oriental



En el año 2022, se requerirían 22 / 26 Unidades, cuya probabilidad de disponibilidad es del 55 %

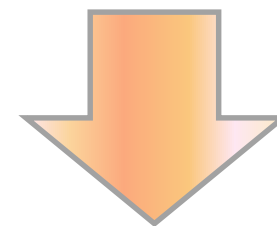
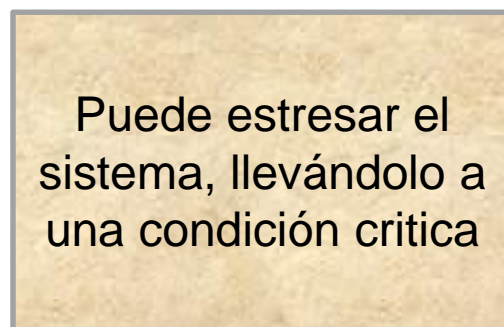
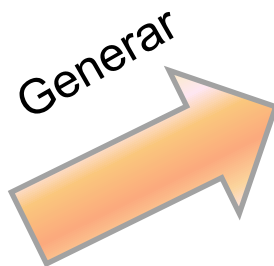
En el año 2026, se requerirían 26 / 26 Unidades, cuya probabilidad de disponibilidad es del 0%

Expansión

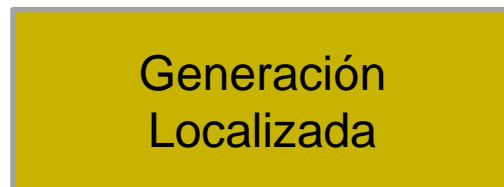
Expansión de red

Generación localizada

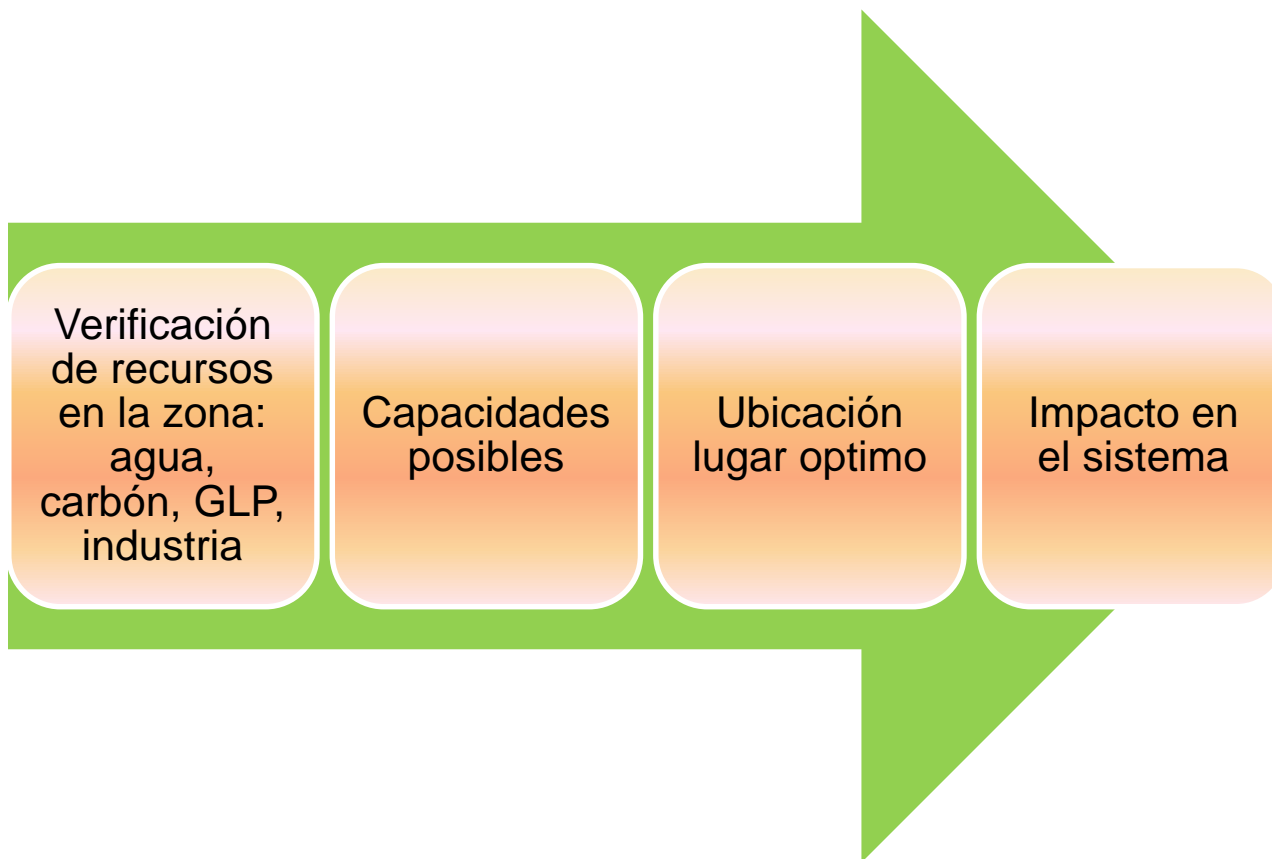
Dificultades de expansión en el largo plazo



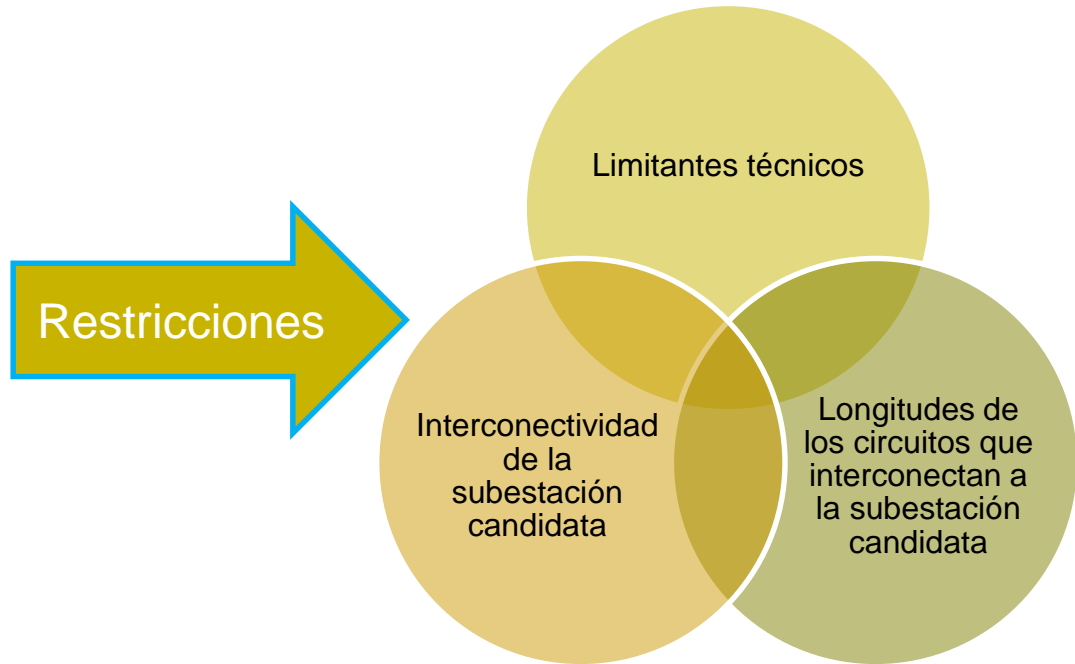
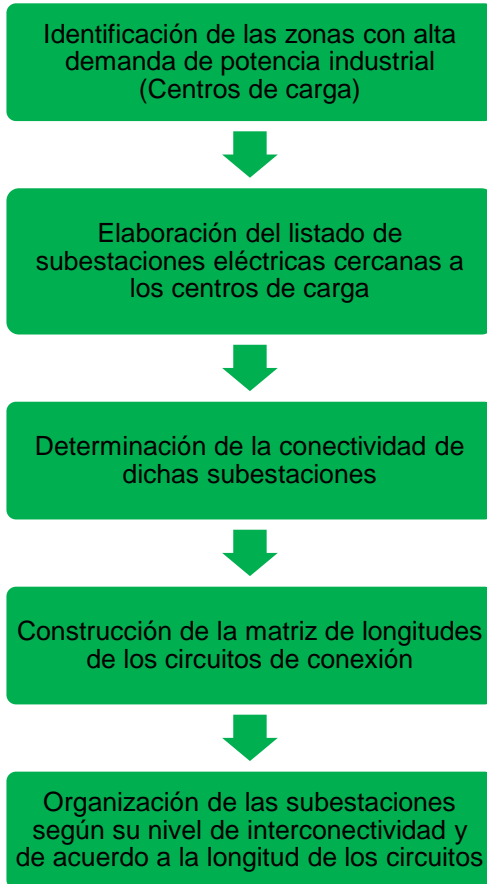
Solución



