

Consejo Directivo 03 - 2015

Unidad de Planeación Minero Energética- UPME

Abril de 2015

- 1. Verificación de quórum**
- 2. Lectura y aprobación del orden del día**
- 3. Lectura y aprobación del acta No. 02 de 2015**
4. Temas presupuestales.
 - 4.1 Seguimiento presupuestal 2015.
 - 4.2 Anteproyecto presupuesto 2016.
5. Informe General
 - 5.1. Informe venta de estudios de generación.
 - 5.2. Informe sostenibilidad del Sistema Eléctrico Colombiano.
 - 5.3. Informe generación.
 - 5.4. Informe convocatorias.
 - 5.5. Plan indicativo de abastecimiento de gas natural.
 - 5.6. Evolución de las GEI en Colombia y escenarios de mitigación
6. Propositiones y varios


1. Verificación de quórum
2. Lectura y aprobación del orden del día
3. Lectura y aprobación del acta No. 02 de 2015
4. Temas presupuestales.
 - 4.1 Seguimiento presupuestal 2015.
 - 4.2 Anteproyecto presupuesto 2016.
5. Informe General
 - 5.1. Informe venta de estudios de generación.
 - 5.2. Informe sostenibilidad del Sistema Eléctrico Colombiano.
 - 5.3. Informe generación.
 - 5.4. Informe convocatorias.
 - 5.5. Plan indicativo de abastecimiento de gas natural.
 - 5.6. Evolución de las GEI en Colombia y escenarios de mitigación
6. Propositiones y varios


SEGUIMIENTO EJECUCIÓN PRESUPUESTAL A ABRIL 20 DE 2015

RUBRO TIPO	APROPIACIÓN VIGENTE	EJECUTADO A ABRIL 20-2015				META ABRIL 30 -2015			
		COMPROMISOS	%	OBLIGACIONES	%	COMPROMISOS	%	OBLIGACIONES	%
Funcionamiento	\$ 12.966.745.000	\$ 3.529.448.833	27,2%	\$ 2.406.183.268	18,6%	\$ 4.136.000.000	32%	\$ 3.474.000.000	26,8%
Inversión	\$ 20.405.800.000	\$ 1.414.349.959	6,93%	\$ 60.672.137	0,3%	\$ 6.076.000.000	30%	\$ 4.469.000.000	21,9%
Total	\$ 33.372.545.000	\$ 4.943.798.792	14,81%	\$ 2.466.855.405	7,4%	\$ 10.212.000.000	31%	\$ 7.943.000.000	23,8%

ACTIVIDADES A COMPROMETER - PLAN DE CHOQUE ABRIL DE 2015

ACTIVIDAD	VALOR A COMPROMETE	MES DE COMPROMISO
Participación de 27 funcionarios de la UPME en el cursos Redacción y Argumentación	\$ 6.500.000	Abril
Servicios profesionales de formación, capacitación y guía para la planeación estratégica 2015-2018	\$ 60.000.000	Abril
Contratación "Análisis de oferta y demanda de materiales de construcción y arcillas en las ciudades de Ibagué, Pasto, Tunja, Neiva, Popayán Riohacha, Quibdó y Florencia"	\$ 1.057.000.000	Abril
contratación "Encuesta referenciada a titulares mineros para la Evaluación y análisis de factores relevantes para la planeación del sector minero en Colombia"	\$ 70.000.000	Abril
Adquisición, configuración y puesta en funcionamiento solución de seguridad Firewall perimetral con características de Next Generation Firewall (NGFW)	\$ 145.000.000	Abril
Participación de la UPME en el IV Seminarios Latinoamericano y del Caribe a efectuarse del 13 al 15 de mayo de 2015 en Cartagena	\$ 67.280.000	Abril
contratación "Encuesta referenciada a titulares mineros para la Evaluación y análisis de factores relevantes para la planeación del sector minero en Colombia"	\$ 400.000.000	Abril
Total	\$ 1.805.780.000	

-  Con corte a **20 de abril**, los compromisos por Funcionamiento equivalen a **\$ 3.529** millones que corresponden al **27,2%** de este rubro; por Inversión suman **\$ 1,414** millones que representan un **6,93%** de este rubro



-  En virtud del plan de choque que se está ejecutando, se espera que a **30 abril** los compromisos por Funcionamiento asciendan a **\$4.139** millones, que representa un **31,92%** de este rubro; asimismo se estima los compromisos por Inversión sumen **\$3,220** millones, que representa un **15,8%** de este rubro.

SEGUIMIENTO EJECUCIÓN PRESUPUESTAL A ABRIL 20 DE 2015

RUBRO TIPO	APROPIACIÓN VIGENTE	EJECUTADO A ABRIL 20-2015				META MAYO 31-2015			
		COMPROMISOS	%	OBLIGACIONES	%	COMPROMISOS	%	OBLIGACIONES	%
Funcionamiento	\$ 12.966.745.000	\$ 3.529.448.833	27,2%	\$ 2.406.183.268	18,6%	\$ 5.091.000.000	39%	\$ 4.469.000.000	34,5%
Inversión	\$ 20.405.800.000	\$ 1.414.349.959	6,93%	\$ 60.672.137	0,3%	\$ 10.088.682.000	49%	\$ 5.162.854.000	25,3%
Total	\$ 33.372.545.000	\$ 4.943.798.792	14,81%	\$ 2.466.855.405	7,4%	\$ 15.179.682.000	45%	\$ 9.631.854.000	28,9%

ACTIVIDADES A COMPROMETER - PLAN DE CHOQUE MAYO DE 2015

ACTIVIDAD	VALOR A COMPROMETE	MES DE COMPROMISO
Realización del trabajo titulado "Estrategia Nacional de comunicación y formación en Eficiencia Energética"	2.000.900.000	Mayo
Contratación de actualización y soporte de los modelos desarrollados por la empresa LEIDOS	520.000.000	Mayo
Realización del trabajo "Desarrollo de una metodología para determinar los costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural"	2.159.000.000	Mayo
Implementación mapa de ruta para la adaptación del sector energético al cambio climático (incluyendo uso de herramienta de servicios ecosistémicos) e identificación de factores de vulnerabilidad del sector minero y de líneas gruesas de medidas	900.000.000	Mayo
Adquisición de Información Estratégica para el desarrollo de las labores de planeación energética-suscripción vía web	1.900.000	Mayo
Plan de Energización Rural Sostenible para el Departamento de Cundinamarca	499422253	Mayo
Análisis de las series hidrológicas del sector eléctrico colombiano y de los diferentes fenómenos naturales y antropogénicos que inciden en la variabilidad de las mismas	400.000.000	Mayo
TOTAL	\$ 6.481.222.253	

-  Con corte a **31 de mayo**, se estima que los compromisos por Funcionamiento sumen **\$4,469** millones que corresponden al **34,47 %** de este rubro, alcanzando de esta manera el 87% de la meta prevista inicialmente; y que por Inversión se estima que los compromisos alcanzarán **\$9,701** millones que representan un **47,54 %** de este rubro, alcanzando el 96% de la meta.
-  Con las proyecciones realizadas en total , al cerrar el mes de mayo estarían comprometidos **\$14.170** millones, que equivalen al **42,46%** del total del presupuesto y a alcanzar el 93,3% de la meta inicial.

PRESUPUESTO GENERAL PROYECTADO PARA LA UPME-2016

Cifras (Millones)	Final 2015	Proyecto 2016	Variación Presupuestal 2015-2016
Total Presupuesto de Gastos	\$ 33.542	\$ 36.412	8,55%

Gastos de Funcionamiento	\$ 13.136	\$ 13.446	2%
Gastos de Personal	\$ 11.473	\$ 11.700	2%
Gastos Generales	\$ 1.253	\$ 1.316	5%
Transferencias Corrientes	\$ 410	\$ 430	5%

Gastos de Inversión Cifras (millones)	2015	2016	Variación Presupuestal 2015- 2016
Capacitación del Recurso Humano en las áreas de minería y energía a nivel nacional	850	876	3,06%
Mejoramiento, actualización y sostenibilidad de la plataforma tecnológica, sistemas y gestión de información y medios de divulgación de la UPME Colombia.	4.500	4.500	0,00%
Asesoría para el análisis y formulación de desarrollo del subsector hidrocarburos nacional.	1.928	2.060	6,85%
Asesoría para la elaboración de metodologías de proyección integrada de demanda de energía en Colombia.	1.928	5.000	159,33%
Asesoría para la elaboración de planeación integral de energía a nivel nacional.	3.000	2.070	-31,00%
Asesoría para el análisis del subsector eléctrico nacional.	2.700	2.280	-15,56%
Actualización del planeamiento integral del sector minero colombiano.	5.500	6.180	12,36%
Gastos de Inversión	\$ 20.406	\$ 22.966	12,54%

1. Verificación de quórum
2. Lectura y aprobación del orden del día
3. Lectura y aprobación del acta No. 02 de 2015
4. Temas presupuestales.
 - 4.1 Seguimiento presupuestal 2015.
 - 4.2 Anteproyecto presupuesto 2016.
5. Informe General
 - 5.1. Informe venta de estudios de generación.
 - 5.2. Informe sostenibilidad del Sistema Eléctrico Colombiano.
 - 5.3. Informe generación.
 - 5.4. Informe convocatorias.
 - 5.5. Plan indicativo de abastecimiento de gas natural.
 - 5.6. Evolución de las GEI en Colombia y escenarios de mitigación
6. Propositiones y varios

Informe gestiones para la venta estudios de generación

Antecedentes

1
27-nov-03: la UPME recibe del Ministerio de M. y E. activos (estudios y terrenos asociados) \$ 52.273 millones, resultantes de la capitalización de ISAGEN

2
17-mar-06: Se suscribe Convenio Interadministrativo para que ISAGEN administre, ejecute o promueva estos activos

3
15-dic-06: ISAGEN vende estudio AMOYA y terrenos Cañofisto por \$ 1.181 millones

4
30-jun-07: ISAGEN adquiere los estudios SOGAMOSO y ANDAQUI (éste último con el pago condicionado al cierre financiero) por \$ 35.728 millones

5
30-nov-07: Se contrató consultoría de valoración de los estudios cuya opinión del consultor JAIRO RAMIREZ CASTRO, no tienen valor alguno.

6
04-nov-08: Se liquida convenio con ISAGEN, quien procede a la devolución de estudios no adquiridos o vendidos

7
4-nov-08: IDEA adquiere el estudio Encimadas y Cañaverál por \$ 9.555 millones

8
31-dic-14: ISAGEN adquiere los estudios SOGAMOSO y ANDAQUI (éste último con el pago condicionado al cierre financiero) En la cuenta de intangibles de la UPME se registra a la fecha estudios por \$ 17.71.004,585



Inicialmente se recibieron 11 estudios y 3 grupos de terrenos.

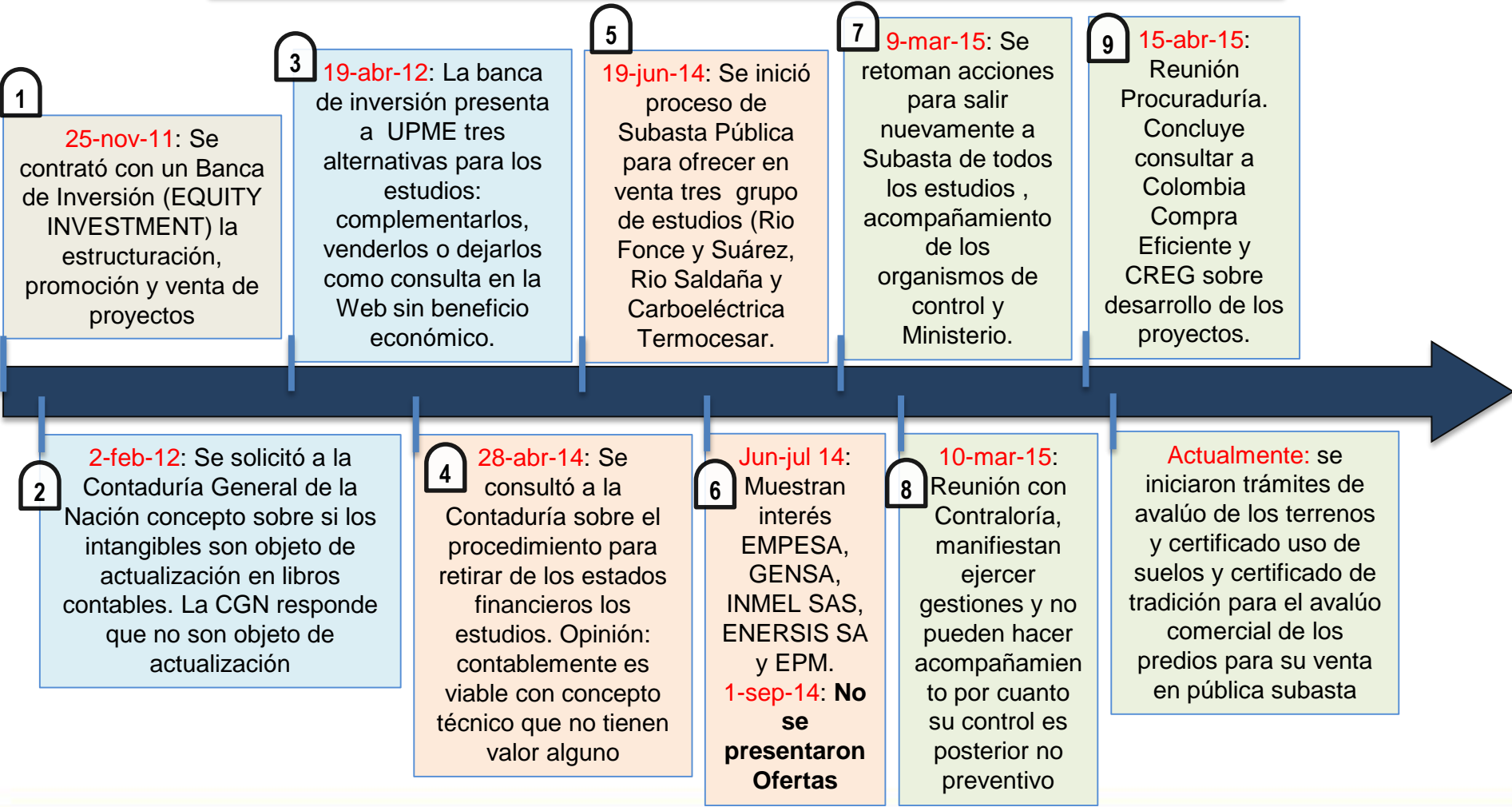


Se vendieron 4 estudios y un terreno.