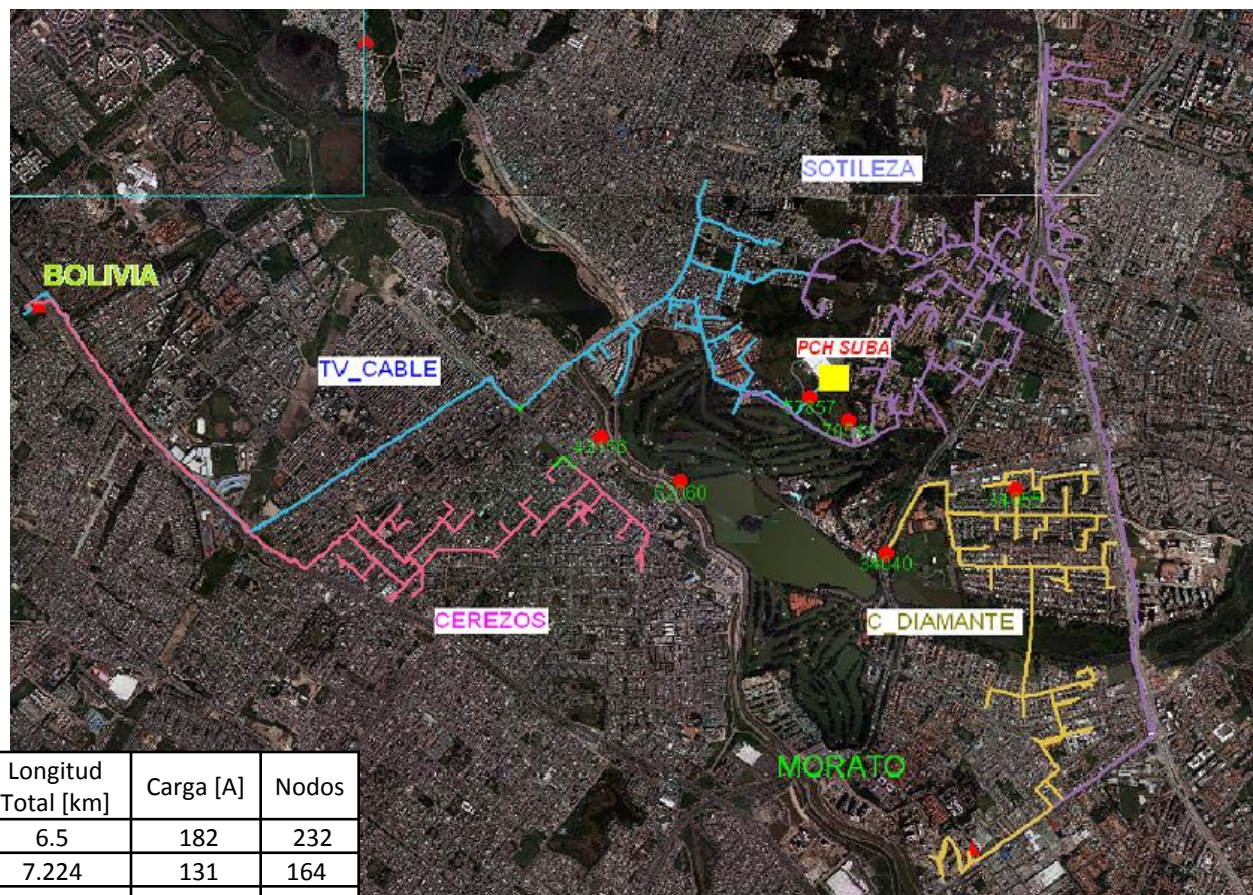
Ubicación de generación localizada



Identificación de centros de carga y restricciones

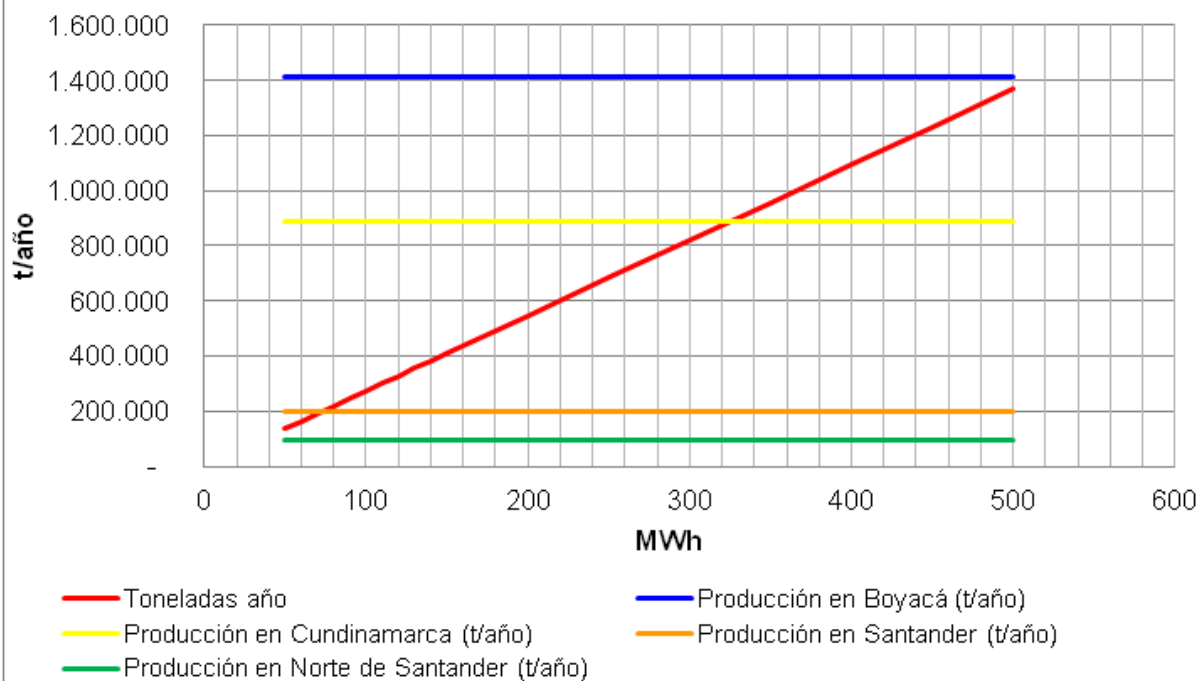


Pequeñas plantas hidroeléctricas



Circuito	Longitud [km]	Longitud Adicional [km]	Longitud Total [km]	Carga [A]	Nodos
Sotileza	6.5	0.098	6.5	182	232
Diamante1	3.434	3.79	7.224	131	164
Diamante2	3.375	3.16	6.535	131	164
TVCable	5.174	0.171	5.174	122	186
Cerezos1	5.516	2.33	7.846	159	253
Cerezos2	5.187	2.90	8.087	159	253

Carbón requerido por MWh Generado al año



Departamento	Capacidad de generación (MW)
Cundinamarca	320 MW
Boyacá	500 MW
Santander	70 MW
Norte de Santander	50 MW

La minería en Cundinamarca al igual que en Boyacá está pasando de ser poco tecnificada y de subsistencia a una minería más técnica y sostenible

- El documento CONPES 3694 de 2011 estableció los “Lineamientos de Política y Estrategia Institucional para la Implementación del Proyecto de Renovación Urbana del Centro Administrativo Nacional – CAN”.
- El Ministerio de Minas y Energía aparece en el documento CONPES como entidad participante en el proyecto, habida cuenta de que su sede actual está en la zona de influencia del mismo.
- La UPME, como entidad adscrita al MME, presenta esta propuesta de proyecto “SMARTCAN” para ser considerada en la Comisión Interministerial de Uso Racional de Energía CIURE.
- La entidad promotora adjudicó los diseños en el segundo semestre de 2013 al consorcio Office for Metropolitan Architecture (OMA) de Holanda y Lorenzo Castro -Julio Gómez de Colombia. Se cuenta con el prediseño del proyecto.
- En este prediseño arquitectónico no se exploraron opciones en materia energética.
- La UPME plantea desarrollar proyectos demostrativos en diferentes áreas, como ciudad inteligente, red inteligente, generación distribuida, eficiencia energética, trigeneración, manejo inteligente de residuos y desechos. Esto permitirá utilizar la nueva ciudadela como un ejemplo a seguir en materia de manejo energético sostenible de las ciudades.



Generalidades

- ❖ Excedentes de GLP de aproximadamente 28 mil barriles día, a partir de 2017.
- ❖ Se está estudiando la potencialidad de usos alternativos del GLP (autogas, generación eléctrica y uso petroquímico)
- ❖ Ecopetrol se encuentra realizando pruebas de generación de energía eléctrica con motores de pistón a GLP (Cusiana) y bicomcombustible (diésel – GLP).
- ❖ Un motor de GLP tienen una eficiencia térmica que oscila entre 9 y 11 Mbtu/Mwh. Las microturbinas de GLP, tienen eficiencias térmicas que varían entre el 10 y 13 Mbtu/Mwh.
- ❖ Consumo promedio del orden de 0,17 gal/Kwh (GLP líquido), varía dependiendo de las tecnologías y capacidades nominales.
- ❖ Chile y Perú cuentan con generación eléctrica con GLP en zonas rurales remotas (residencial, industria salmonera, avícolas, sector agroindustrial y minero).