Quedan 7 estudios; 2 de ellos asociados a terrenos en Mariquita y Barrancabermeja

Gestiones adelantadas por la UPME



1. Verificación de quórum
2. Lectura y aprobación del orden del día
3. Lectura y aprobación del acta No. 02 de 2015
4. Temas presupuestales.
 - 4.1 Seguimiento presupuestal 2015.
 - 4.2 Anteproyecto presupuesto 2016.
5. Informe General
 - 5.1. Informe venta de estudios de generación.
 - 5.2. Informe sostenibilidad del Sistema Eléctrico Colombiano.
 - 5.3. Informe generación.
 - 5.4. Informe convocatorias.
 - 5.5. Plan indicativo de abastecimiento de gas natural.
 - 5.6. Evolución de las GEI en Colombia y escenarios de mitigación
6. Propositiones y varios

Análisis de la sostenibilidad del Sistema Eléctrico Colombiano en el Largo Plazo

Análisis de Sostenibilidad del Sistema Eléctrico Colombiano

Informe sostenibilidad del Sistema Eléctrico Colombiano

Equipo de Trabajo

Luis Guillermo Vélez Álvarez

Economista. PhD. en Economía

Director del Proyecto

Diego Fernando Gómez Sánchez

Ingeniero de Producción. PhD. en Ingeniería

Hugh Rudnick

Ingeniero Civil Electricista. PhD. en Filosofía

Fereidoon P. Sioshansi

Ingeniero Civil. PhD. en Economía

Isaac Dyner Rezonzew

Matemático. PhD. en Ciencias de la Decisión de la Energía

Tomás Gómez San Román

Ingeniero Industrial. PhD. en Ing Industrial

Andrés Ramos Galán

Ingeniero Industrial. PhD. en Ing Industrial

Rubén Darío Cruz Rodríguez

Ingeniero Electricista. PhD. en Ingeniería

Germán Moreno Ospina

Ingeniero Electricista. PhD. en Ingeniería

Gustavo Adolfo Sánchez

Ingeniero Eléctrico. MSc. en Sistemas de Potencia



ECSIM



Informe sostenibilidad del Sistema Eléctrico Colombiano

Equipo de Trabajo

Bibiana Andrea Cuartas Torres

Ingeniera Administradora. MSc en Ingeniería

Walter Mauricio Villa Acevedo

Ingeniero Electricista. PhD. en Ingeniería

Juan David Molina Castro

Ing. Electricista. PhD en Ciencias de la Ingeniería

Lina María Niebles Anzola

Ingeniera Mecánica

Jesús María López Lezama

Ingeniero Electricista. PhD. en Ingeniería Eléctrica

Diego Edison Sánchez Ochoa

Ingeniero Electricista

Informe sostenibilidad del Sistema Eléctrico Colombiano

Agenda

1. Introducción
2. Diagnóstico
3. Análisis normativo y regulatorio
4. Viabilidad y sostenibilidad de la expansión
5. Alternativas de diversificación
6. Desarrollos a nivel de transmisión
7. Generación Distribuida
8. Mapa de Ruta
9. Conclusiones
10. Recomendaciones

1. Introducción

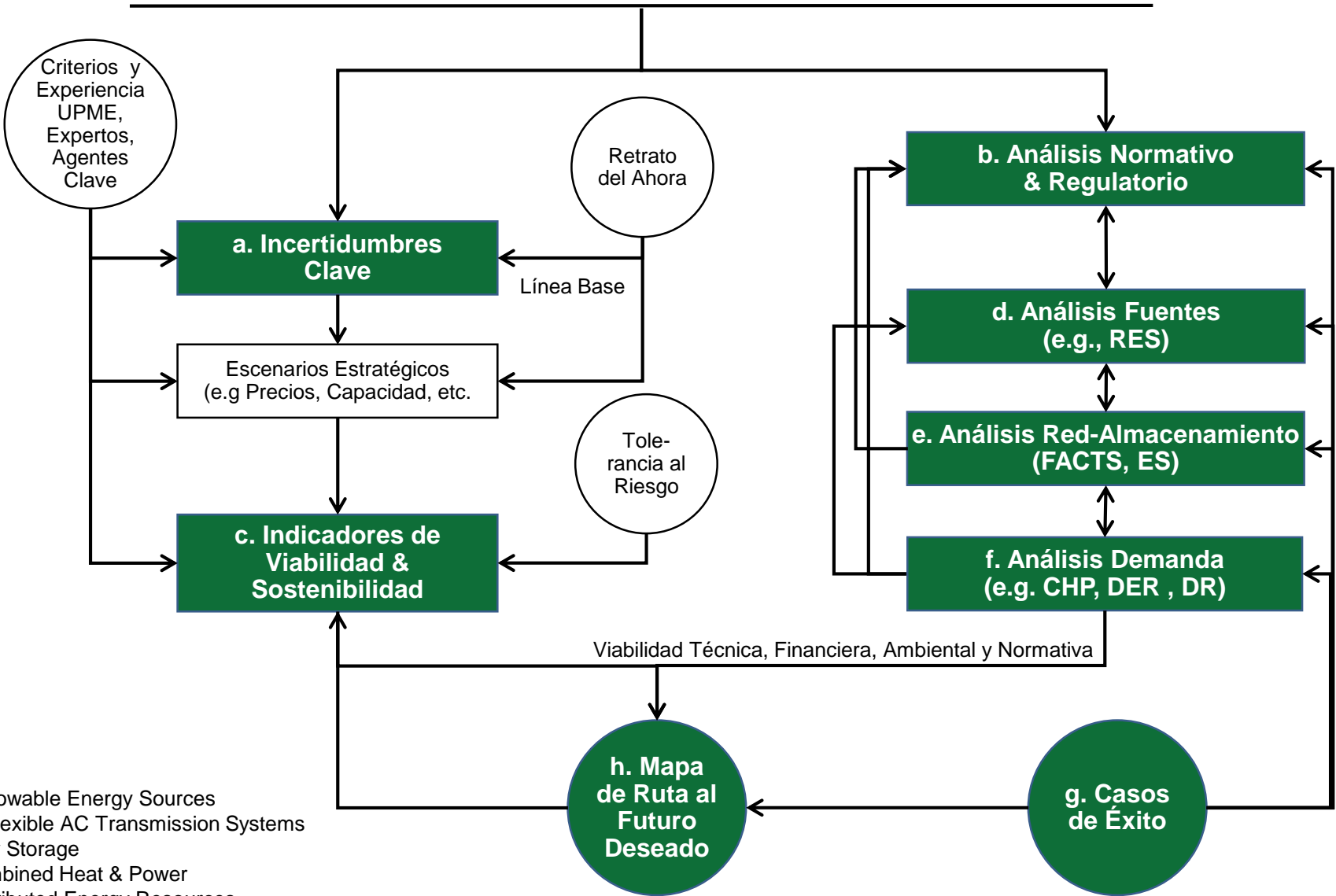
¿De qué se trata el estudio?



ECSIM



Componentes del Estudio



RES = Renewable Energy Sources
 FACTS = Flexible AC Transmission Systems
 ES = Energy Storage
 CHP = Combined Heat & Power
 DER = Distributed Energy Resources
 DR = Demand Response

Introducción (1/2)

- El propósito es brindarle a la UPME un diagnóstico del Sistema Eléctrico Colombiano, con relación a su **viabilidad y sostenibilidad** y a partir de éste determinar alternativas de solución junto con un mapa de ruta.
- Para ello se hizo una revisión al esquema actual del Sistema Eléctrico, considerando las **dificultades y retos presentes y futuros**, se determinó alternativas de solución a dichos problemas y se estableció un mapa de ruta para conseguir un sistema **viable y sostenible**
- El sistema debe responder al crecimiento del país, producto del gran reto que enfrenta para la próximas décadas: consolidar un proceso de **desarrollo económico incluyente y sostenible**

Introducción (2/2)

- Es fundamental y urgente **dar solución** adecuada a las dificultades que se presentan en el desarrollo de los proyectos de infraestructura eléctrica, para garantizar la viabilidad y sostenibilidad del sistema. De no dárseles, la acción sería desarrollar térmicas a carbón, generación distribuida y respuesta a la demanda.
- Es necesario establecer una **visión estratégica** a 30 años, que busque la viabilidad y sostenibilidad de sistema
- En el mediano plazo es posible hacer uso de **nuevas tecnologías** a nivel de generación y transmisión, luego de que estas alcancen competitividad por precios

2. Diagnóstico

Principales dificultades en el desarrollo de proyectos de infraestructura eléctrica, específicamente en los sectores de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica



ECSIM



Diagnóstico

Demoras en el proceso de licenciamiento.

Apoyo de terceros calificados. Modelo de Gestión y Operación para las CAR. Establecer régimen sancionatorios explícito con multas. Licencia Global.

Baja calidad de los EIA

Definir competencias mínimas para los equipos de consultoría, buscar certificación de los equipos, alianzas con el sector privado

Retrasos por consulta previa

Mayor inversión social al inicio del proyecto

Planificación en la transmisión. Los tiempos previstos no son adecuados ni realistas. No permiten la detección y gestión oportuna de restricciones ambientales. Esto porque el nivel de exigencias ambientales y sociales se han incrementado.

Revisar la regulación sobre la expansión de la transmisión. Identificar desde la planeación las restricciones ambientales, puesto que las alertas tempranas no están siendo suficientes. Se debe buscar llegar a una viabilidad ambiental en la que sólo se requiera hacer el trámite técnico de obtención de la licencia.

3. Análisis Normativo y regulatorio

Aplicable a la ejecución de proyectos de infraestructura eléctrica, desde los puntos de vista ambiental, social, predial, técnico, económico y procedimental, entre otros.



ECSIM



Análisis Normativo y Regulatorio

- **La Ley 142 y 143 de 1994** no imponen ninguna obligación y restricción en cuanto al tipo de tecnología y tamaño de los proyectos, pero aparece el **incentivo de despacho garantizado para PCH**
- Con la Ley 1715 del 2014 se **afecta el principio de neutralidad tecnológica**. Los incentivos tendrán un **impacto sobre el precio** al consumidor final
- Se debe **evitar la imposición de precios garantizados**, cuotas mínimas de mercado y cualquier instrumento que afecte la competencia
- El pronunciamiento sobre el **potencial energético** (Resolución 052 del 2012) no tiene plazo establecido. Debería de exigirse en la inscripción del proyecto y así simplificar los trámites

Análisis Normativo y Regulatorio

- Se debe **reformar** la Ley 56 de 1981 (**Declaratoria pública**) para adaptarla al marco normativo y regulatorio actual
- En la Resolución 1552 de 2005 (**Informes de Cumplimiento Ambiental – ICA**) No se define el número de informes y la periodicidad de presentación
- En el Documento 77, CREG se plantean modificaciones a las condiciones de pago de OEF para las PCH que **reducirán los ingresos** de los proyectos haciendo **inviables** los que están en estructuración, construcción y operación. Esto no es consistente con el objetivo de desarrollar las FNCE en el país.

4. Viabilidad y Sostenibilidad de la expansión

De generación , transmisión y distribución que necesita el sistema eléctrico colombiano. Cuantificar a través de indicadores de desempeño



ECSIM



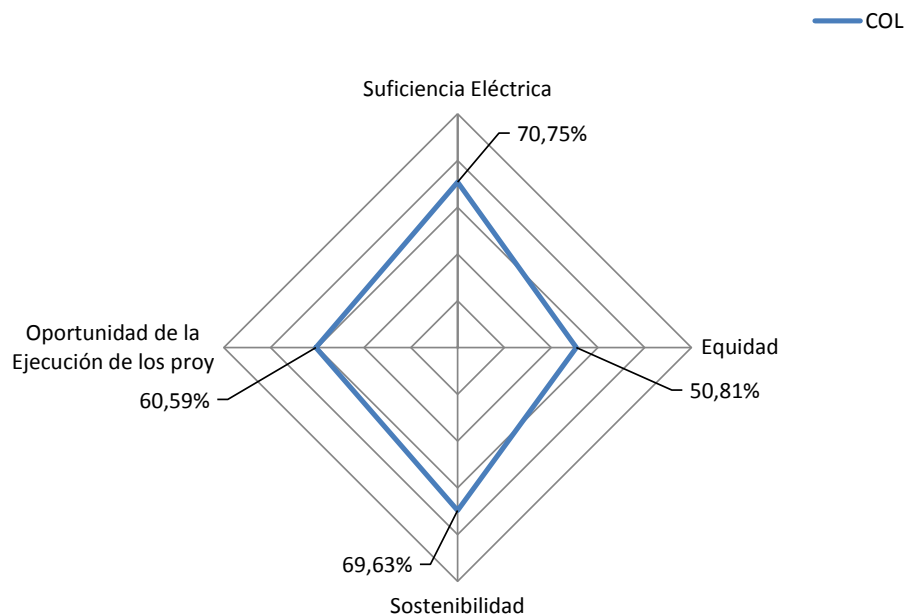
Viabilidad y Sostenibilidad

Tecnología	Viabilidad del recurso	Viabilidad Financiera	Viabilidad de la Licencia	Sostenibilidad Ambiental
Hidráulica	✓ 93 GW. Se ha explotado el 11%. Valor por actualizar Para térmicas:	✓ 139,49	● Hay problemas	2
Gas	✓ Dda Esc Alto: Hasta 2017 Dda Esc Bajo: Hasta 2019	✓ 263,11	● Con Limitaciones	4
Carbón	✓ En 1995 se calculaba 16.992,8 Mt	✓ 184,58	● Con Limitaciones, a menos que sea CCE	7
PCH	✓ 25 GW. Se ha explotado el 2%	✓ 158,47	● Con Limitaciones	1: Más sostenible
Eólica	✓ Potencial bueno: 41 GW Potencial excelente: 33,5 GW Potencial sobres y extraord 24,8 GW	✓ 270,12 / 150,30	● Con Limitaciones: Consulta Previa	3
Solar	✓ Rad > 5 kWh/m ² 170.000 km ² Rad > 5,5 kWh/m ² 8.000 km ²	✓ 522,61 / 296,77	✓ Se espera que no tenga problemas	5
Geotérmica	✓ Azufral Negro – Tufiño Macizo Volcánico Ruiz	✗ 446,24 / 329,71	✓ Se espera que no tenga problemas	-
Biomasa	✓ 16.267 MWh/año de energía primaria o potencial bruto	✓ 183,13 / 137,46	✓ Se espera que no tenga problemas	-
Fuel Oil	✗ No debería usarse	✗	● Con Limitaciones	8 : Menos sostenible

Indicadores de Viabilidad y Sostenibilidad

INDICADORES PARA EL SISTEMA

Colombia 2014



SUFICIENCIA ELÉCTRICA

- Mejora la eficiencia en el consumo eléctrico. El consumo por hab es muy bajo (1.292 kWh/hab), en comparación con los países de la OCDE (el menor tiene 2.091 kWh/hab).

EQUIDAD

- El Indicador de asequibilidad al servicio de EE es muy bajo (3,3%) debido al alto costo que representa la energía eléctrica para una familia colombiana.

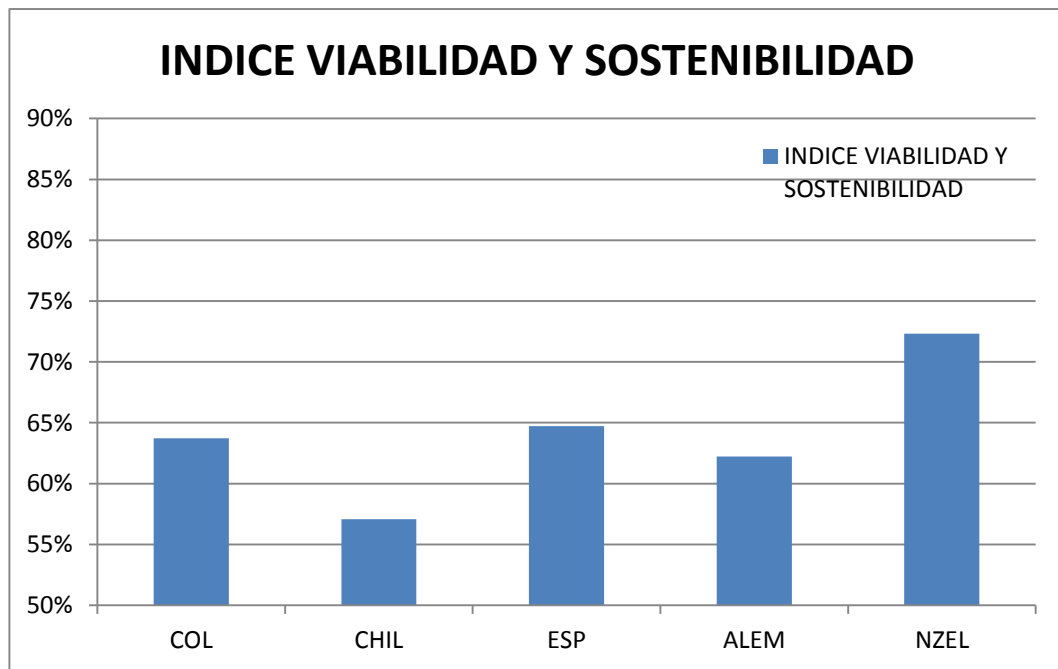
SOSTENIBILIDAD

- En comparación con los países de la OCDE, Colombia tiene un buen indicador, sin embargo se puede mejorar diversificando la matriz de generación con FNCE.

OPORTUNIDAD DE EJECUCIÓN

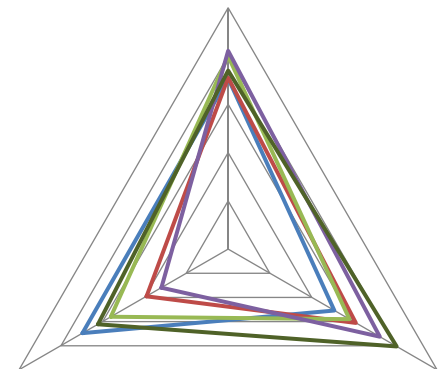
- Los problemas de obtención de permisos ambientales afecta la viabilidad y sostenibilidad, y más si se considera una expansión en centrales hidroeléctricas.

Indicadores de Viabilidad y Sostenibilidad



COLOMBIA TIENE UN BUEN INDICADOR DE SOSTENIBILIDAD FRENTE A LOS OTROS PAÍSES, PERO BAJA CONSIDERABLEMENTE FRENTE AL INDICADOR DE EQUIDAD

Colombia Vs Otros países - 2014



— COL — CHIL — ESP — ALEM — NZEL

	%	COL	CHIL	ESP	ALEM	NZEL
Suficiencia Eléctrica	33%	70,75%	71,06%	79,95%	82,19%	74,01%
Equidad	33%	50,81%	61,10%	58,10%	72,60%	80,65%
Sostenibilidad	33%	69,63%	39,03%	56,08%	31,85%	62,27%
Oportunidad de la Ejecución	0%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
INDICE VIABILIDAD Y SOSTENIBILIDAD		63,73%	57,06%	64,71%	62,21%	72,31%

5. Alternativas de diversificación

Diversificación de las fuentes de generación a 30 años.