Tecnologías

Motor	Combustible	Usos/capacidades
Pistón	GLP (vapor)	Residencial - comercial (8-60 KW) Industrial (hasta 300 KW) Modulares hasta 7 MW
Pistón	Airepropanado (aire/GLP, poder calorífico similar a gas natural)	
Pistón	Bicomcombustible (Diesel/GLP)	Hasta 600 KW
Turbina	GLP (líquido, micropulverizado o vapor)	> 500 KW

Costos preliminares

Tarifa galon de Propano	Costo Combustible x Kwh	Costo Kwh (Primeros 24/36 meses)	Costo Kwh (Meses Posteriores)
\$1.500,00	\$270,00	\$395,00	\$320,00
\$1.750,00	\$315,00	\$440,00	\$365,00
\$2.000,00	\$360,00	\$485,00	\$410,00
\$2.250,00	\$405,00	\$530,00	\$455,00
\$2.500,00	\$450,00	\$575,00	\$500,00
\$2.750,00	\$495,00	\$620,00	\$545,00
\$3.000,00	\$540,00	\$665,00	\$590,00
\$3.250,00	\$585,00	\$710,00	\$635,00
\$3.500,00	\$630,00	\$755,00	\$680,00
\$3.750,00	\$675,00	\$800,00	\$725,00
\$4.000,00	\$720,00	\$845,00	\$770,00
\$4.250,00	\$765,00	\$890,00	\$815,00

Precio GLP en campo Cusiana, dic – 2013: 1.920,05 \$/gal.

Precio prom. GLP a granel, en principales ciudades: 4.000 \$/gal.



Fuente: “Propuesta comercial Wadgo/Generac Power Systems Colombia”, agosto de 2013

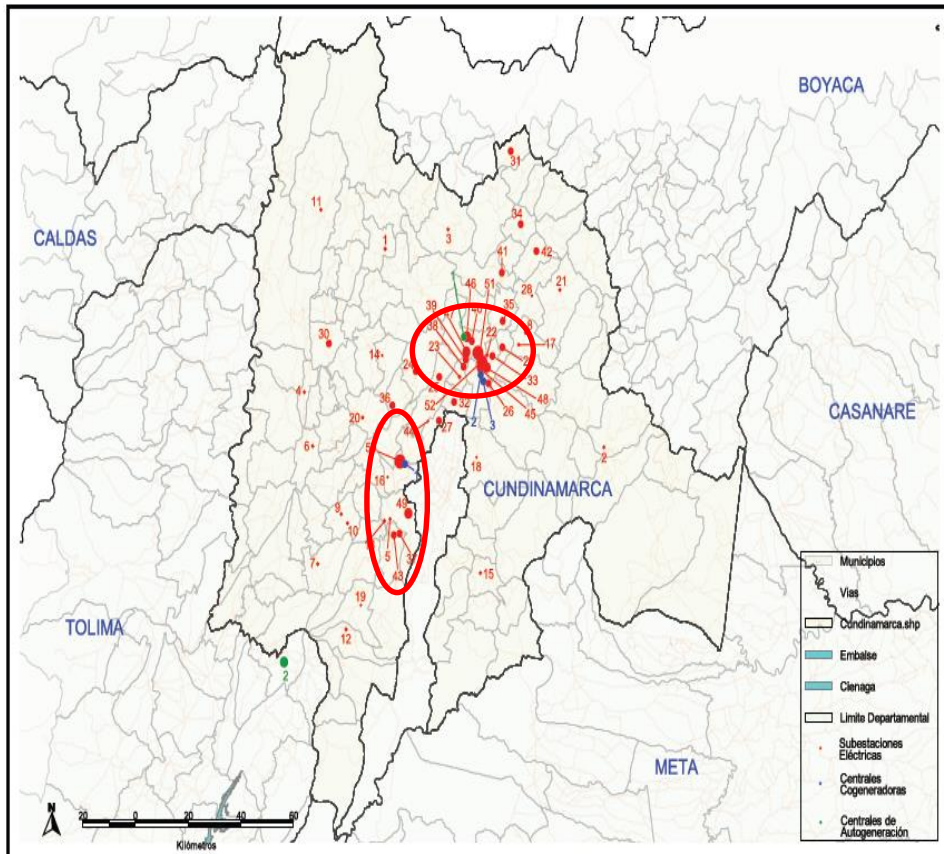
Ventajas frente al diésel

- Disminución frecuencia de mantenimiento. Reducción costos de mantenimiento.
- Menor contaminación sonora.
- Menores emisiones (en especial de CO₂ y MP).
- Mayor temperatura de combustión, posibilitan la cogeneración aprovechando los gases de escape.

Potencialidades de otras alternativas (autogeneración y cogeneración)

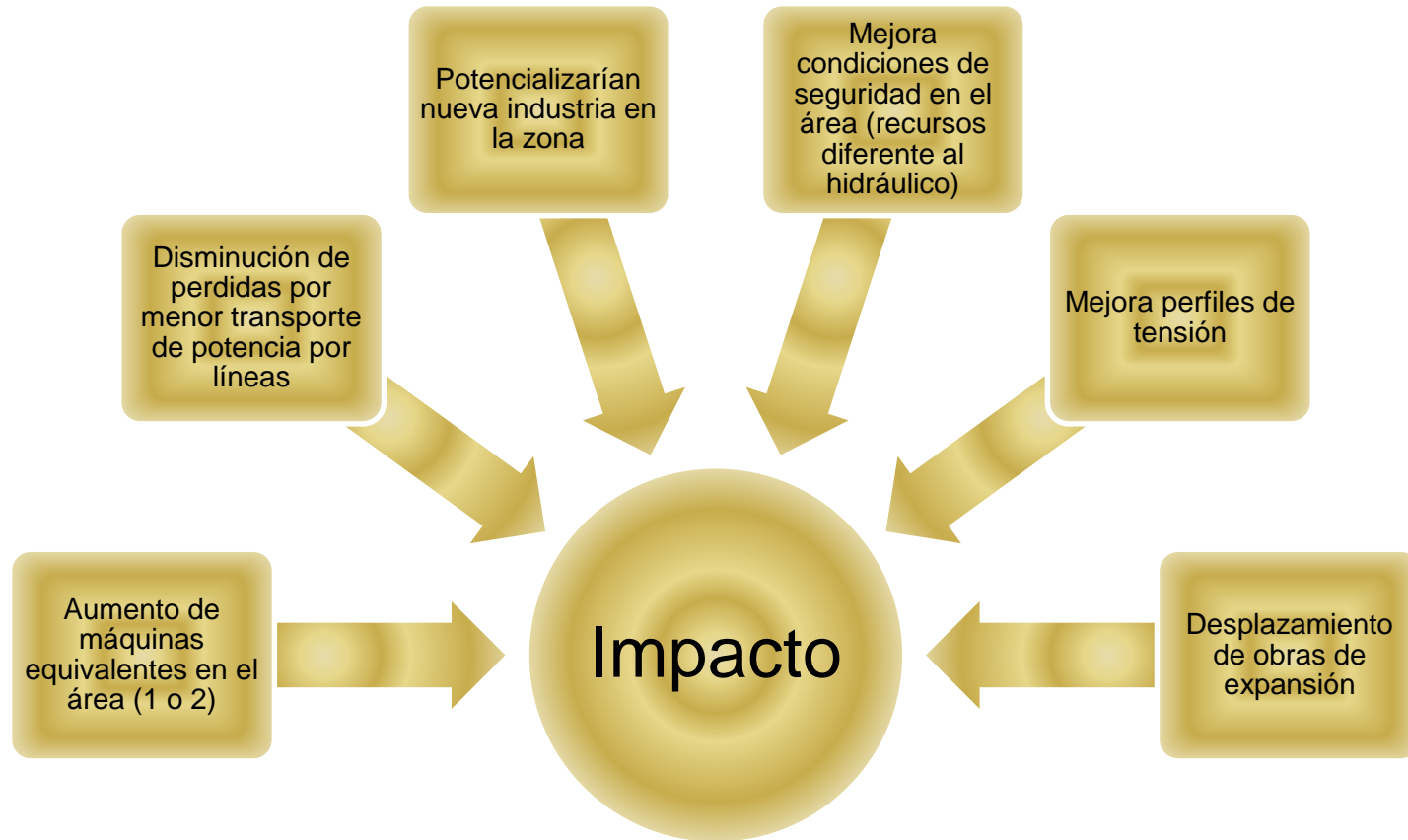
SECTOR INDUSTRIAL AL QUE PERTENECE	UBICACIÓN	POTENCIAL (MW)
FABRICACIÓN DE OTROS PRODUCTOS MINERALES NO METÁLICOS	BOGOTÁ	7
ALIMENTOS	CUNDINAMARCA	6,25
FABRICACIÓN DE PAPEL, CARTÓN Y PRODUCTOS DE PAPEL Y CARTÓN	CUNDINAMARCA	3,3
OTROS (Comercial)	CUNDINAMARCA	1,675
SERVICIOS	CUNDINAMARCA	21,3

TOTAL ~40 MW



Caso estudio, se identificó que existe un centro de carga en el área norte de Bogotá.