ECSIM



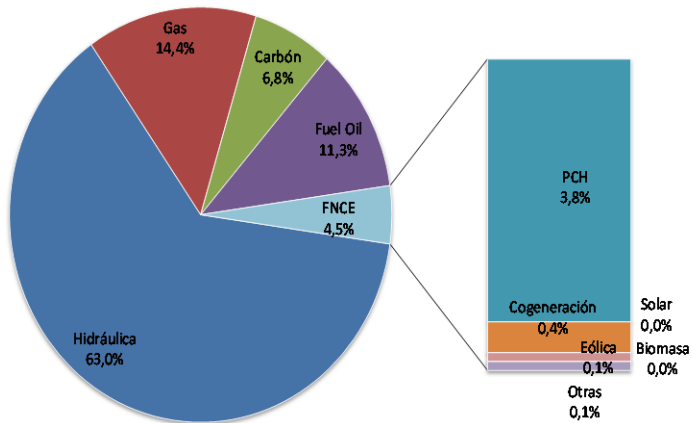
Escenarios de diversificación

TECNOLOGÍA	2013	Participación en la Capacidad Instalada por tecnología - Escenarios a 2045 - MW					
		ESC BI FNCE	ESC IM FNCE	ESC IEA 2DS	ESC WECC JAZZ	ESC WECC SYMP	ESC ALT 2045
Hidráulica	9.315	17.920	14.348	13.698	13.918	15.079	14.039
Gas	2.126	2.731	3.524	2.812	4.924	4.356	1.642
Carbón	1.002	2.902	3.115	1.557	2.406	1.787	5.572
Fuel Oil	1.667	223	58	146	135	135	142
PCH	560	1.313	1.683	1.714	565	818	1.613
Cogeneración	66	531	504	65	64	64	821
Biomasa	0	66	564	1.159	1.966	2.439	651
Eólica	18	1.002	1.697	2.230	1.693	994	1.840
Solar	0	310	1.889	5.305	4.138	4.463	1.415
Otras	19	258	941	2.079	300	19	136
TOTAL	14.775	27.255	28.322	30.765	30.111	30.154	27.870
FNCE	664	3.480	7.277	12.552	8.726	8.797	6.476
FCE	14.110	23.775	21.044	18.213	21.385	21.357	21.394
RENOVABLES	9.979	21.400	21.625	26.250	22.645	23.876	20.515
NO RENOVABLES	4.795	5.855	6.696	4.515	7.466	6.278	7.355

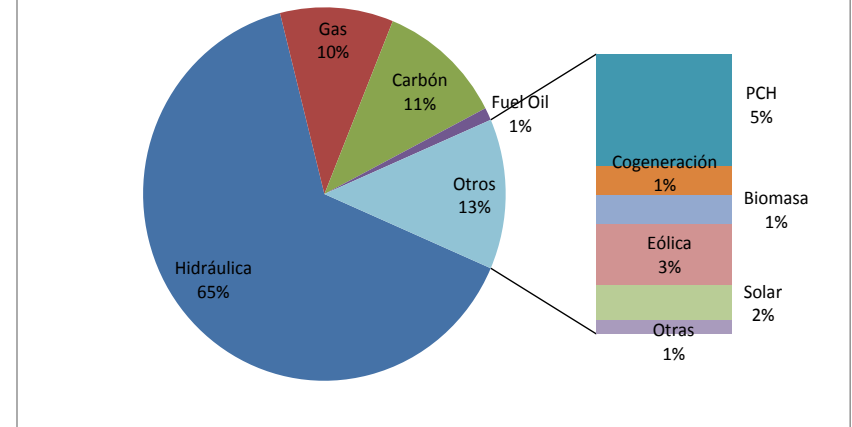
TECNOLOGÍA	2013	Participación en la Capacidad Instalada por tecnología - Escenarios a 2045					
		ESC BI FNCE	ESC IM FNCE	ESC IEA 2DS	ESC WECC JAZZ	ESC WECC SYMP	ESC ALT 2045
Hidráulica	63,0%	65,7%	50,7%	44,5%	46,2%	50,0%	50,4%
Gas	14,4%	10,0%	12,4%	9,1%	16,4%	14,4%	5,9%
Carbón	6,8%	10,6%	11,0%	5,1%	8,0%	5,9%	20,0%
Fuel Oil	11,3%	0,8%	0,2%	0,5%	0,4%	0,4%	0,5%
PCH	3,8%	4,8%	5,9%	5,6%	1,9%	2,7%	5,8%
Cogeneración	0,4%	1,9%	1,8%	0,2%	0,2%	0,2%	2,9%
Biomasa	0,0%	0,2%	2,0%	3,8%	6,5%	8,1%	2,3%
Eólica	0,1%	3,7%	6,0%	7,2%	5,6%	3,3%	6,6%
Solar	0,0%	1,1%	6,7%	17,2%	13,7%	14,8%	5,1%
Otras	0,1%	0,9%	3,3%	6,8%	1,0%	0,1%	0,5%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
FNCE	4,5%	12,8%	25,7%	40,8%	29,0%	29,2%	23,2%
FCE	95,5%	87,2%	74,3%	59,2%	71,0%	70,8%	76,8%
RENOVABLES	67,5%	78,5%	76,4%	85,3%	75,2%	79,2%	73,6%
NO RENOVABLES	32,5%	21,5%	23,6%	14,7%	24,8%	20,8%	26,4%

Escenarios Alternativo

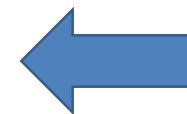
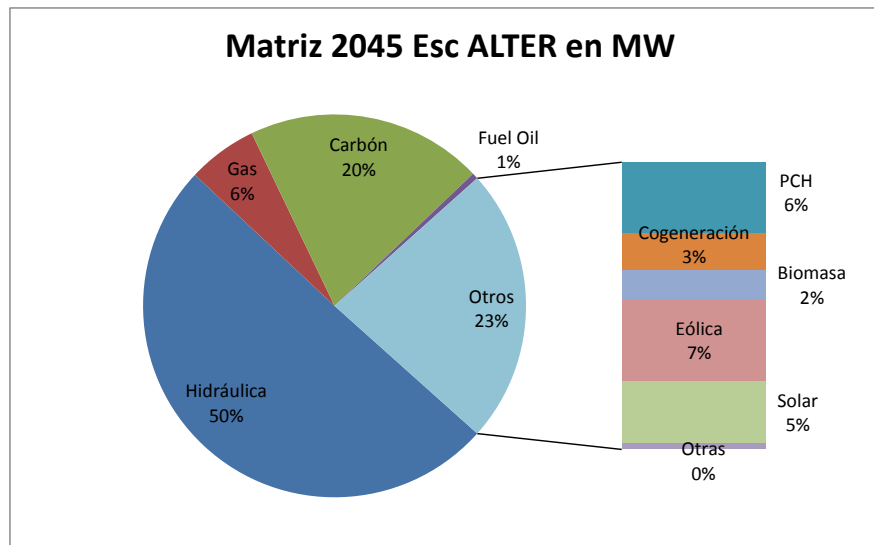
Matriz 2013 en MW



Matriz 2030 Esc ALTER en MW



Matriz 2045 Esc ALTER en MW



6. Desarrollos a nivel de transmisión

HVDC, VSC – HVDC, FACTS, PST, Energy Storage, etc. y redes a 765 kV y/o tensiones superiores.



ECSIM



Desarrollos en Transmisión (1/2)

- Todas las tecnologías presentan **ventajas técnicas** en la planeación y operación del sistema, teniendo **menores impactos ambientales y sociales**.
- En el **mediano plazo deberán ser integradas a los planes** de expansión de transmisión, con el fin que compitan económicamente con las alternativas tradicionales, o las replacen cuando no sea factible la construcción de las obras convencionales.
- La transmisión eléctrica a 765 kV, presenta ventajas técnicas, ambientales, y económicas cuando se necesita transportar energía en grandes bloques, por encima de los 3000 MW. Para el caso colombiano estos flujos pueden alcanzarse en el mediano o largo plazo, dadas las ampliaciones ya definidas por la UPME a 500 kV.

Desarrollos en Transmisión (1/2)

- Los **conductores HTLS son una alternativa muy atractiva** gracias a su capacidad de transmisión, y la posibilidad de ser instalados en las estructuras tradicionales; principalmente en ambientes saturados que no permiten la construcción de nuevas líneas de transmisión.
- Se recomienda **el uso de tecnologías HVDC** para transporte de energía a largas distancias como el caso de las **interconexiones internacionales**, por sus ventajas operativas y costos competitivos; para distancias cortas hasta 500 km los sobrecostos de las líneas HVDC no justifican su inversión.
- El **almacenamiento de energía** presenta ventajas técnicas, que en el corto plazo pueden ayudar a **eliminar restricciones** del sistema, y **mitigar los efectos de atrasos en los proyectos de transmisión**, brindando la posibilidad de almacenar energía cerca a los centros de consumo en los periodos de baja demanda, para ser consumida en los picos de demanda máxima.

7. Generación Distribuida

Necesidad y viabilidad de soluciones con GD



ECSIM



Soluciones con GD

- El impacto de la GD en la sostenibilidad y viabilidad del sector está dado en función de la cantidad de energía que esta pueda inyectar al sistema. La definición de GD dada por la Ley 1715 limita la GD al SDL donde solo pueden haber plantas de menor tamaño. El impacto de la GD en la sostenibilidad y viabilidad como un todo es bajo, pero puede subir su importancia si esta se masifica.
- Las tecnologías de GD con más factibilidad de desarrollo, en el corto plazo, son: PCH, eólica, solar y biomasa.
- La GD se desarrollará en el SIN y en las ZNI. En estas últimas tendrá un impacto significativo, pues tiene potencial de desplazar el uso de Fuel Oil.

Soluciones con GD

- Se recomienda:
 - ✓ Diseñar y desarrollar pilotos regulatorios
 - ✓ Reglamentar leyes para el desarrollo de las FNCE y GD;
 - ✓ Regular la participación de la GD en el SIN;
 - ✓ Realizar desarrollos experimentales que apoyen la implementación de nuevas tecnologías de GD;
 - ✓ Impulsar la gestión de la demanda
 - ✓ Diseñar política pública orientada a la implementación de GD en ZNI.

8. MAPA DE RUTA



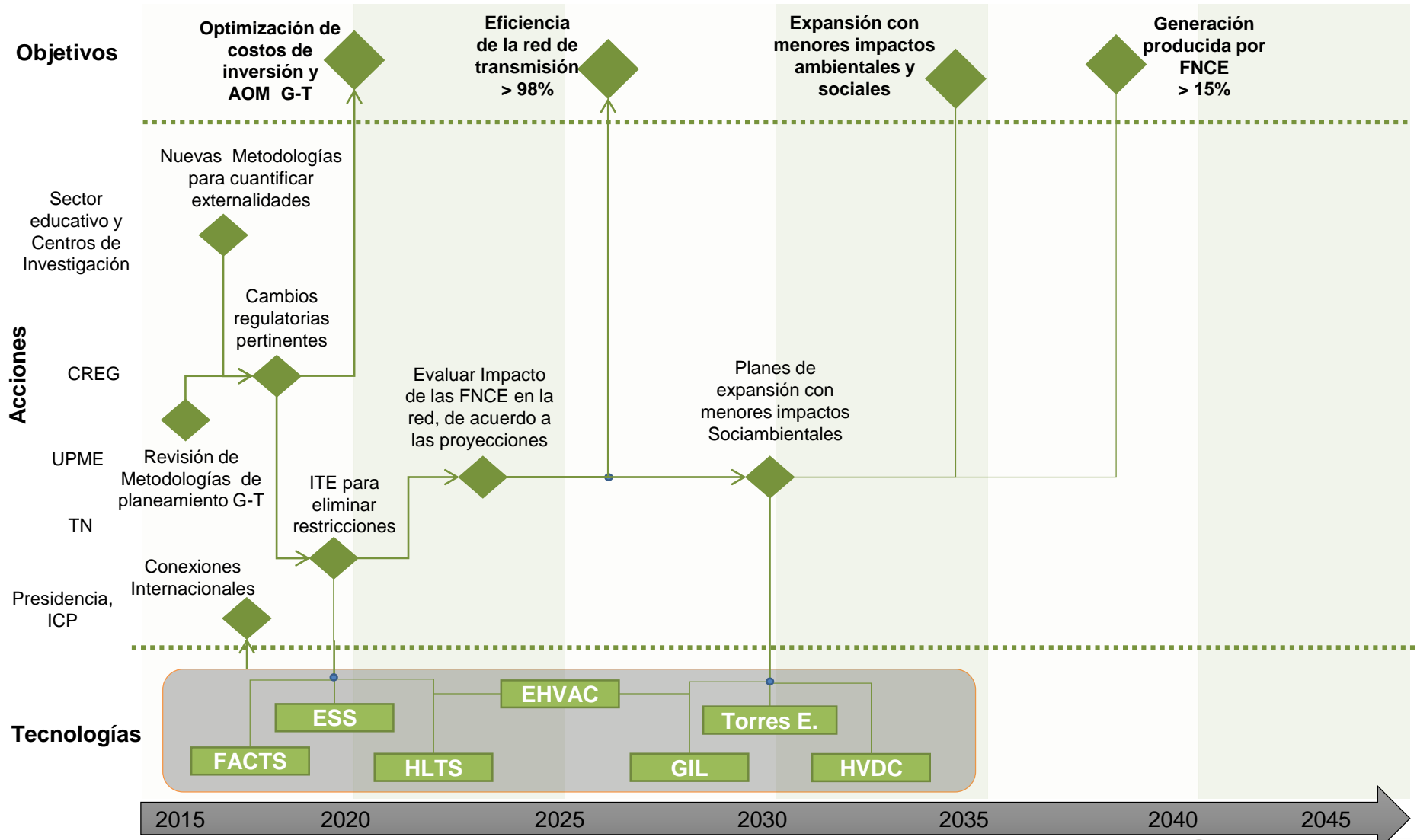
ECSIM



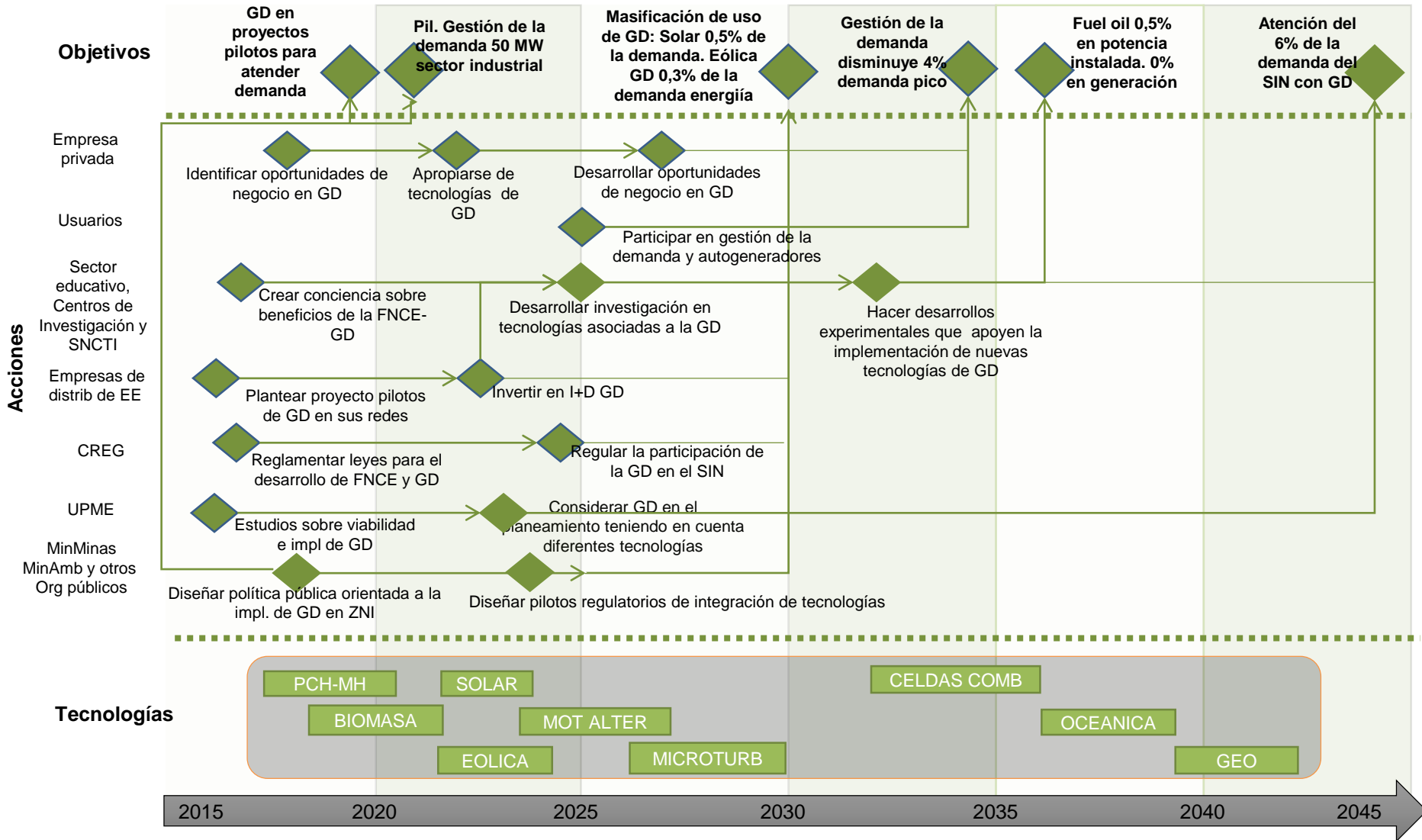
PLAN DE ACCIÓN REGULATORIO

ACCIÓN	HITO	RESPONSABLE	PLAZO	PROYECTO AL CUAL APLICA
Reordenamiento de los Procesos Ambientales: Licencias, Diagnósticos, Modificaciones, y Procedimientos de la Autoridades Ambientales Estudios, Capacidades y	Expedición de la Norma (2016)	Gobierno Nacional y Empresas	2 AÑOS	TODOS
Reordenamiento de los Procesos de Consulta y compensación con comunidades.	Expedición de la Norma (2016)	Gobierno Nacional y Empresas	2 AÑOS	TODOS
Reordenamiento de la Gestión de Predios y Servidumbres	Expedición de la Norma (2016)	Gobierno Nacional y Empresas	2 AÑOS	TODOS
Actualizar Planificación del Sector Eléctrico integrando ARAs a las Convocatorias de Trasmisión.	Expedición de la Norma (2016)	Gobierno Nacional, UMPE y ANLA	2 AÑOS	Trasmisión
Introducir en los POT los requerimientos de expansión de Servicios Publico	Expedición de la Norma (2016)	Gobierno Nacional	2 AÑOS	Distribución, STR y STN
Adopción de Protocolos Internacionales de Crecimiento Verde, Sostenibilidad, y Responsabilidad Social.	Expedición de la Norma (2016)	Gobierno Nacional y Empresas	2 AÑOS	TODOS

Mapas de Ruta – Expansión de la Red



Mapas de Ruta – GD



9. CONCLUSIONES



ECSIM



Conclusiones

- El país **no tiene restricciones en las fuentes de generación** de electricidad. Luego de revisar su viabilidad económica, con excepción de la geotérmica, las distintas fuentes se pueden desarrollar a corto y mediano plazo.
- Los **proyectos de transmisión** están siendo **un nuevo generador de retardos**, debido a los problemas sociales y ambientales que se asocian a su desarrollo.
- En el mediano y largo plazo se espera que **tecnologías emergentes en transmisión** se puedan integrar a los planes de expansión en el país. Esta incorporación demanda **esfuerzos metodológicos y regulatorios** en busca de no imponer barreras, más que las expuestas por las propias tecnologías; además, **actualización constante** por parte de las empresas, apoyadas en la academia y Centros de Desarrollo Tecnológico.
- La no consideración de información de los problemas de transmisión del STN dentro del proceso de subastas del Cargo por Confiabilidad no permite alcanzar el mejor nivel de optimización de la inversión en nuevos proyectos

Conclusiones

- Los resultados de los escenarios de **participación de GD** (definida como lo establece la Ley 1715), muestran que esta tendrá una participación moderada en la atención del crecimiento previsto de la demanda en el horizonte considerado. El impacto de esta en la viabilidad y sostenibilidad del sector como un todo, es bajo. Sin embargo, puede aumentar su importancia en un escenario de masificación de la misma.
- El análisis de factibilidad llevado a cabo con diferentes tecnologías de **GD** muestran como **más promisorias** en el corto plazo, a las PCH, energía solar, eólica y biomasa, respectivamente.
- Se debe contar con **esquemas de financiación adecuados** para los periodos de recuperación de capital en **inversiones con GD** (especialmente con fuentes de energía no convencionales). Así mismo, se debe crear conciencia sobre los beneficios que se pueden alcanzar con un adecuado planeamiento de estas.

10. RECOMENDACIONES



ECSIM



Recomendaciones:

1. El gobierno debe hacer un esfuerzo por **normalizar los procesos de licenciamiento y consulta previa.**
2. El país necesita definir una **visión** fuerte y convincente para el sector eléctrico en 2045 en la que se establezcan los objetivos de sostenibilidad y generación libre de emisión de carbono. A partir de esta **definir políticas claras y transparentes, seguidas de estrategias y metas obligatorias** que permitan lograr la visión.
3. Debe introducirse un **esquema de contratación de potencia y energía firme**, a largo plazo, bajo licitación competitiva en la cual el mercado regulado tiene la obligación de contratar en el corto, mediano y largo plazo una parte de la demanda proyectada. La contratación se puede dar por franjas horarias, de tal manera que le permita a los inversionistas de FNCE competir con las tecnologías tradicionales.
4. El **desarrollo de la reglamentación de la Ley 1715 de 2014** debe estar enfocado a privilegiar las PCH, Eólicas y Solar en su orden de manera que se cumpla con el propósito de **diversificar la matriz energética.**

Recomendaciones:

5. Establecer mecanismos de **planeación integrada de generación y transmisión** que permitan una mejora en la optimización de los recursos con el consecuente efecto de eficiencia en los precios. Esto implicaría un trabajo coordinado entre el planeador y el regulador. Dichos mecanismos deben articularse con los esquemas de contratos a largo plazo.
6. Se deben **adoptar metodologías** que permitan cuantificar las **externalidades operacionales, ambientales y sociales de los nuevos proyectos en transmisión**, con el fin de que las tecnologías flexibles, quienes presentan ventajas en estos aspectos, puedan competir con las alternativas tradicionales sin más barreras que las expuestas por las propias tecnologías.
7. Brindar a los agentes la posibilidad de presentar propuestas para la expansión de la red de transmisión, que puedan incluir tecnologías flexibles para solucionar los problemas de la red, bajo un esquema de **Iniciativa de Transmisión Empresarial (ITE)**. Dichas iniciativas deberían ser evaluadas por la UPME, quien decidiría si considera pertinente o no su ejecución bajo criterios técnicos y económicos.

Recomendaciones:

8. Los mecanismos de subvención para el **estímulo y desarrollo de GD** se debe hacer de forma tal que **perturbe lo menos posible el mercado** y proporcionando certidumbre regulatoria para potenciales inversionistas. La política de **subsidios** para la GD y para la generación con FNCE, es conveniente, pero debe **acotarse** en cantidad y tiempo.
9. Se recomienda **explorar y desarrollar programas de respuesta de la demanda**. Puede aplanar los picos de carga máxima, aliviando la presión sobre la expansión y permitiendo aplazamiento en inversiones. Pueden competir con la reserva rodante, reduciendo los costos de operación. Deben tener una integración efectiva con el mercado mayorista.
10. En la actualidad la **GD** con recursos renovables como eólica, solar o a base de biomasa, resulta ser poco competitiva con la generación centralizada. En el ámbito de mayor impacto para el desarrollo de estas tecnologías son **las Zonas no Interconectadas**, donde tienen potencial de desplazar el uso de Fuel Oil.
11. El país debe hacer uso de sus recursos; el **carbón limpio** debe ser una prioridad, por tanto se debe desarrollar una agenda de investigación en dicha área.



INFORMACIÓN RESERVADA – Este documento fue desarrollado por CIDET-ECSIM-CONOSER y pertenece exclusivamente a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). No se puede utilizar sin consentimiento escrito de la UPME. Las opiniones que contenga este documento son exclusivas de sus autores y no necesariamente representan la opinión oficial de la UPME, CIDET, ECSIM o CONOSER.

1. Verificación de quórum
2. Lectura y aprobación del orden del día
3. Lectura y aprobación del acta No. 02 de 2015
4. Temas presupuestales.
 - 4.1 Seguimiento presupuestal 2015.
 - 4.2 Anteproyecto presupuesto 2016.
5. Informe General
 - 5.1. Informe venta de estudios de generación.
 - 5.2. Informe sostenibilidad del Sistema Eléctrico Colombiano.
 - 5.3. Informe generación.
 - 5.4. Informe convocatorias.
 - 5.5. Plan indicativo de abastecimiento de gas natural.
 - 5.6. Evolución de las GEI en Colombia y escenarios de mitigación
6. Propositiones y varios

SEGUIMIENTO A PROYECTOS DE GENERACIÓN





SEGUIMIENTO A PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA INDICADOR TIPO SEMÁFORO

La clasificación de los proyectos se establece considerando que se cumplan al menos 2 de los criterios que se describen

<u>Rojo</u>	<u>Amarillo</u>	<u>Verde</u>
<ul style="list-style-type: none"> El proyecto presenta un retraso mayor al 30% * respecto a la curva S reportada a la CREG. Presenta dificultades graves en los licenciamientos ambientales, conflictos sociales y/o problemas de seguridad que comprometen el desarrollo del proyecto. No es posible finalizarlo en los tiempos máximos para la entrada en operación y cumplir con las Obligaciones de Energía en Firme - OEF. 	<ul style="list-style-type: none"> El proyecto presenta un retraso hasta del 30% respecto a la curva S reportada a la CREG. El Proyecto no ha iniciado construcción. Se identifican dificultades en los licenciamientos ambientales, conflictos sociales y/o problemas de seguridad que pueden aumentar el atraso, sin comprometer el cumplimiento de la fecha de inicio de Obligaciones de Energía en Firme - OEF. 	<ul style="list-style-type: none"> El proyecto se encuentra dentro del cronograma de avance respecto a la curva S reportada a la CREG. No presenta dificultades por licenciamientos ambientales ni conflictos sociales o de seguridad.

* Teniendo en cuenta que el tiempo estimado para entrada en operación puede ser de 4 a 5 años, el 30% corresponde a un retraso mayor de 1 año.





APLICACIÓN EN LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN

PROYECTO	AGENTE	UBICACIÓN	FECHA DE ENTRADA **	AVANCE (último informe de cada proyecto)	ESTADO	OBSERVACIONES
Quimbo 400 MW	EMGESA	Gigante, Garzón Huila	Agosto-15 (Unidad 1)	El auditor informa avance del 80,1 %, del 99,55 % programado en la curva S reportada a la CREG. Información con fecha de corte a septiembre 30 de 2014.		En enero de 2015 se recibió información de EMGESA, describiendo avance en diferentes obras. Sin embargo, no se indica el consolidado del avance total para el proyecto.
Gecelca 3 164 MW	GECELCA	Puerto Libertador Córdoba	Abril-15	El auditor informa avance del 95,36%, frente al 100% esperado según la curva S reportada a la CREG. Información con fecha de corte a febrero 28 de 2015.		En el último informe de auditoría se establece como fecha de entrada del proyecto el 30 de abril de 2015. Sin embargo, las OEF comprometidas son a partir del 01/12/2015.
Ituango 1.200 MW	EPM	Ituango Antioquia	Noviembre-18 (Unidad 4)	El auditor informa avance real del 35,06% respecto al 47,79% esperado según la curva S reportada a la CREG. Información con fecha de corte a diciembre 31 de 2014.		El avance se afectó debido a presencia de zonas geológicas inestables en los sitios de captación y plazoleta de compuertas.
Cucuana 60 MW	EPSA	Roncesvalles Tolima	Junio-15 (Primera Unidad)	El auditor reporta avance del 96,94% frente al 100% programado en la curva S declarada a la CREG. Información con fecha de corte a diciembre 31 de 2014.		EPSA modificó la fecha de entrada en operación comercial, previendo posibles imprevistos al iniciar la operación. La nueva fecha es posterior a la de inicio de OEF, sin embargo, el promotor presentó contratos de respaldo y garantías respectivas. La entrada en operación de la segunda unidad, está prevista para el 22 de julio de 2015.

** La fecha de entrada se estima con la información oficial presentada en los informes de auditoría, o en el reporte entregado por cada agente.

INFORME GENERACIÓN

APLICACIÓN EN LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN

PROYECTO	AGENTE	UBICACIÓN	FECHA DE ENTRADA **	AVANCE (último informe de cada proyecto)	ESTADO	OBSERVACIONES
Gecelca 3.2 250 MW	GECELCA	Puerto Libertador Córdoba	Julio-16	El auditor reporta avance real del 24,92%, frente al 68,8% esperado según la curva S reportada a la CREG. Avance negativo durante el segundo semestre de 2014. Información con fecha de corte a diciembre 31 de 2014.		El punto crítico del Proyecto ha sido la etapa de ingeniería, en específico la homologación de las normas de diseño chinas y las normas colombianas. Por esta razón fue necesario modificar diseños ya aprobados. Retraso del 43,88%.
Termonorte 88 MW	TERMONORTE	Santa Marta Magdalena	Diciembre-17	Avance total del 0,11% frente al 0,31% programado según la curva S declarada a la CREG. Información con fecha de corte a noviembre 30 de 2014.		El único avance fue la selección del sitio. Se desconoce la tecnología de las unidades generadores. Tampoco se ha actualizado el estudio de conexión.
San Miguel 42 MW	HMV	San Luis, San Francisco Antioquia	Diciembre-15	El auditor reporta avance del 71,46% frente al 80,06% esperado según cronograma interno. Información con fecha de corte a enero 31 de 2015.		Respecto a la curva S declarada ante la CREG, el proyecto presenta un retraso del 8,6%. Ello se debe al retraso de las actividades asociadas a la construcción del túnel de carga.
Carlos Ll Restrepo 78 MW	HIDRALPOR	Barbosa, Santo Domingo Antioquia	Diciembre-15	El auditor informa avance del 87,12% frente al 81,34 % esperado de la curva S declarada a la CREG. Información con fecha de corte a diciembre 31 de 2014.		El Proyecto presenta un adelanto del 5,78%.
Tasajero II 160 MW	TASAJERO	San Cayetano Norte de Santander	Diciembre-15	Termotasajero reporta avance del 96% frente al 87% de avance esperado según la curva S declarada a la CREG. Información con fecha de corte a marzo 31 de 2015.		El Proyecto presenta un adelanto del 9%.

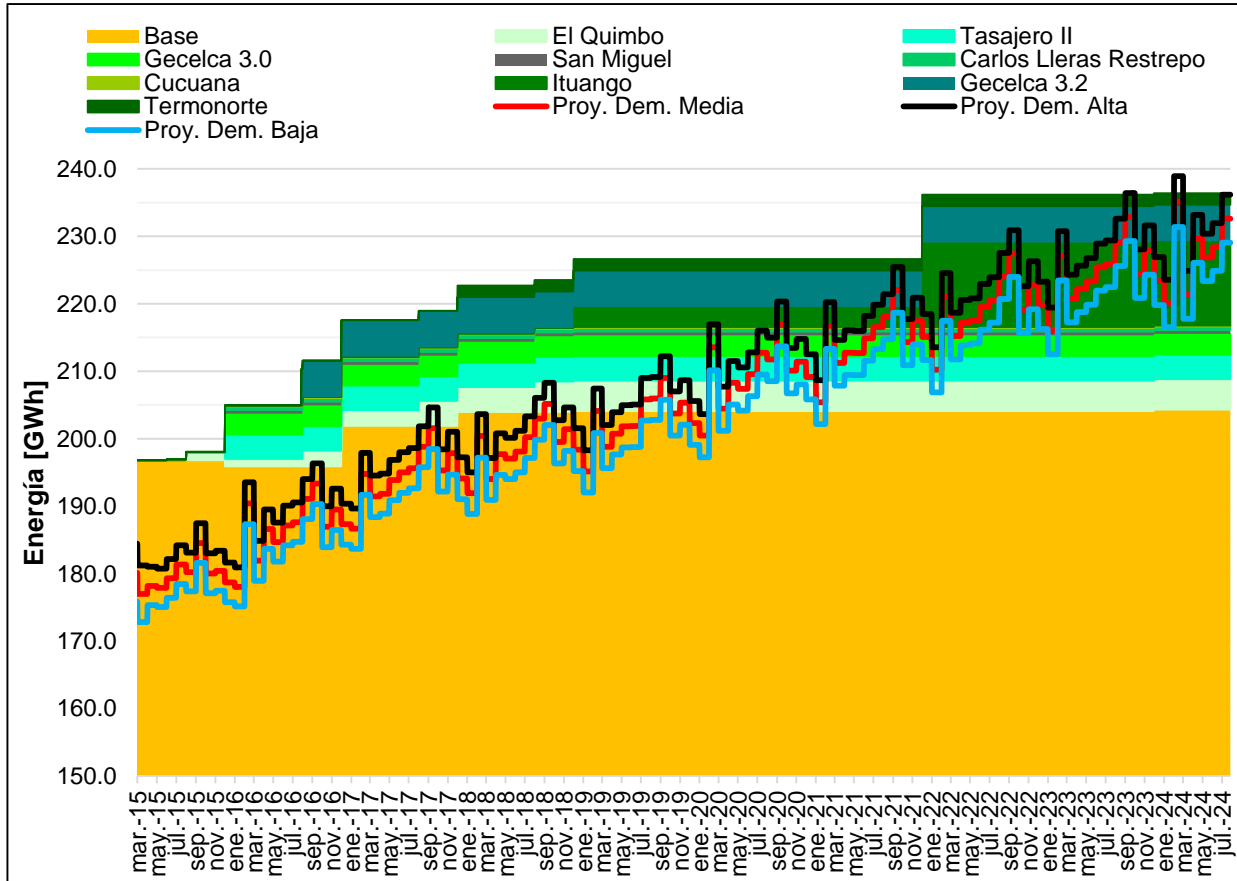
ENFICC VERIFICADA Y OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME.