Impacto de generación localizada



3b. Propuesta SMARTCAN

- El documento CONPES 3694 de 2011 estableció los “Lineamientos de Política y Estrategia Institucional para la Implementación del Proyecto de Renovación Urbana del Centro Administrativo Nacional – CAN”.
- El Ministerio de Minas y Energía aparece en el documento CONPES como entidad participante en el proyecto, habida cuenta de que su sede actual está en la zona de influencia del mismo.
- La UPME, como entidad adscrita al MME, presenta esta propuesta de proyecto “SMARTCAN” para ser considerada en la Comisión Interministerial de. Uso Racional de Energía CIURE.
- La entidad promotora adjudicó los diseños en el segundo semestre de 2013 al consorcio Office for Metropolitan Architecture (OMA) de Holanda y Lorenzo Castro -Julio Gómez de Colombia. Se cuenta con el prediseño del proyecto.
- En este prediseño arquitectónico no se exploraron opciones en materia energética.
- La UPME plantea desarrollar proyectos demostrativos en diferentes áreas, como ciudad inteligente, red inteligente, generación distribuida, eficiencia energética, trigeneración, manejo inteligente de residuos y desechos. Esto permitirá utilizar la nueva ciudadela como un ejemplo a seguir en materia de manejo energético sostenible de las ciudades.

4. Plan indicativo de Expansión de la Cobertura – PIEC

- Objetivo
- Índice de Cobertura de Energía Eléctrica
- Infraestructura existente: subestaciones y plantas
- Metodología del Plan
- Resultados del Plan 2012 – 2017
- Cobertura alcanzable y alternativas de prestación del servicio

Objetivo

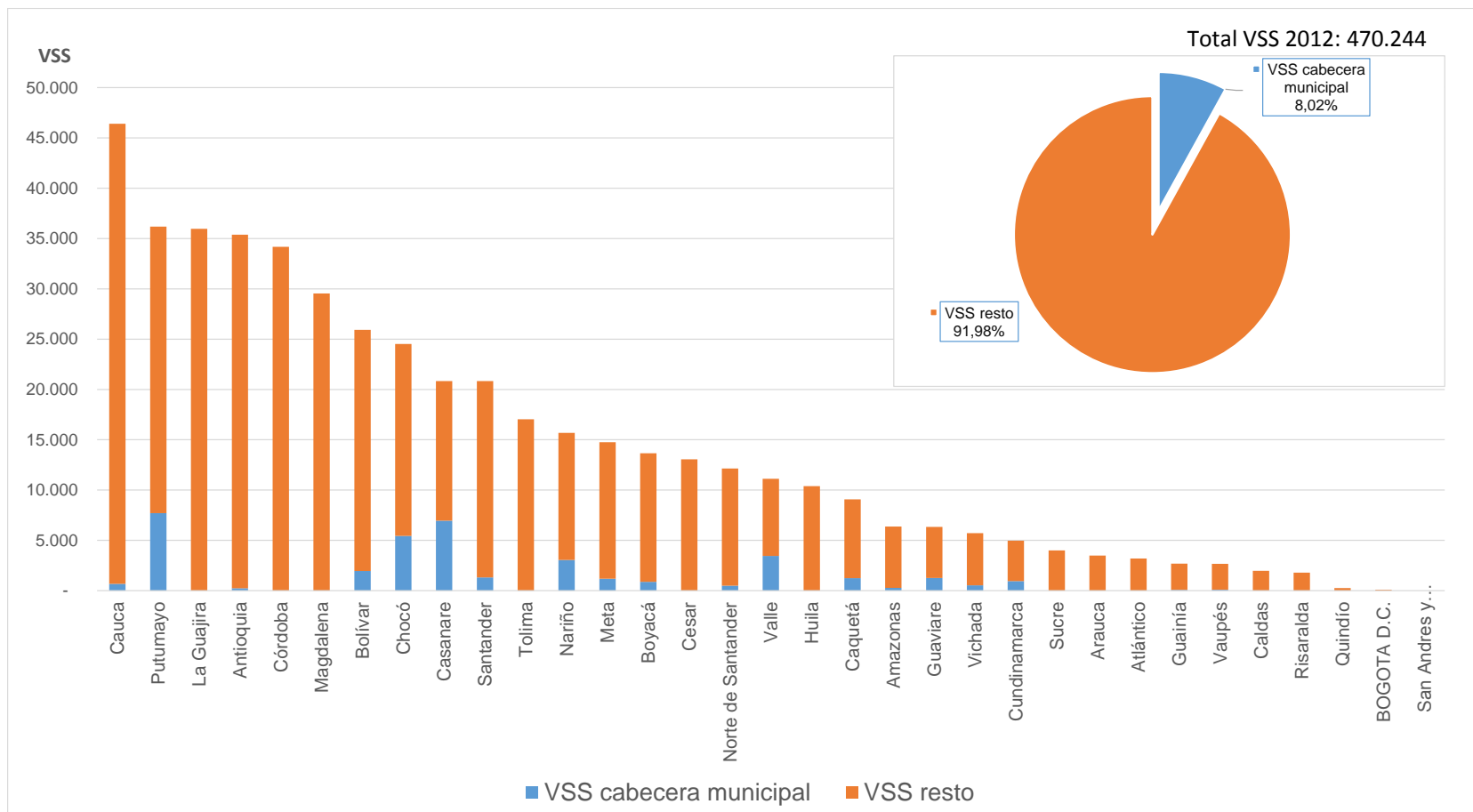
Plan Indicativo de Expansión de Cobertura



Estimar las *inversiones requeridas*, tanto las públicas que deben realizarse como las privadas que deben estimularse, para la universalización del servicio de energía eléctrica.

La UPME desarrolló un Modelo **SIG**, que permite evaluar económicamente la mejor alternativa para la prestación del servicio de energía eléctrica, entre *interconexión* al SIN y *generación aislada* a partir de combustible diésel, en centros poblados que no cuentan con este servicio.

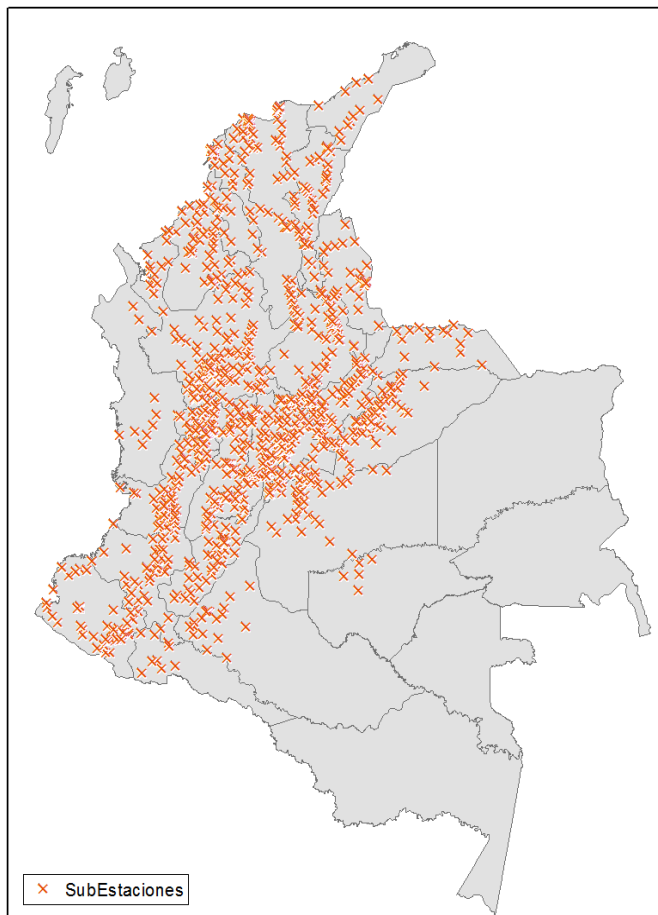
Número de Viviendas Sin Servicio - VSS



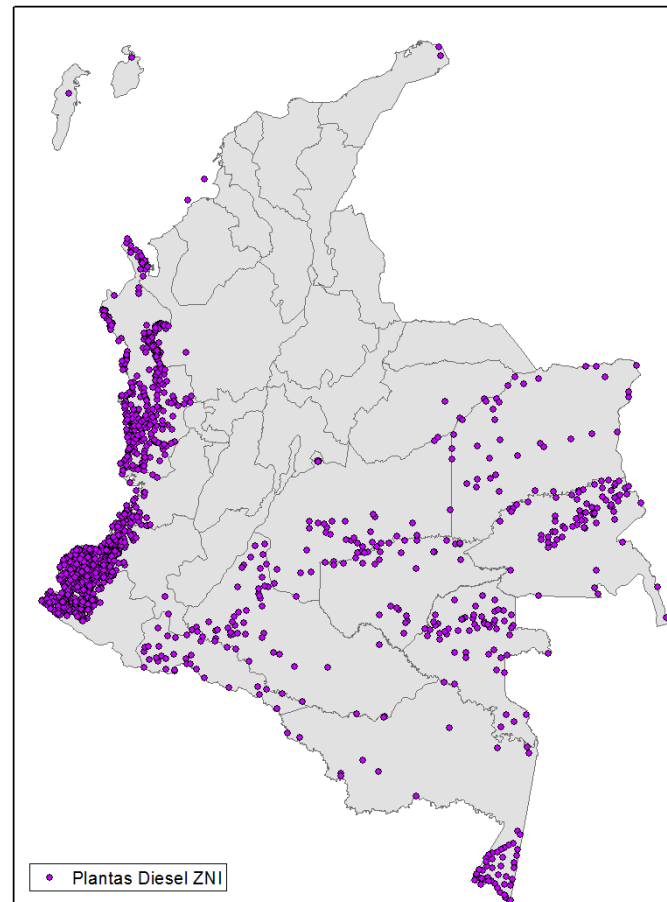
Fuente: UPME

Déficit cobertura 3.9% (470.244 viviendas sin servicio)