Escenarios considerados

	Escenario 0	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5	Escenario 6	Escenario 7	Escenario 8
ENFICC Verificada	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida	Incluida
El Quimbo	ago-15	dic-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	ago-15	dic-15
Tasajero II	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15
Gecelca 3.0	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15
San Miguel	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-16	dic-15	dic-15	dic-16
Carlos Lleras Restrepo	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-15	dic-16	dic-16
Cucuana	jun-15	jun-15	jun-15	jun-15	dic-15	jun-15	jun-15	jun-15	dic-15
Ituango	dic-18	dic-18	dic-18	dic-19	dic-18	dic-18	dic-18	dic-18	dic-19
Gecelca 3.2	jul-16	jul-16	dic-16	jul-16	jul-16	jul-16	jul-16	jul-16	dic-16
Termonorte	dic-17	dic-17	dic-17	dic-17	dic-17	dic-17	-	dic-17	-

ENFICC VERIFICADA Y OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME.

Escenario 0 - ENFICC verificada y OEF vs Proyecciones de demanda Marzo 2015



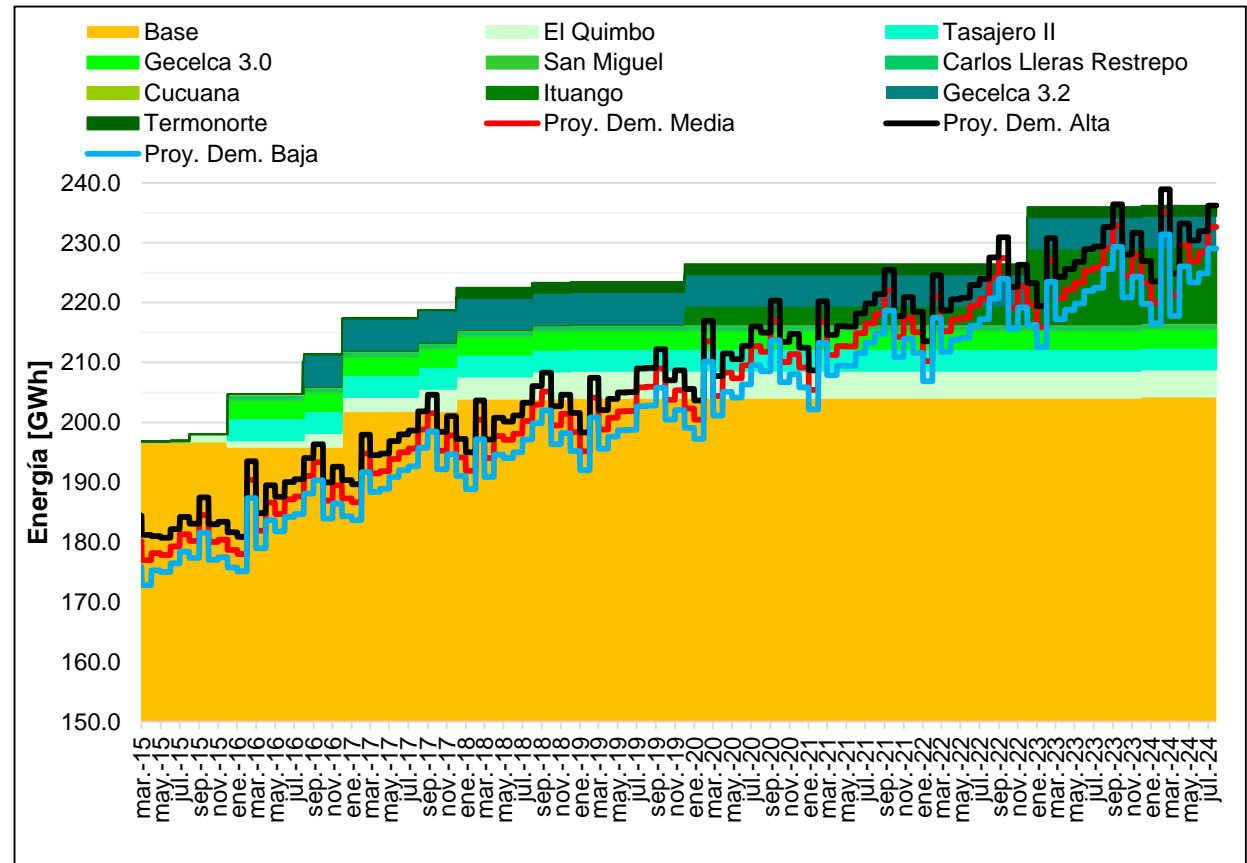
Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME

Fuente de gráfica: UPME

- Para el escenario base se compromete la atención de la demanda en septiembre de 2023 y febrero de 2024, bajo un escenario de demanda alto.

ENFICC VERIFICADA Y OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME.

Escenario 3 - ENFICC verificada y OEF con atraso de Ituango vs Proyecciones de demanda Marzo 2015



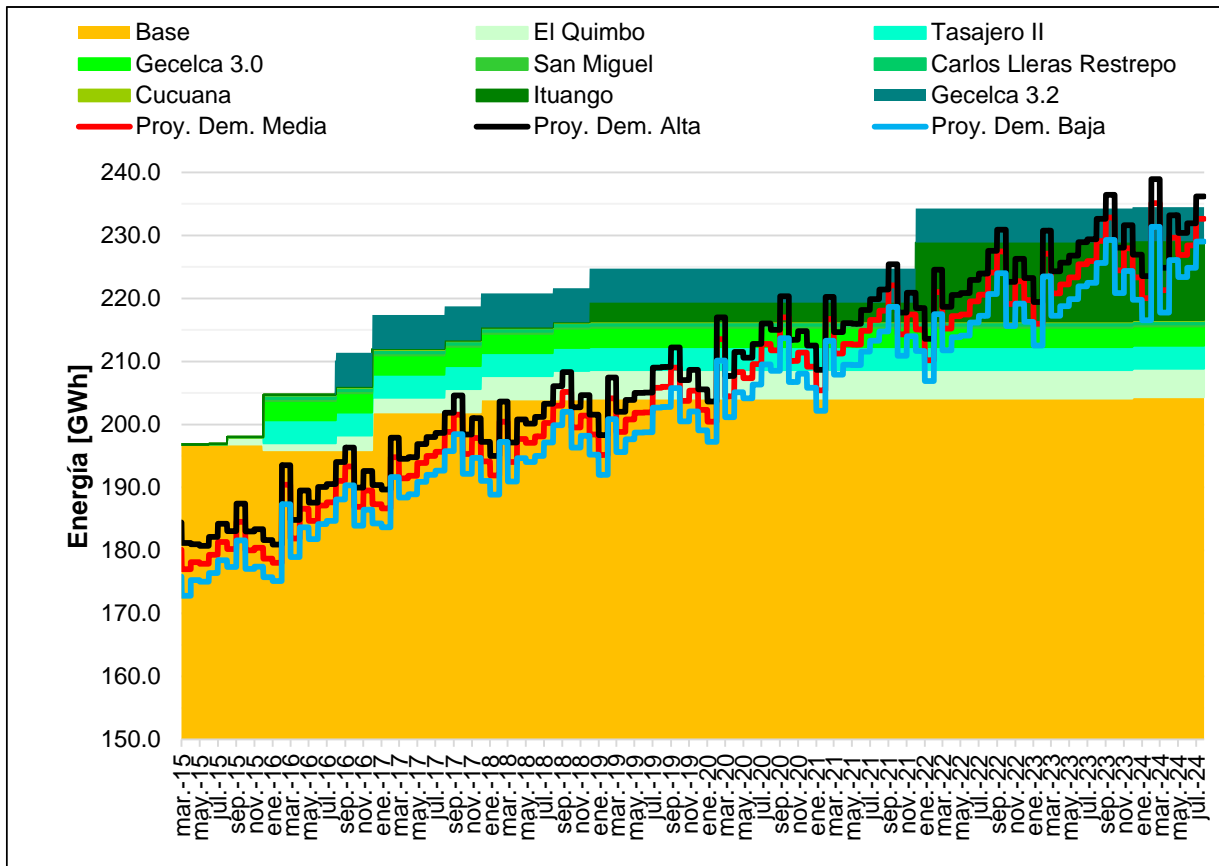
Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME

Fuente de gráfica: UPME

- Para el escenario 3, atraso de la entrada del proyecto Ituango, se compromete la atención de la demanda en agosto y septiembre de 2022, septiembre de 2023 y febrero de 2024, bajo un escenario de demanda alto.
- Bajo un escenario de demanda medio, la proyección de demanda supera las OEF y la ENFICC agregada en septiembre de 2022.

ENFICC VERIFICADA Y OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME.

Escenario 6 - ENFICC verificada y OEF sin incluir Termonorte vs Proyecciones de demanda Marzo 2015



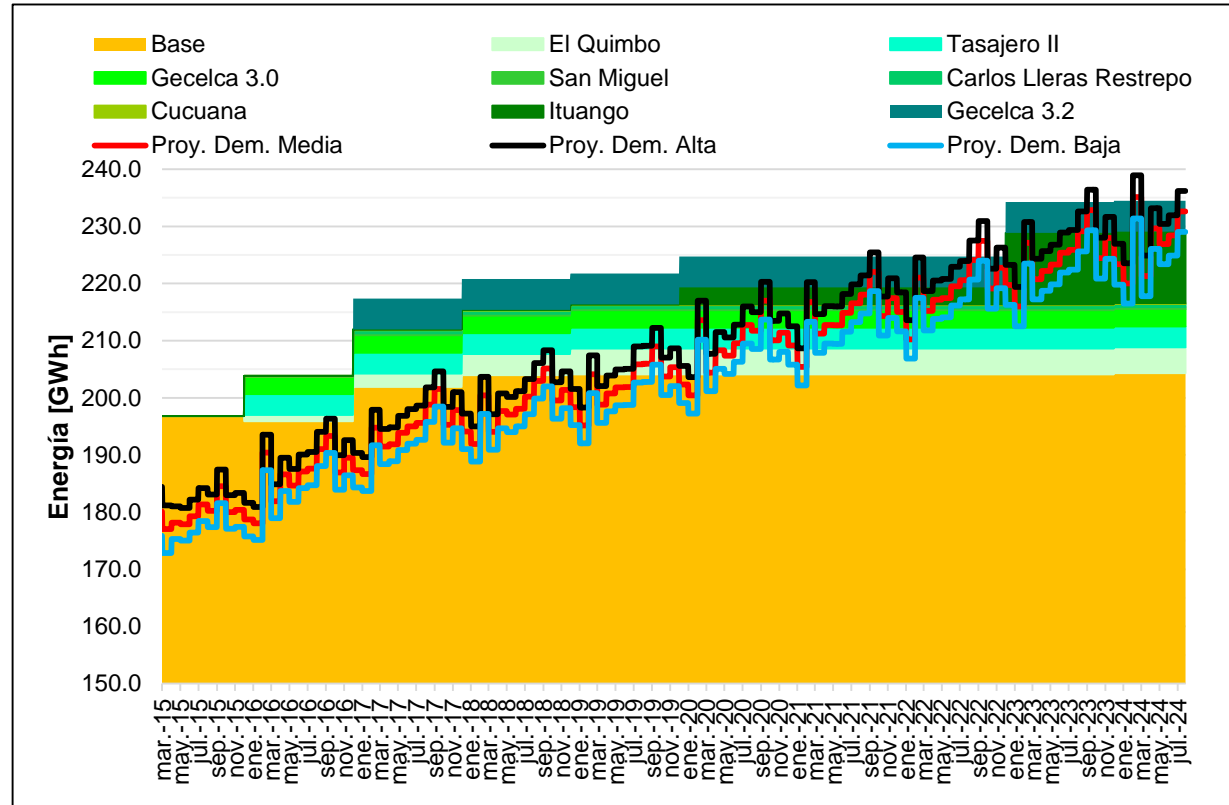
Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME

Fuente de gráfica: UPME

- Para el escenario 6, no entrada del proyecto Termonorte, se compromete la atención de la demanda en septiembre de 2021, septiembre de 2023, y febrero y julio de 2024, bajo un escenario de demanda alto.
- Bajo un escenario de demanda medio, la proyección de demanda supera las OEF y la ENFICC agregada en febrero de 2024.

ENFICC VERIFICADA Y OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME.

Escenario 8 - ENFICC verificada y OEF crítico vs Proyecciones de demanda Marzo 2015



Fuente de datos: Sistema de información de XM y UPME

Fuente de gráfica: UPME

- Para el escenario 8 se compromete la atención de la demanda en septiembre de 2021, septiembre de 2022, septiembre de 2023, y febrero y julio de 2024, bajo un escenario de demanda alto.
- Bajo un escenario de demanda medio, la proyección de demanda supera las OEF y la ENFICC agregada en febrero de 2024.

1. Verificación de quórum
2. Lectura y aprobación del orden del día
3. Lectura y aprobación del acta No. 02 de 2015
4. Temas presupuestales.
 - 4.1 Seguimiento presupuestal 2015.
 - 4.2 Anteproyecto presupuesto 2016.
5. Informe General
 - 5.1. Informe venta de estudios de generación.
 - 5.2. Informe sostenibilidad del Sistema Eléctrico Colombiano.
 - 5.3. Informe generación.
 - 5.4. Informe convocatorias.
 - 5.5. Plan indicativo de abastecimiento de gas natural.
 - 5.6. Evolución de las GEI en Colombia y escenarios de mitigación
6. Propositiones y varios

INFORME AVANCE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

CONVOCATORIAS PÚBLICAS



MinMinas
Ministerio de Minas y Energía

**PROSPERIDAD
PARA TODOS**

INFORME CONVOCATORIAS

Resumen convocatorias (1)

Convocatoria	Proyectos	Ubicación	Fecha selección	Fecha oficial Puesta en Operación	Fecha prevista Puesta en Operación	Estado	Ejecutor	Oferta MUS\$
EN EJECUCIÓN								
01-2008	Nueva Esperanza: subestación + Línea a 500 + Línea a 230 kV	Cundinamarca	28-abr-10	may-15	ene-15	Con licencia. En construcción: 39/100 torres en 230 kV. Se llegó a acuerdo con respecto al cruce con el aeropuerto Dorado II. Avanza la subestación. Aún no se han presentado las variantes a la ANLA	EPM	20,23
02-2009	Armenia 230 kV: subestación y línea	Quindío, Risaralda	14-feb-12	ago-15	ago-15	Se otorgó prórroga. Con licencia. En construcción: 38/43 torres en Risaralda y 14/38 en Quindío. Subestación finalizada. No hay acuerdo con CRQ, todo se tramita todo a través de la Procuraduría.	EEB	10,43
05-2009	Quimbo - Altamira 230 kV	Huila, Valle	15-mar-12	dic-14	-	Entró en operación en dic/2014	EEB	89,2
	Quimbo - Alférez 230 kV			sep-15	mar-15	EEB radicó EIA en sep/2014. Se solicitó info adicional y EEB presentó recurso en feb/2015 sin respuesta aún. Se esperaba licencia para mar/2015. Atraso > 1 mes.		
03-2010	Chivor-Norte-Bacatá 230 kV	Cundinamarca, Boyacá	16-abr-13	oct-15	oct-16	Alternativa aprobada. Por resolver 5 recursos de reposición. Queda en firme en may/2015. Atraso superior a 1 año. Se requiere agilidad en etapa del EIA. Fuerte oposición.	EEB	44,84
02-2013	2° transformador Copey 500/230 kV	Cesar	07-ene-14	nov-15	nov-15	En construcción, presenta adelanto. Se lograron acuerdos con los Arhwacos	ISA	12,86
01-2013	Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV	Santander, Cundinamarca	07-may-14	nov-17	nov-17	Se radicó el DAA en feb/15. En mar/15 se emitió auto de inicio. Oposición de Guasca, Guatavita, La Calera y Ubaque.	EEB	171,40
05-2012	Bolívar – Cartagena 220 kV	Bolívar	19-may-14	nov-16	nov-16	Se radicó el DAA en feb/15. En mar/15 se emitió auto de inicio. En diseño las ruras aérea y subterránea. Visita con comunidades	EEB	94,24

INFORME CONVOCATORIAS

Resumen convocatorias (2)