- Infraestructura eléctrica georeferenciada

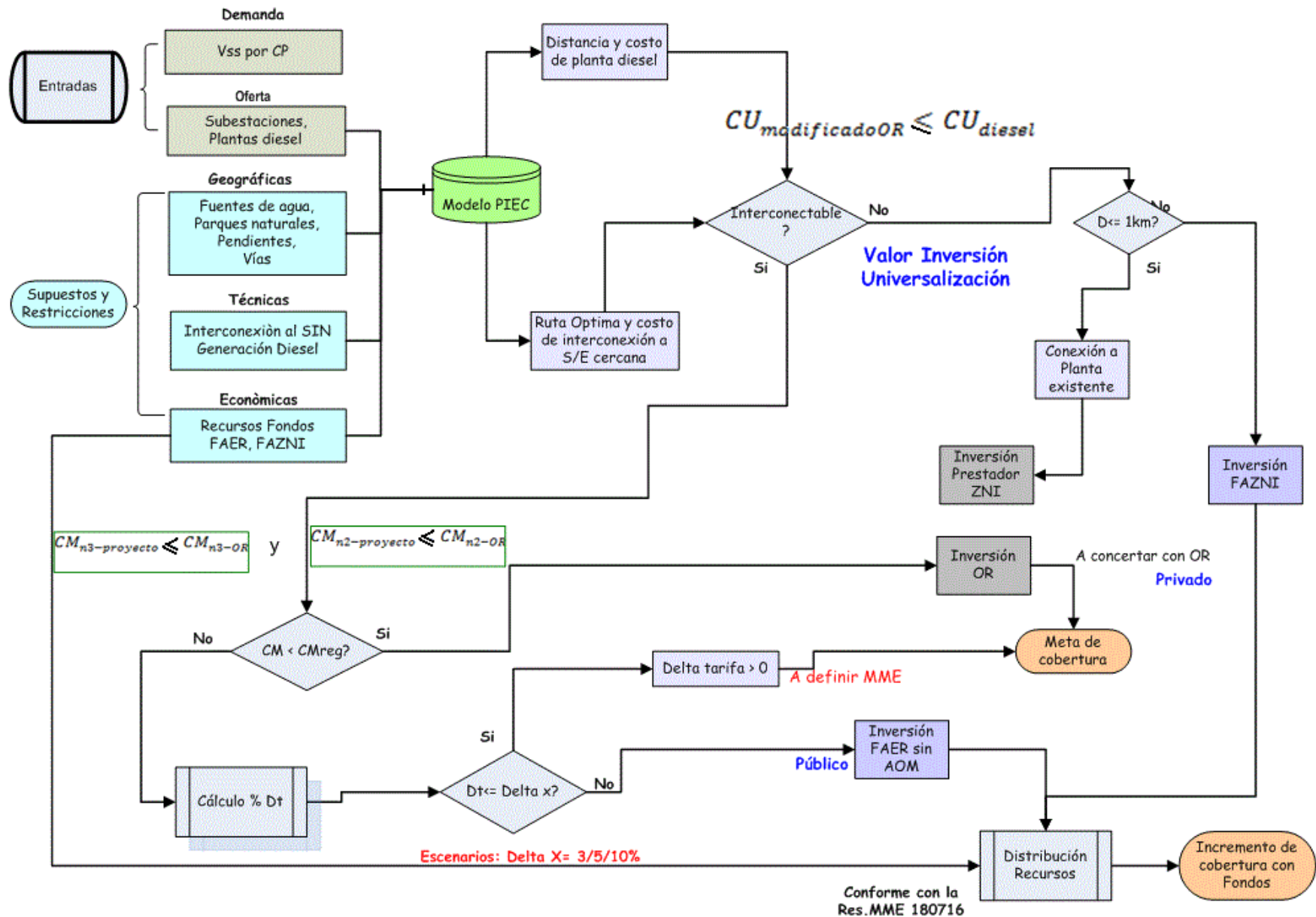


1.167 S/E 13,2 kV del SIN, reportadas por los OR



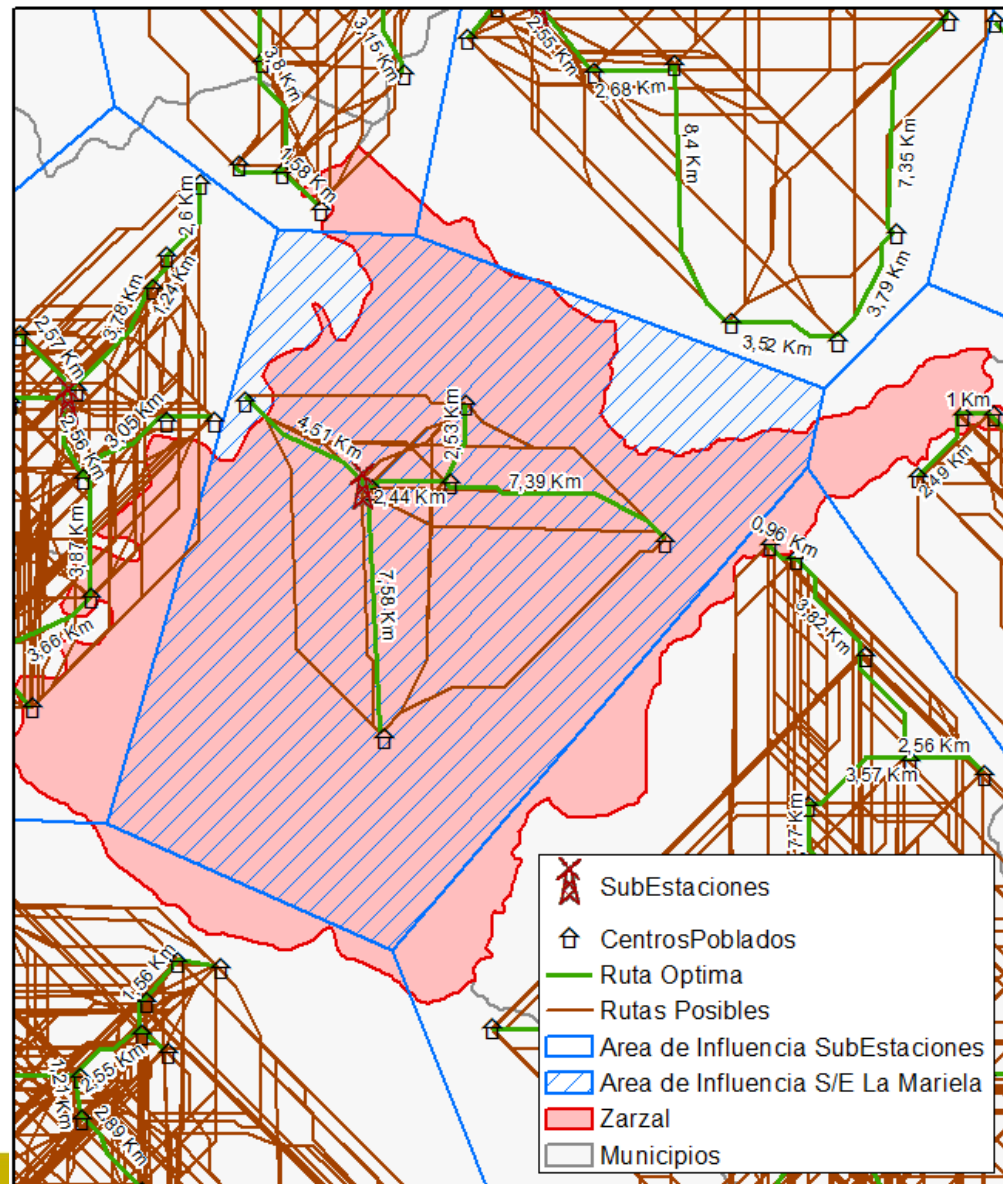
1.438 plantas diesel / fuente IPSE

Metodología del PIEC



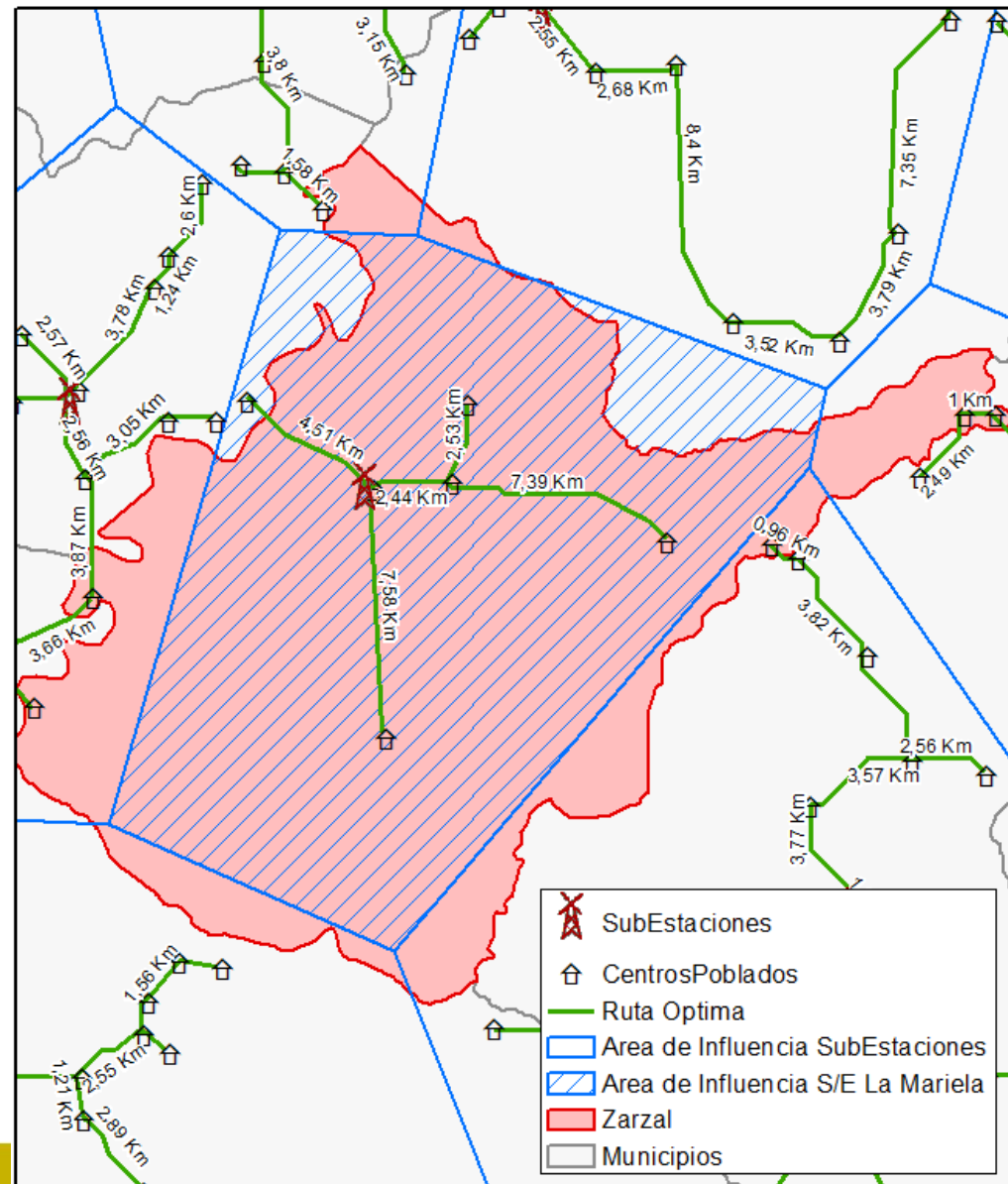
Búsqueda ruta óptima y costo interconexión

- Cálculo de la ruta óptima con las restricciones del modelo



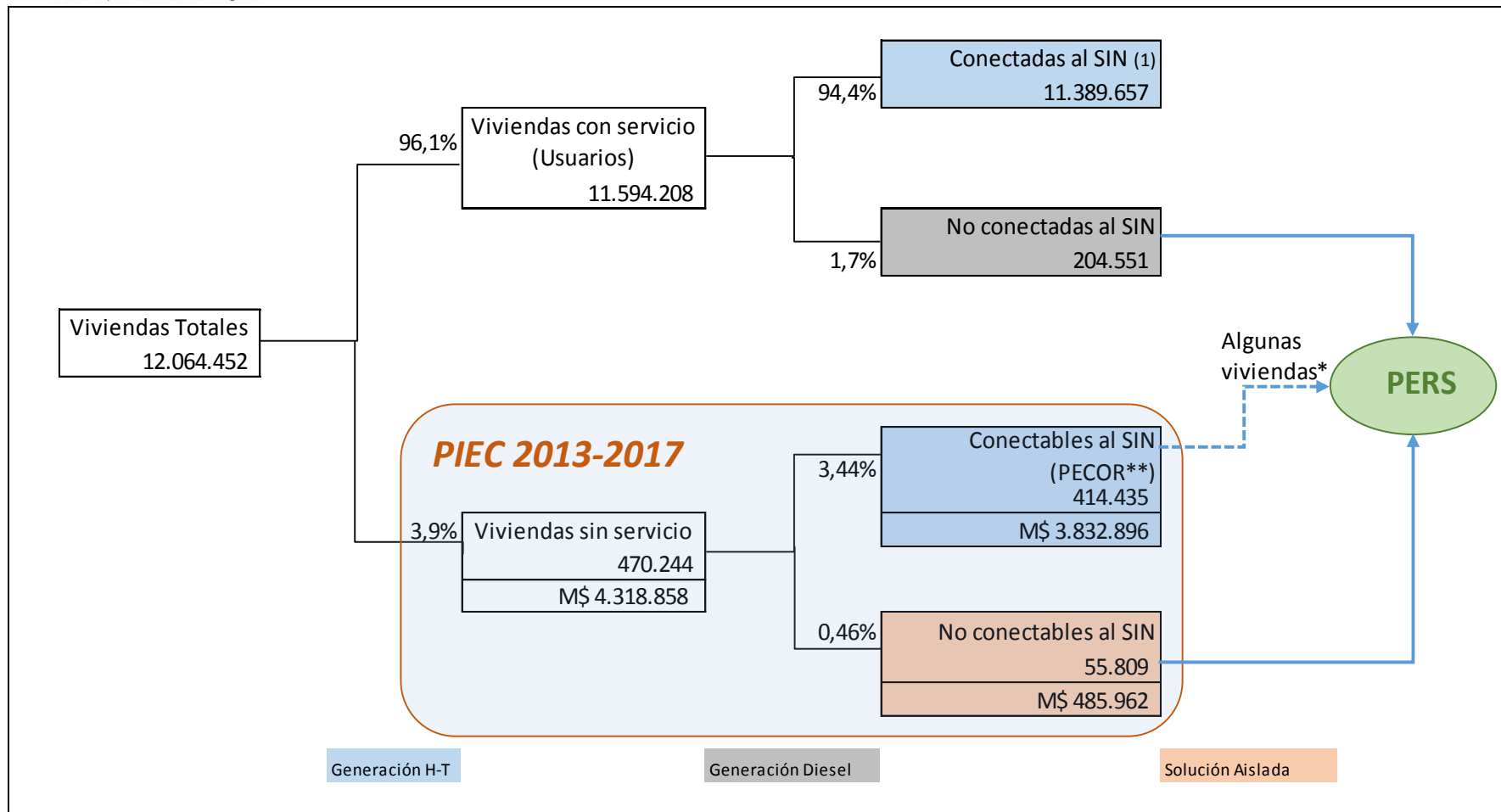
Búsqueda ruta óptima y costo interconexión

- Ruta óptima obtenida por el modelo en SIG



Valor de la inversión necesaria para la universalización del servicio de EE

Estado actual cobertura	Número de Usuarios	Número de Viviendas	Número de Viviendas sin servicio - VSS	Cobertura 2012	Deficit cobertura
	11.594.208	12.064.452	470.244	96,10%	3,90%