Convocatoria	Proyectos	Ubicación	Fecha selección	Fecha oficial Puesta en Operación	Fecha prevista Puesta en Operación	Estado	Ejecutor	Oferta MUS\$
EN EJECUCIÓN								
04-2013	Bello – Guayabal – Ancón	Antioquia (urbano)	04-jun-14	nov-16	nov-16	Se radicó el DAA en mar/15. ANLA solicitó complementos para emitir auto de inicio. Avanzan diseños y socializaciones	EPM	125,37
02-2014	Reforma	Meta (Villavicencio)	10-jul-14	nov-15	nov-15	No requiere licencia ambiental. En ajustes al PMA. En estudios de topografía y movimiento de tierras.	ISA	4,18
07-2013	Chinú – Montería – Urabá	Córdoba, Sucre y Urabá Antioqueño	12-ago-14	nov-16	nov-16	Se radicó el DAA en dic/14 y en feb/15 se emitieron los autos de inicio. Atraso en pronunciamiento. La Alcaldía definió sitio de subestación. Reunión con Aerocivil y ANI. ISA insiste en que intervención a subestaciones existentes son cambios menores	ISA	70,88
03-2013	Tuluní	Tolima (Chaparral)	15-jul-15	ago-16	ago-16	Se radicó el DAA en dic/2014. Se emitió Auto de Inicio en ene/2015. Inició elaboración de EIA. Hay atraso de ANLA en la respuesta.	TUPROJECT	11,29
06-2013	Flores – Caracolí (Soledad) – Sabanalarga	Atlántico	23-sep-14	nov-16	nov-16	El 11/dic/14 se consultó si se requería DAA y solo se respondió hasta el 31/mar/15. Se determinó el lote de la subestación en Soledad. En socialización	ISA	61,28
06-2014	Río Córdoba	Magdalena	16-oct-14	nov-16	nov-16	En feb-15 se notificó a la EEB de los ingresos. En proceso contrato de interventoría. ANLA solicitó DAA aunque la obra es muy pequeña	EEB	14,74
05-2013	Suria	Meta	29-sep-14	nov-16	nov-16	En trámite aprobación de ingresos. En sep-14 se adjudicó, en nov-14 se solicitaron ingresos.	DELSUR	17,68
Ampliación	2º Circuito Betania – Mirolindo 230 kV	Huila, Tolima	-	Ago-16	Ago-16	Inició modificación de la licencia. 80% de consultas previas, se protocolizó con 8 y 3 sin acuerdos. En socialización con 70 veredas. Construcción ene-16		

INFORME CONVOCATORIAS

Resumen convocatorias (3)

Convocatoria	Proyectos	Ubicación	Fecha selección	Fecha oficial Puesta en Operación	Fecha prevista Puesta en Operación	Estado	Ejecutor	Oferta MUS\$
EN EJECUCIÓN								
03-2014	Ituango	Antioquia, Córdoba, Santander	19-feb-15	ago-18	ago-18	En trámite aprobación de ingresos.	ISA	344,61
05-2014	Refuerzo Costa: Cerromatoso – Chinú – Copey	Córdoba, Magdalena, Bolívar, Sucre y Cesar	5-feb-15	sep-18	sep-18	En trámite aprobación de ingresos.	ISA	114,77
04-2014	Refuerzo Suroccidente: Medellín – Virginia – Alférez – San Marcos	Antioquia, Caldas, Risaralda, Valle	12-feb-15	sep-18	sep-18	En trámite aprobación de ingresos.	EEB	198,20
01-2014	La Loma	Cesar	14-abr-15	nov-16	Nov-16	Recientemente adjudicado	EEB	10,49
07-2014	Río Córdoba STR	Magdalena	9-abr-15	nov-16	nov-16	Recientemente adjudicado	EEB	\$ 11,36
08-2014	Valledupar STN	Cesar	26-mar-15	nov-16	nov-16	En trámite aprobación de ingresos.	ISA	5,12
09-2014	Valledupar STR	Cesar	7-abr-15	nov-16	Nov-16	Se declaró desierta. Se reiniciará proceso	-	-

La resolución de aprobación de ingresos es el “kick-off” de la ejecución y el seguimiento

INFORME CONVOCATORIAS

Resumen convocatorias (4)

Convocatoria	Proyectos	Ubicación	Fecha selección	Fecha oficial Puesta en Operación	Fecha prevista Puesta en Operación	Estado	Ejecutor	Estimado MUS\$
PROYECTOS APROBADOS POR ADJUDICAR								
01-2015	Cuestecitas STR	Guajira	1°semestre	nov-16		En preparación, próximamente iniciarán proceso de selección	N.A.	
02-2015	Conexión Cartago 230 kV	Valle del Cauca	1°semestre	nov-16				
03-2015	La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV	Risaralda, Caldas, Tolima, Cundinamarca	2°semestre	sep-20				
04-2015	Sochagota – San Antonio 230 kV	Boyacá	2°semestre	jun-18				
05-2015	Conexión La Enea 230 kV	Caldas	2°semestre	nov-17				
06-2015	Palenque 230 kV	Santander	2°semestre	nov-17				
05-2015	Copey – Cuestecitas 500 kV	Cesar, Guajira	2°semestre	nov-19				
06-2015	Copey – Fundación 220 kV	Cesar, Guajira	2°semestre	nov-19				

En 2015 habrán 27 proyectos en ejecución de los cuales 22 tendrán activo el proceso de licenciamiento (etapa de DAA o EIA)

INFORME CONVOCATORIAS

Convocatorias STR Caribe

DEPARTAMENTO	OBRA	NIVEL DE TENSIÓN	MANIFIESTA INTERES OR	DECLARA URGENTE	FECHA DE NECESIDAD	INICIO CONVOCA-TORIA	ADJUDICA	EJECUCIÓN (meses)	FECHA POSIBLE	OBSERVACIÓN
		kV								
ECA - BOL	MANZANILLO / VILLA ESTRELLA	66	mar-15	abr-15	2016	jul-15	oct-15	30	abr-18	Complejidad alta, obras urbanas
ECA - BOL	LA MARINA	66	mar-15	abr-15	2018	jul-15	feb-16	33	nov-18	Complejidad alta, obras urbanas
ECA - CES	LA LOMA	110	mar-15	abr-15	2015	jul-15	oct-15	26	dic-17	Complejidad media
ECA - CHI	CERETE	110	mar-15	abr-15	2016	jul-15	nov-15	24	nov-17	Complejidad baja
ECA - GUA	CUESTECITAS	220/110	mar-15	abr-15	2016	jul-15	dic-15	20	ago-17	Complejidad baja
ECA - GUA	RIOHACHA	110								
ECA - GUA	MAICAO	110								
ECA -ATL	NORTE / N. BARRANQUILLA / SILENCIO	110	mar-15	abr-15	2016	jul-15	dic-15	30	jun-18	Complejidad alta, obras urbanas subterráneas
ECA -ATL	FLORES / RIO / ESTADIO	110	mar-15	abr-15	2017	jul-15	dic-15	30	jun-18	Complejidad alta, obras urbanas subterráneas
ECA -ATL	TERMOFLORES - CENTRO	110	mar-15	abr-15	2015	jul-15	dic-15	30	jun-18	Complejidad alta, obras urbanas
ECA -ATL	CARACOLI	220/110	mar-15	abr-15	2016	jul-15	dic-15	30	jun-18	Complejidad alta, obras urbanas

INFORME CONVOCATORIAS

Costo mensual que se carga a componente T de la tarifa

CONVOCATORIA		MENSUALIDAD (MILES DE DÓLARES DIC/2014)	OBSERVACIONES
UPME 01-2008	Nueva Esperanza 500/230 kV	221,35	Se paga desde sep/2012 – aún en ejecución (Prórroga por licenciamiento y fuerza mayor)
UPME 02-2009	Armenia 230 kV	180,87	Se paga desde sep/2012 - aún en ejecución (Prórroga por licenciamiento)
UPME 05-2009	Quimbo 230 kV	949,50	Se paga desde sep/2012 - fase 1 en operación (Prórroga por licenciamiento y fuerza mayor)
UPME 03-2010	Chivor - Norte - Bacata 230 kV	471,27	Potencial
UPME 05-2012	Bolívar - Termocartagena 220 kV	977,93	Potencial
UPME 01-2013	Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 500 kV	1.778,54	Potencial
UPME 02-2013	Segundo Transformador Copey 500/220 kV	133,30	Potencial
UPME 03-2013	Tuluní 230 kV	117,20	Potencial
UPME 04-2013	Bello – Guayabal – Ancón 230 kV	1.300,91	Potencial
UPME 05-2013	Suria 230 kV	183,43	Potencial
UPME 06-2013	Flores – Caracoli (Soledad) – Sabanalarga 220 kV	635,89	Potencial
UPME 07-2013	Chinú – Montería – Urabá 230 kV	735,52	Potencial
UPME 02-2014	Reforma 230 kV	43,37	Potencial
UPME 06-2014	Rio Córdoba 220 kV	152,99	Potencial
UPME 03-2014	Conexión Ituango 500 kV	3.535,11	Potencial
UPME 04-2014	Refuerzo Suroccidente 500 kV	2.033,25	Potencial
UPME 05-2014	Refuerzo Costa Caribe 500 kV	1.177,33	Potencial

Si se otorga prórroga a la FPO, fundamentada en atrasos en el proceso de licenciamiento ambiental no atribuibles al inversionista o fuerza mayor, los anteriores valores se cargan a la tarifa del usuario, sin percibir el beneficio de la obra.

- Hoy se paga mensualmente por Nueva Esperanza + Armenia + Quimbo US\$ 1351,71 miles
- Un mes de atraso de los 3 proyectos de 500 kV recientemente adjudicados sumaría US\$ 6745,69 miles
- De esta situación debe ser consciente la ANLA

INFORME CONVOCATORIAS

ASPECTOS A REVISAR

- i) Persiste inquietud por delegación de convocatorias del STR en casos en que los proyectos no son urgentes
- ii) El CAPT ofició al MME sobre Ley 1454 de 2011 de ordenamiento territorial en cuanto a la coordinación entre entidades de orden nacional y entes territoriales para el desarrollo de proyectos
- iii) Oposición de algunas autoridades: Alcaldes, Gobernadores y CARs .
- iv) Apartes del RETIE relacionados con los POT originan diferentes interpretaciones
- v) Concepto de “**Ampliación**” (ejecuta el propietario): bahías de maniobra para reactores existentes; segundos circuitos sobre ductos existentes; en general todas las obras relacionadas con compensaciones. Esto permite flexibilidad al Sin ya que las compensaciones generalmente no son elementos de planeamiento de largo plazo sino que obedecen a cambios súbitos o situaciones de corto plazo
- vi) Conveniencia de que el esquema regulatorio de convocatorias y garantías permita (facilite) la entrada, responsabilidad y remuneración **parcial** de obras
- vii) Tiempo de expedición y notificación de las resoluciones de IAE de algunos proyectos (mencionado en el documento de lineamientos de política del STN). Es el inicio para la interventoría

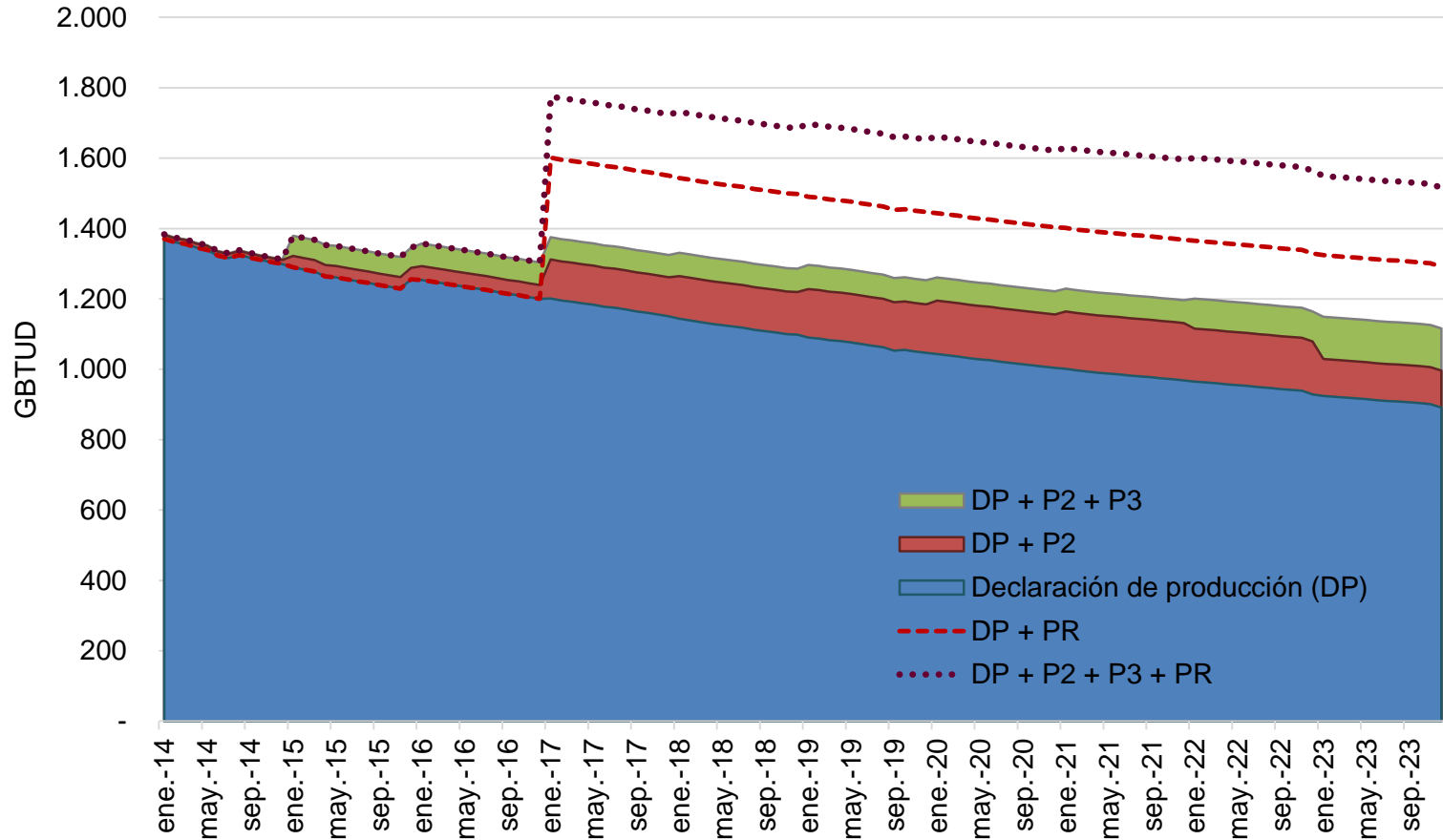
1. Verificación de quórum
2. Lectura y aprobación del orden del día
3. Lectura y aprobación del acta No. 02 de 2015
4. Temas presupuestales.
 - 4.1 Seguimiento presupuestal 2015.
 - 4.2 Anteproyecto presupuesto 2016.
5. Informe General
 - 5.1. Informe venta de estudios de generación.
 - 5.2. Informe sostenibilidad del Sistema Eléctrico Colombiano.
 - 5.3. Informe generación.
 - 5.4. Informe convocatorias.
 - 5.5. Plan indicativo de abastecimiento de gas natural.
 - 5.6. Evolución de las GEI en Colombia y escenarios de mitigación
6. Propositiones y varios

Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural

Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural

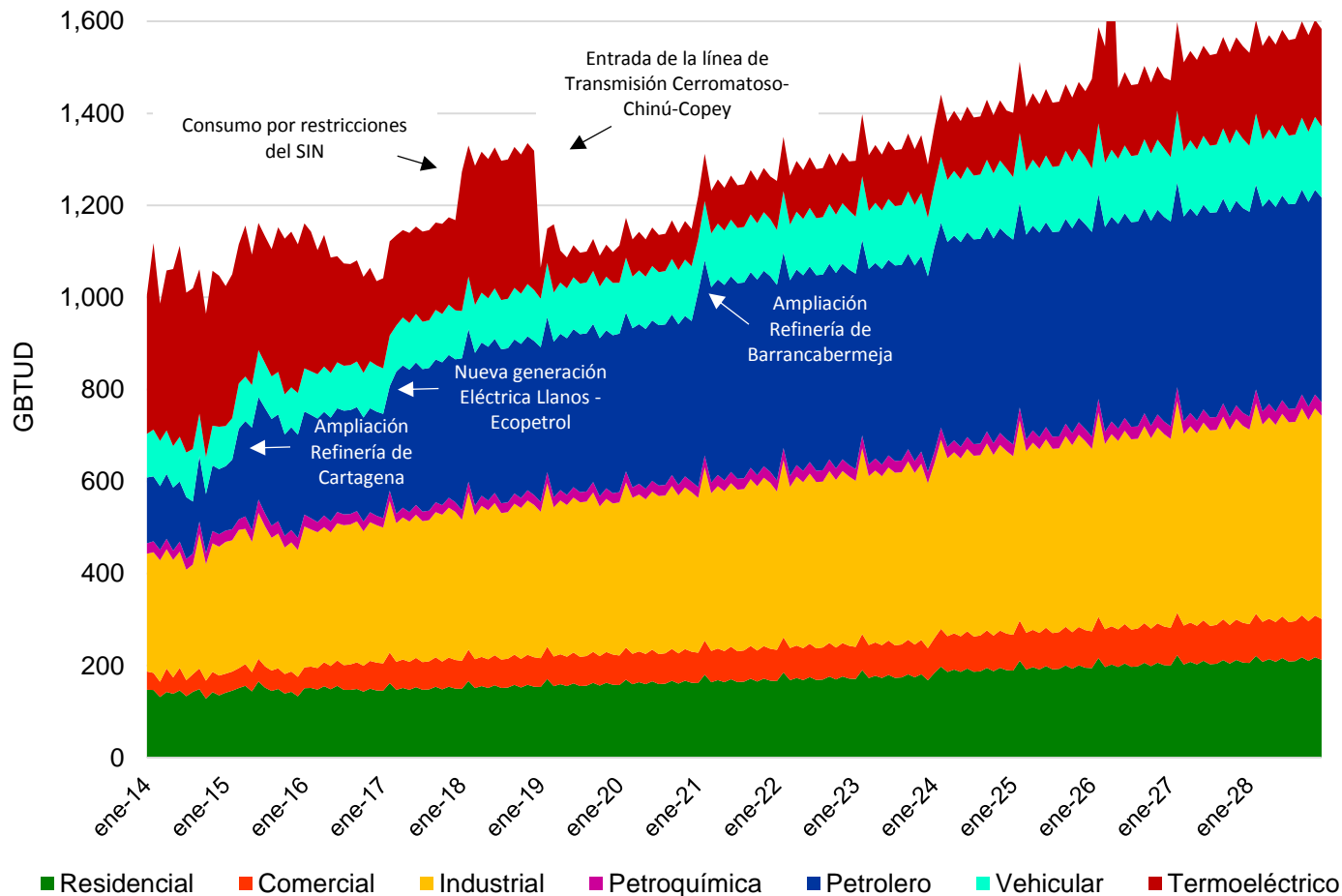
1. Oferta
2. Demanda
3. Balance
4. Retrasos
5. Requerimiento de infraestructura