Resultados PIEC	Inversión (Millones \$)	Número de Viviendas sin servicio - VSS	Participación	Incremento de Cobertura	
Total nacional para la universalización	4.318.858	470.244			
Interconectable	3.832.896	414.435	88,13%	3,44%	
Por parte del Operador de Red					
OR vía tarifa actual	442.553	80.268			
Inversión del N1 con cargo actual	21.050				
Inversión del N2 con cargo actual	12.809				
Con recursos del FAER (Propuesta)					
FAER (Para inversión de Nivel 1)	360.524	334.167			
FAER (Para inversión de Niveles 2 y 3)	3.008.769				
No interconectable	485.962	55.809	11,87%	0,46%	



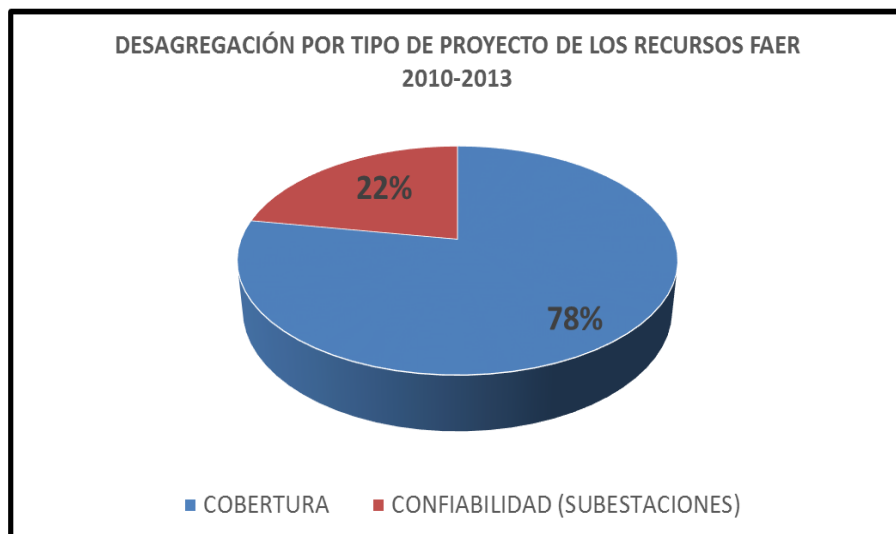
(1) Incluye subnormales

(*) Proyectos cuyo costo de interconexión y/o su sostenibilidad no sea viable en el mediano plazo.

(**) PECOR. Planes de Expansión de Cobertura de Operador de Red.