Escenarios de oferta de gas natural



Tres escenarios de oferta:

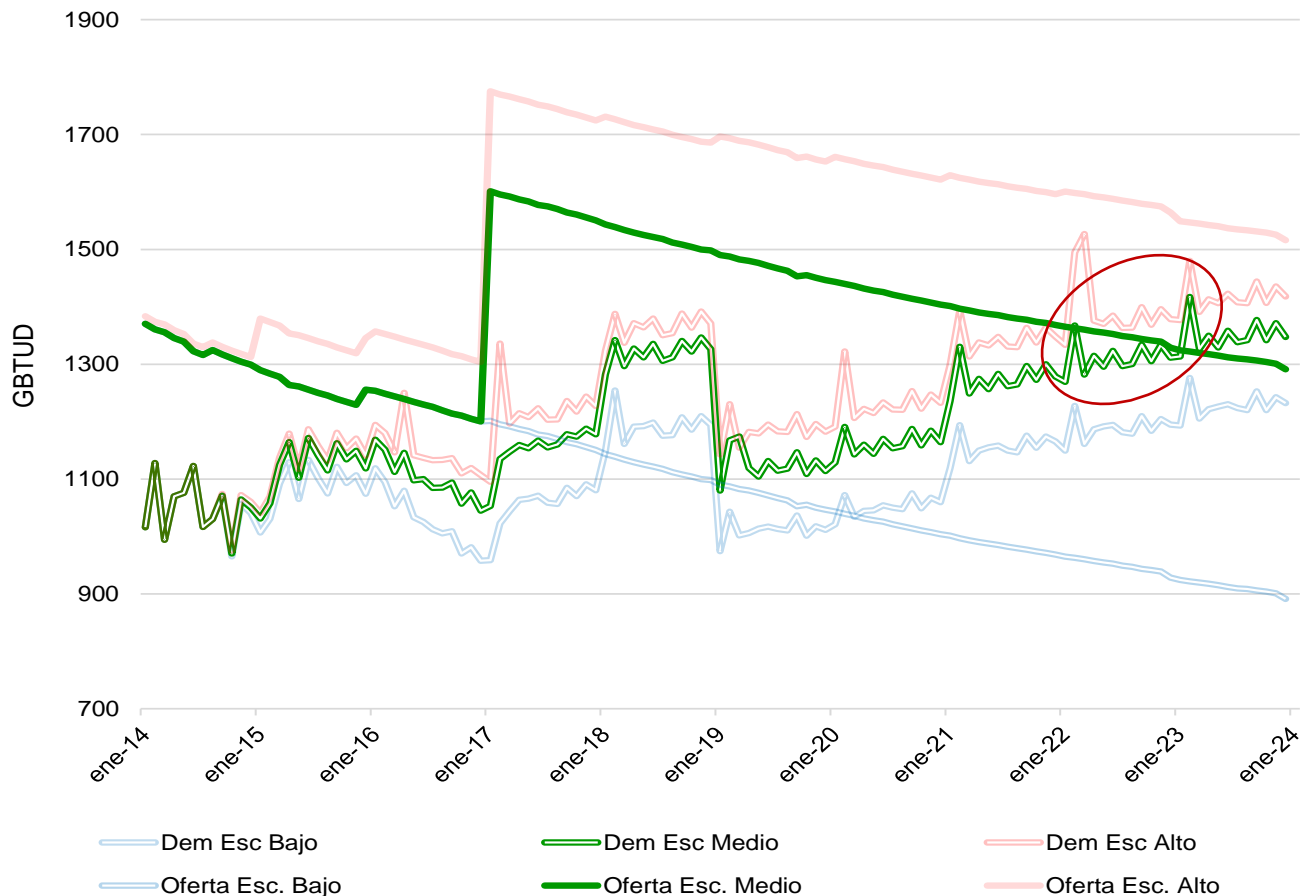
- i)- Escenario bajo: declaración de producción del año 2014;
- ii)- Escenario medio: declaración de producción más la importación de gas natural desde el año 2017;
- iii)- Escenario alto: declaración de producción, importación desde el año 2017 y reservas probadas y posibles.



Fuente: Concentra y UPME

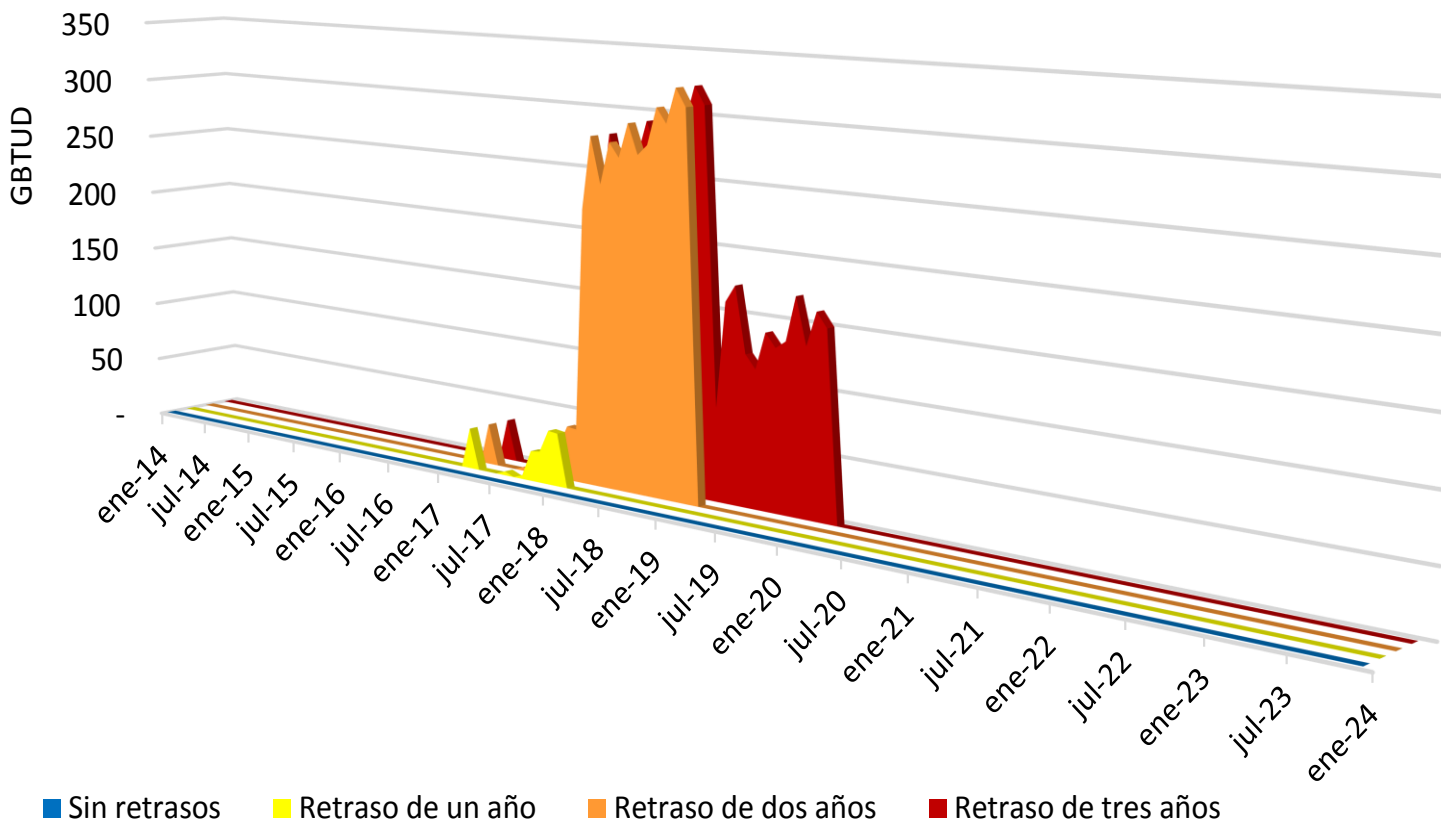
El aumento de demanda de sectores residencial, comercial, industrial, petroquímico y vehicular determinado por el crecimiento económico, población y expansión de la cobertura. Sectores termoeléctrico y petrolero prevén variaciones significativas en demanda

Balance oferta – demanda de gas natural



Fuente: MME y UPME

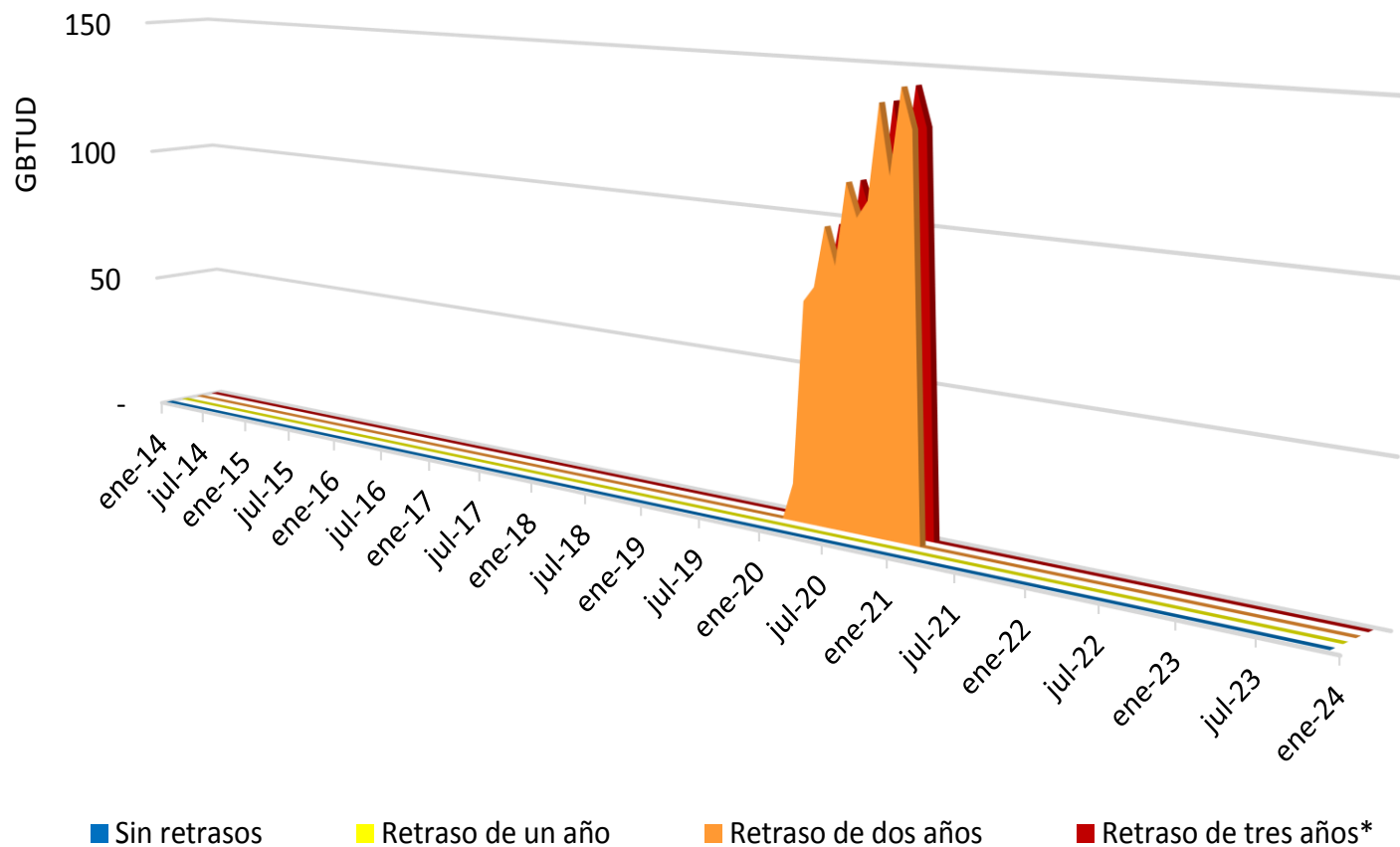
Balance de oferta media y demanda media establece un primer déficit en febrero de 2022. Por variabilidad del consumo respecto de eventos hidrológicos, se propone la construcción de un segundo terminal de regasificación pero en la Costa Pacífica que entre a operar desde enero de 2021.



Fuente: UPME

La fecha de entrada en operación del terminal de regasificación de Cartagena es enero de 2017. Retrasos en la entrada en operación de este terminal tendrían como consecuencia déficits cuya magnitud depende del tiempo de retraso.

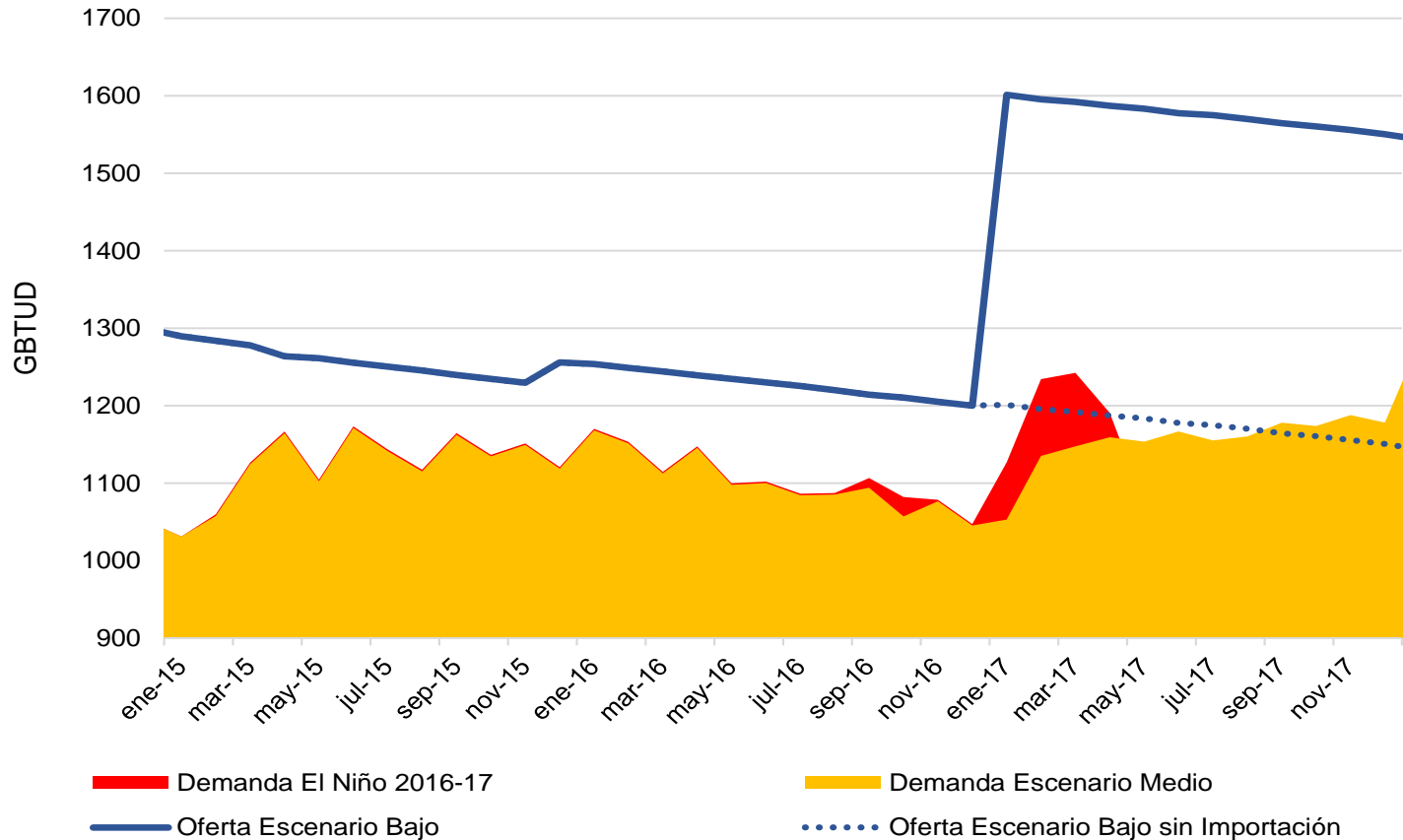
Retraso entrada línea de transmisión Cerromatoso – Chinú - Copey, 500 kV