Destinación de recursos FAER 2010 - 2013

TIPO PROYECTOS	Valor Total (M\$)	Participación (%)	No. de usuarios (U)	Costo promedio por usuario (M\$)
Cobertura	\$ 278.000	78%	32.223	8,627
Confiabilidad (Subestaciones)	\$ 79.459	22%	93.558	0,849
TOTAL	\$357.459	100%	125.781	9,477

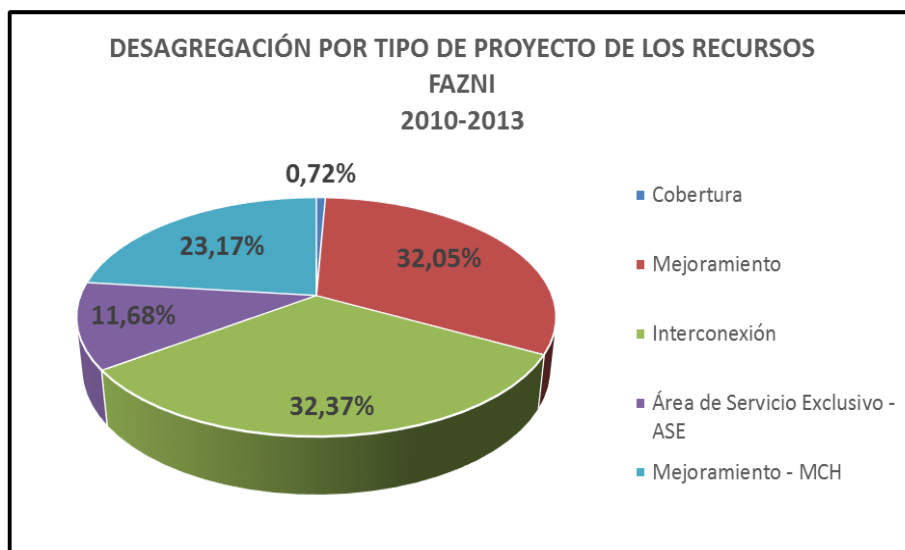


Fuente: UPME

Los recursos asignados para expansión de la cobertura durante el período 2010-2013 fueron del orden de los 358 mil millones de pesos corrientes; cifra que representa la décima parte de los requerimientos de recursos estimados en el PIEC 2013-2017.

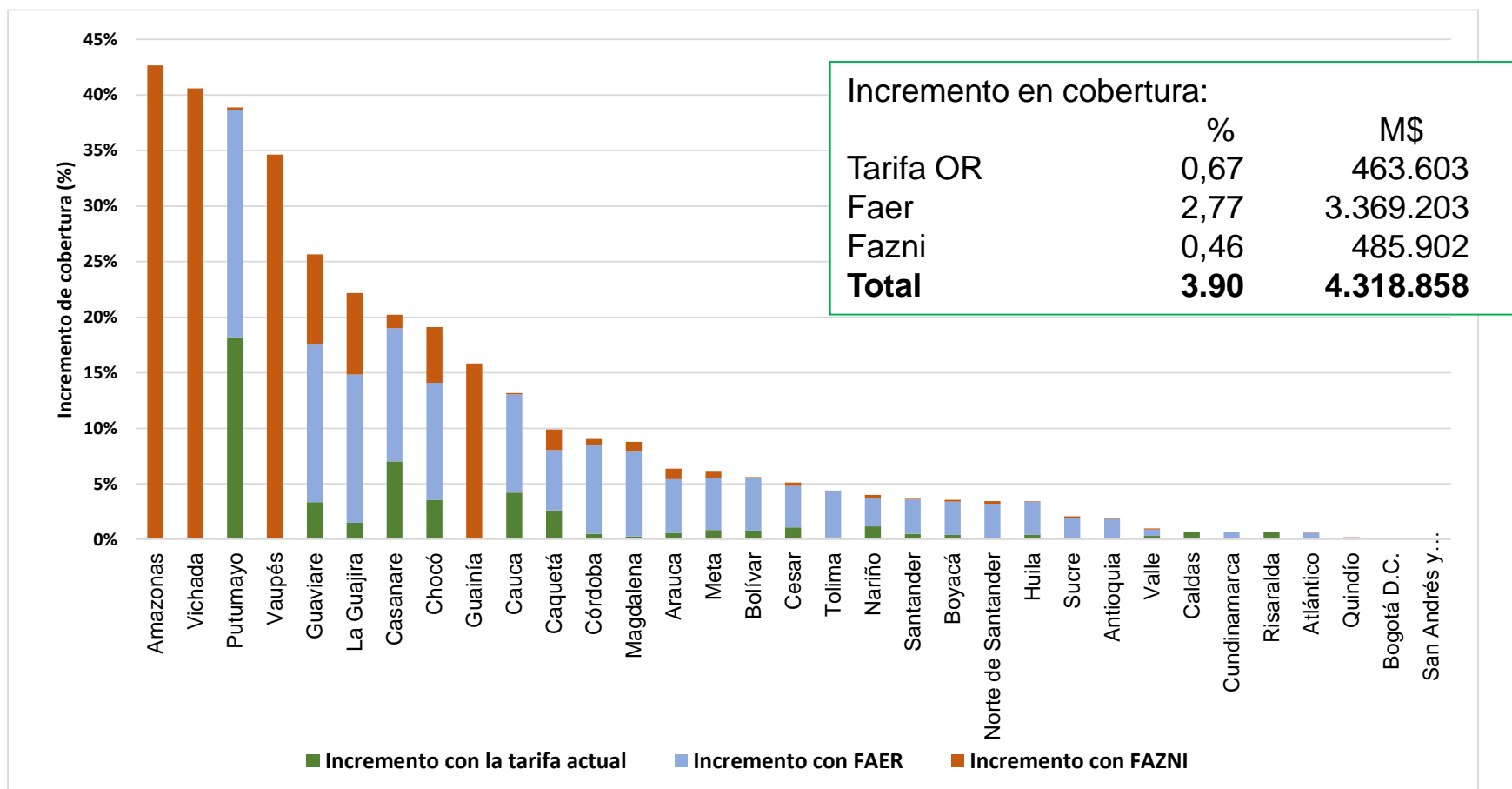
Destinación de recursos FAZNI 2010 - 2013

Tipo de Proyecto	Valor Total (M\$)	Participación (%)	No. de usuarios (U)	Costo promedio por usuario (M\$)
Cobertura	\$ 1.432	0,72%	226	6,337
Mejoramiento	\$ 63.670	32,05%	36.461	1,746
Interconexión	\$ 64.308	32,37%	9.916	6,485
Área de Servicio Exclusivo - ASE	\$ 23.200	11,68%	26.148	0,887
Mejoramiento - MCH	\$ 46.034	23,17%	1.860	24,749
	\$ 198.644	100,00%	74.611	2,662



Los recursos asignados para expansión de la cobertura durante el período 2010-2013 fueron del orden de los 1.500 millones de pesos corrientes; cifra **distante** de los requerimientos de recursos estimados en el PIEC 2013-2017, los cuales ascienden a la suma de 486.000 millones de pesos corrientes.

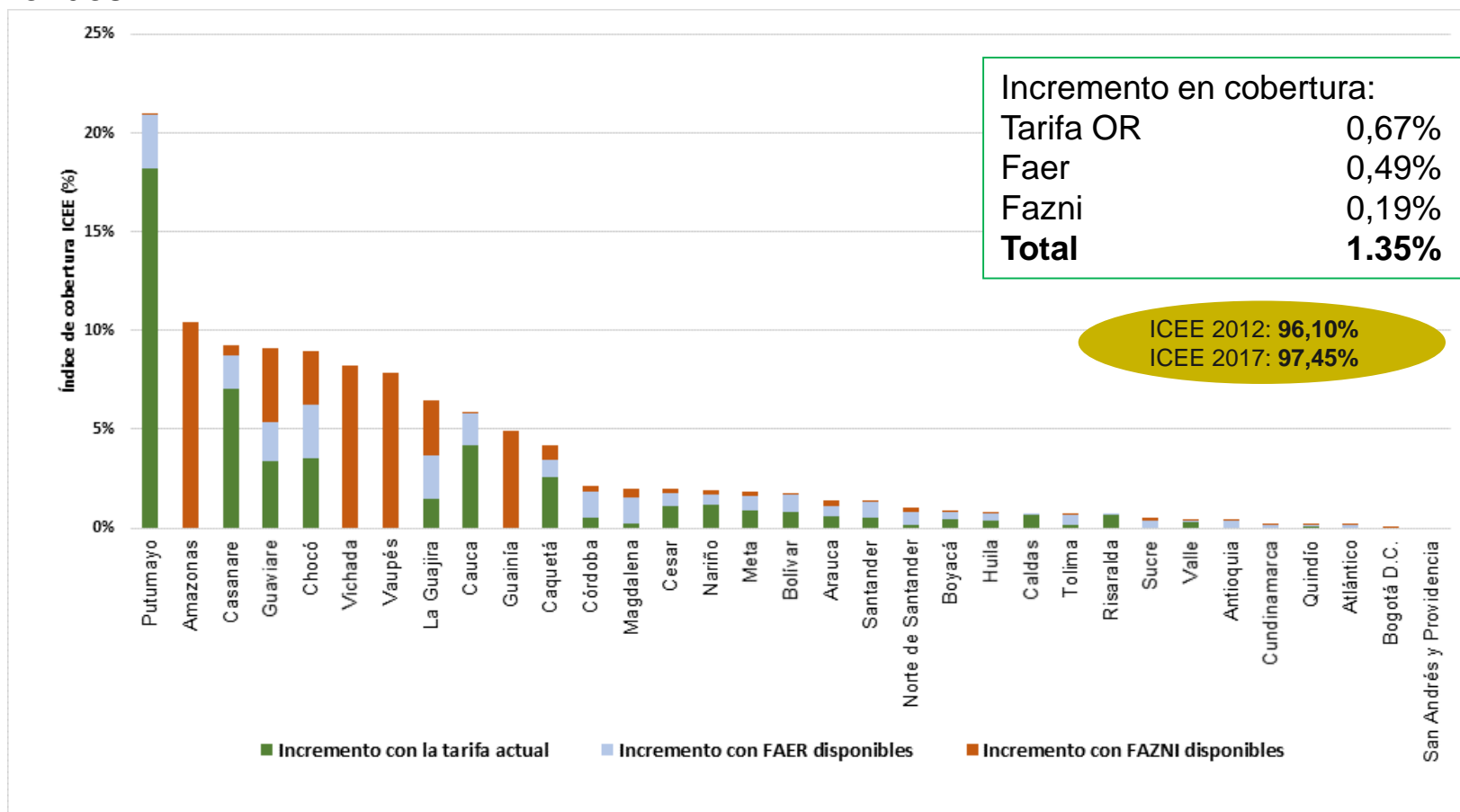
Aumento de cobertura, escenario de universalización.



Disponibilidad limitada de recursos públicos

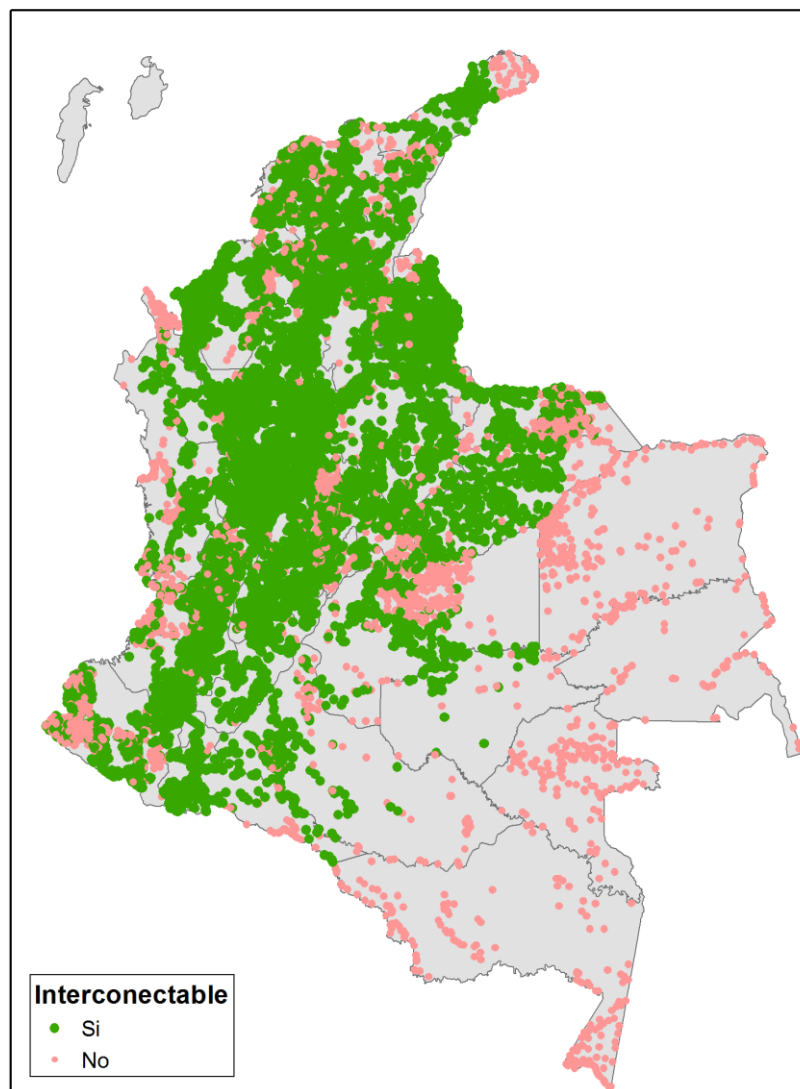
FONDO	2.013	2.014	2.015	2.016	2.017	Total PIEC 2013-2017
	MILLONES DE (\$)					
FAER	159.932	84.874	80.000	70.000	70.000	464.806
FAZNI	80.000	108.615				188.615

Aumento de cobertura incluyendo recursos privados y recursos públicos disponibles de los Fondos.

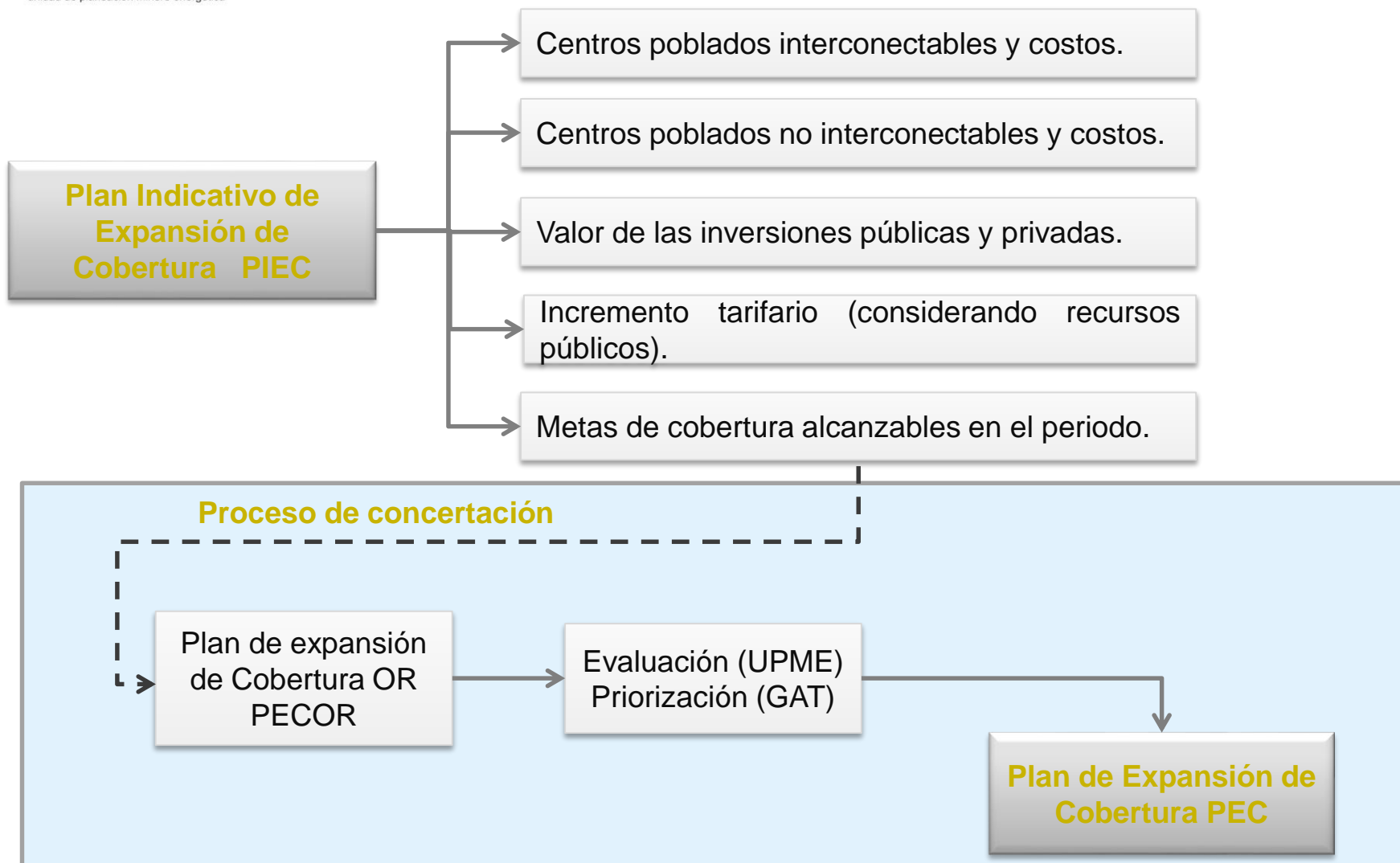


Alternativas de prestación del servicio de energía eléctrica

- ✓ Centros poblados susceptibles de interconexión para el periodo del PIEC



Fuente: UPME



¡GRACIAS!

Marco Caro, marco.caro@upme.gov.co
Carlos García, carlos.garcia@upme.gov.co
Baisser Jiménez, antonio.jimenez@upme.gov.co
Beatriz Herrera, beatriz.herrera@upme.gov.co
Diana Pérez, diana.perez@upme.gov.co
Olga Ramírez, olga.ramirez@upme.gov.co
Camilo Tautiva, camilo.tautiva@upme.gov.co
Daniel Roberto Vesga, daniel.vesga@upme.gov.co

www.upme.gov.co