Fuente: UPME

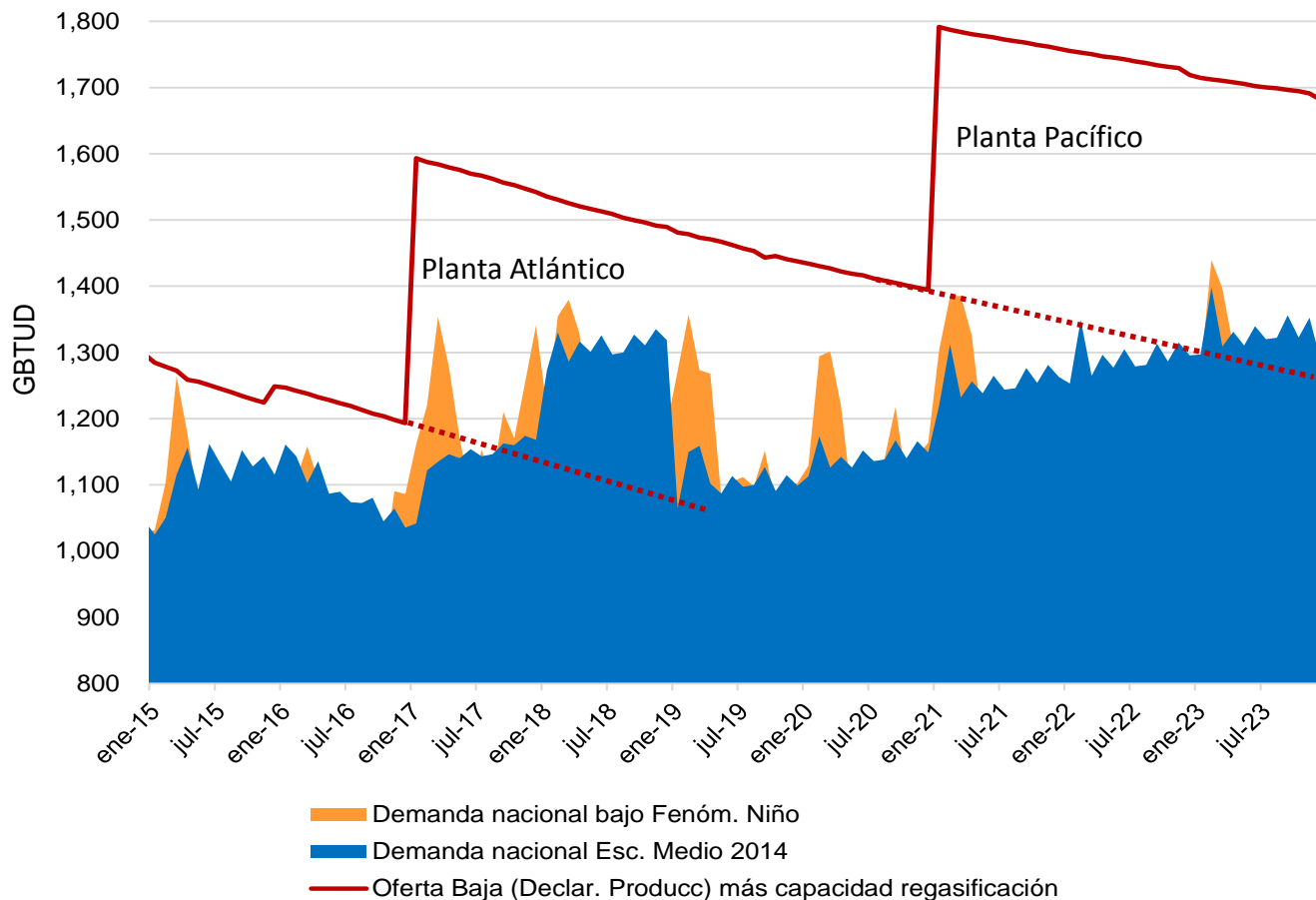
La fecha de entrada en operación de la línea de interconexión eléctrica Cerromatoso – Chinú – Copey es enero de 2019. Retrasos en su entrada en operación tendrían como consecuencia déficits cuya magnitud depende del tiempo de retraso. Se asume que a partir del año 2021 se importaría gas natural desde la Costa Pacífica.

Consecuencias de presentarse un Fenómeno de El Niño 2016-17



Fuente: MME y UPME

Frente a la posibilidad de presentarse de nuevo en el periodo julio 2016- junio 2017 un Fenómeno de El Niño, la demanda extra de gas natural podría suplirse con importaciones. Para este caso se simuló el sistema eléctrico nacional bajo cien series de caudales, usando el software SDDP. Para el 10% de las series con menores aportes hidrológicos se determinó el consumo de gas natural del sistema.



Fuente: UPME

Se prevé que no toda la capacidad de la planta de regasificación de Cartagena sea utilizada por los generadores termoeléctricos de la Costa Atlántica.

1. Verificación de quórum
2. Lectura y aprobación del orden del día
3. Lectura y aprobación del acta No. 02 de 2015
4. Temas presupuestales.
 - 4.1 Seguimiento presupuestal 2015.
 - 4.2 Anteproyecto presupuesto 2016.
5. Informe General
 - 5.1. Informe venta de estudios de generación.
 - 5.2. Informe sostenibilidad del Sistema Eléctrico Colombiano.
 - 5.3. Informe generación.
 - 5.4. Informe convocatorias.
 - 5.5. Plan indicativo de abastecimiento de gas natural.
 - 5.6. Evolución de las GEI en Colombia y escenarios de mitigación
6. Propositiones y varios

TRATADO DE CAMBIO CLIMÁTICO ACUERDO DE PARÍS 2015: COMPROMISOS PARA REDUCIR LAS EMISIONES DE GEI PARA LIMITAR EL INCREMENTO DE LA TEMPERATURA PLANETARIA A 2°C EN 2030

Tratado de cambio climático

Acuerdo de París 2015: compromisos para reducir las emisiones de GEI para limitar el incremento de la temperatura planetaria a 2°C en 2030



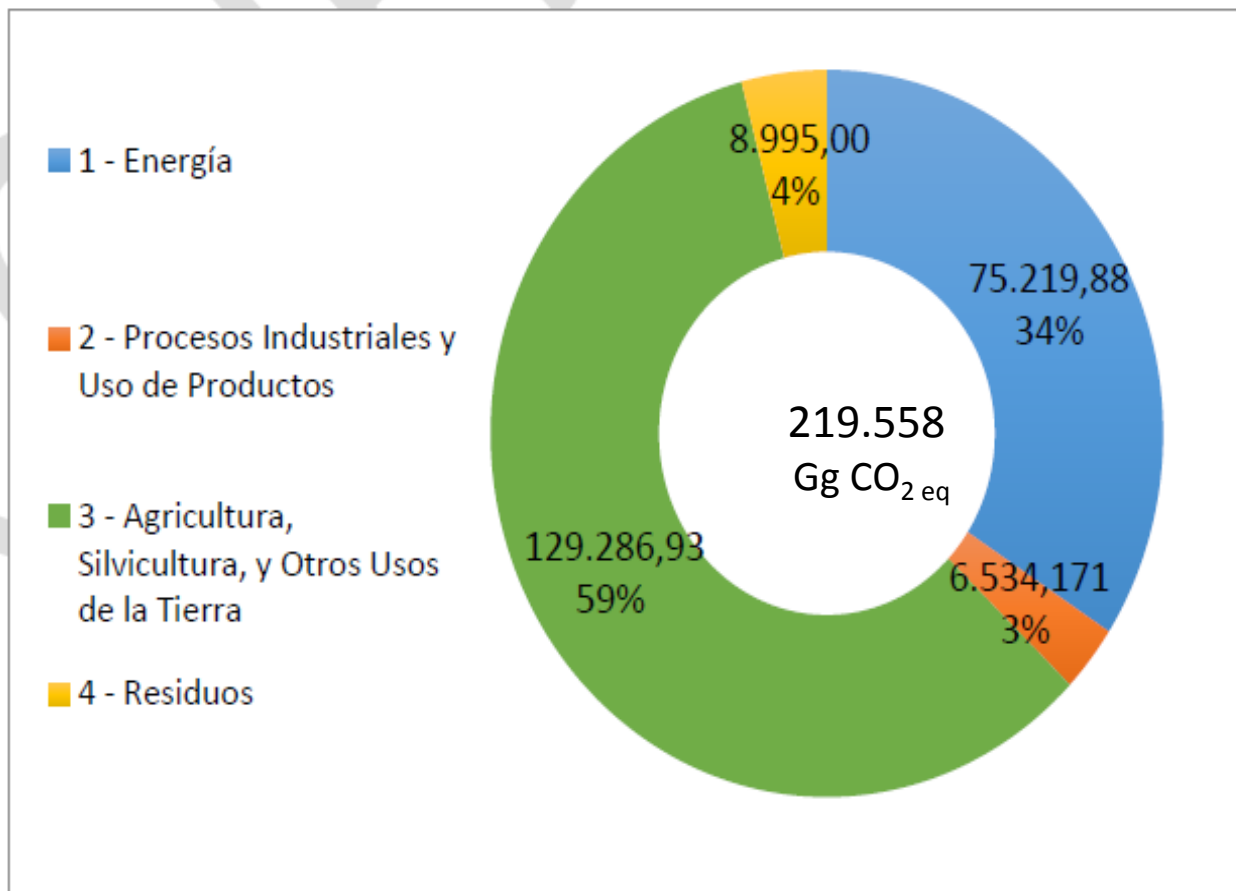
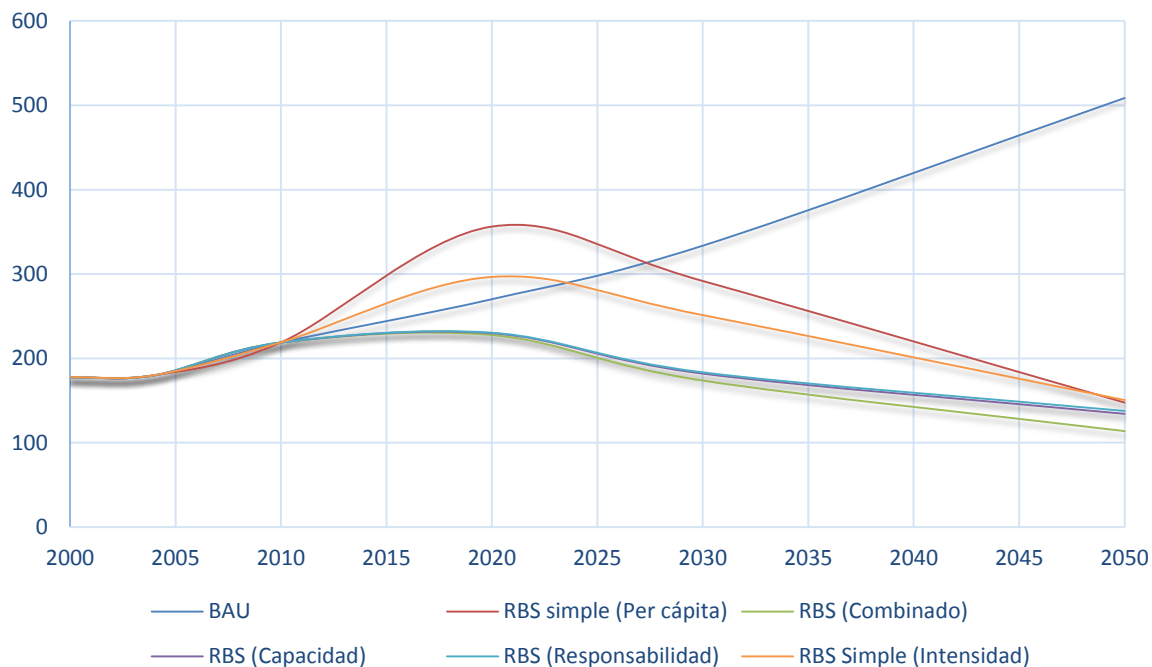


Figura 2.2. Emisiones netas totales de GEI por categoría principal en Gg de CO₂equivalente

Escenarios requeridos por la ciencia y la equidad (ERCyE)

- Escenarios requeridos por la ciencia y la equidad para Colombia (en Mton de CO₂eq)

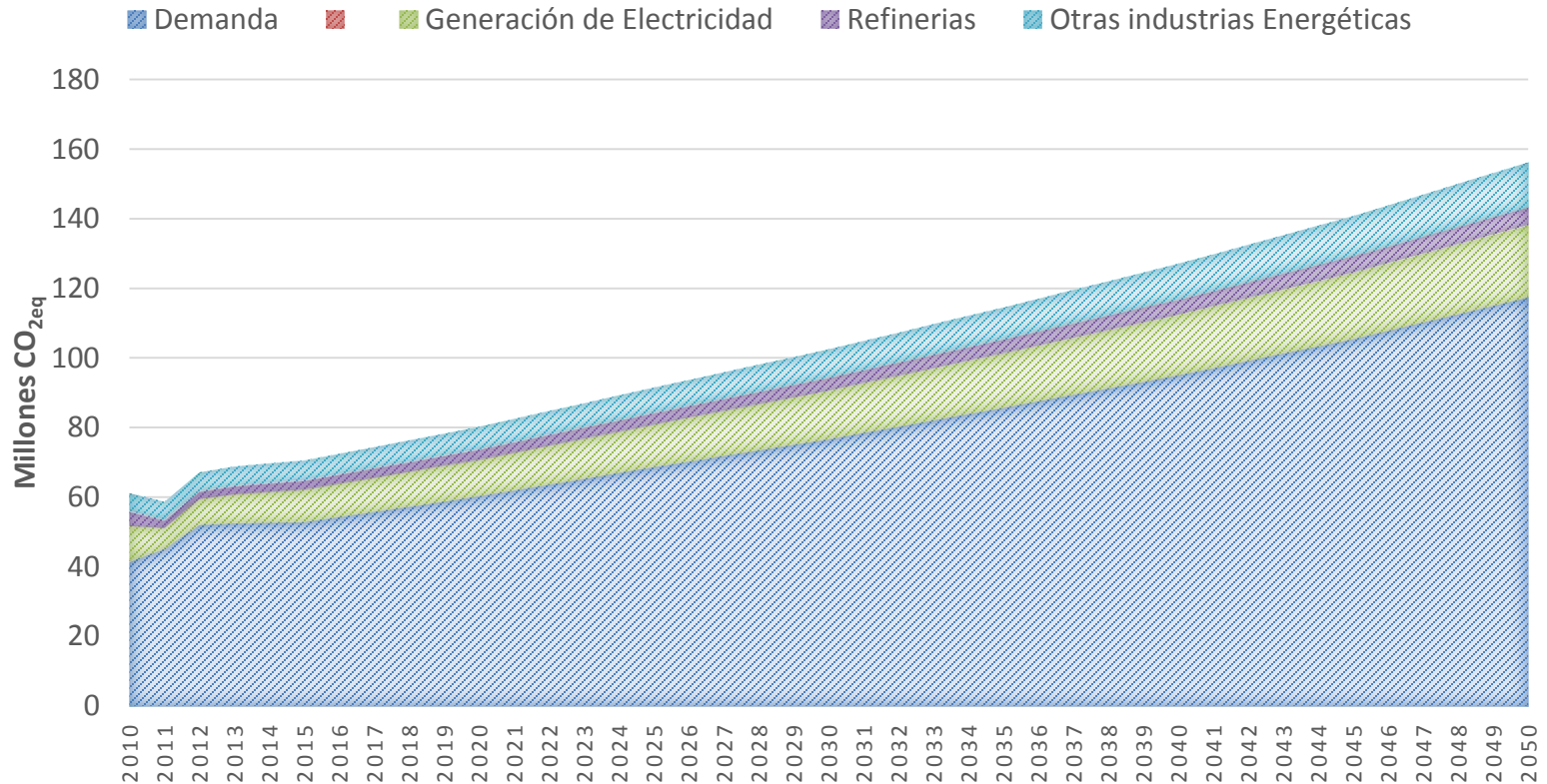


ton CO ₂ eq/ hab		
	BAU	RBS Colombia
2010	4.7	4.7
2030	5.8	3
2050	8.1	1.81

kg CO ₂ eq/USD\$		
	BAU	RBS Colombia
2010	0.436	0.436
2030	0.293	0.153
2050	0.212	0.047

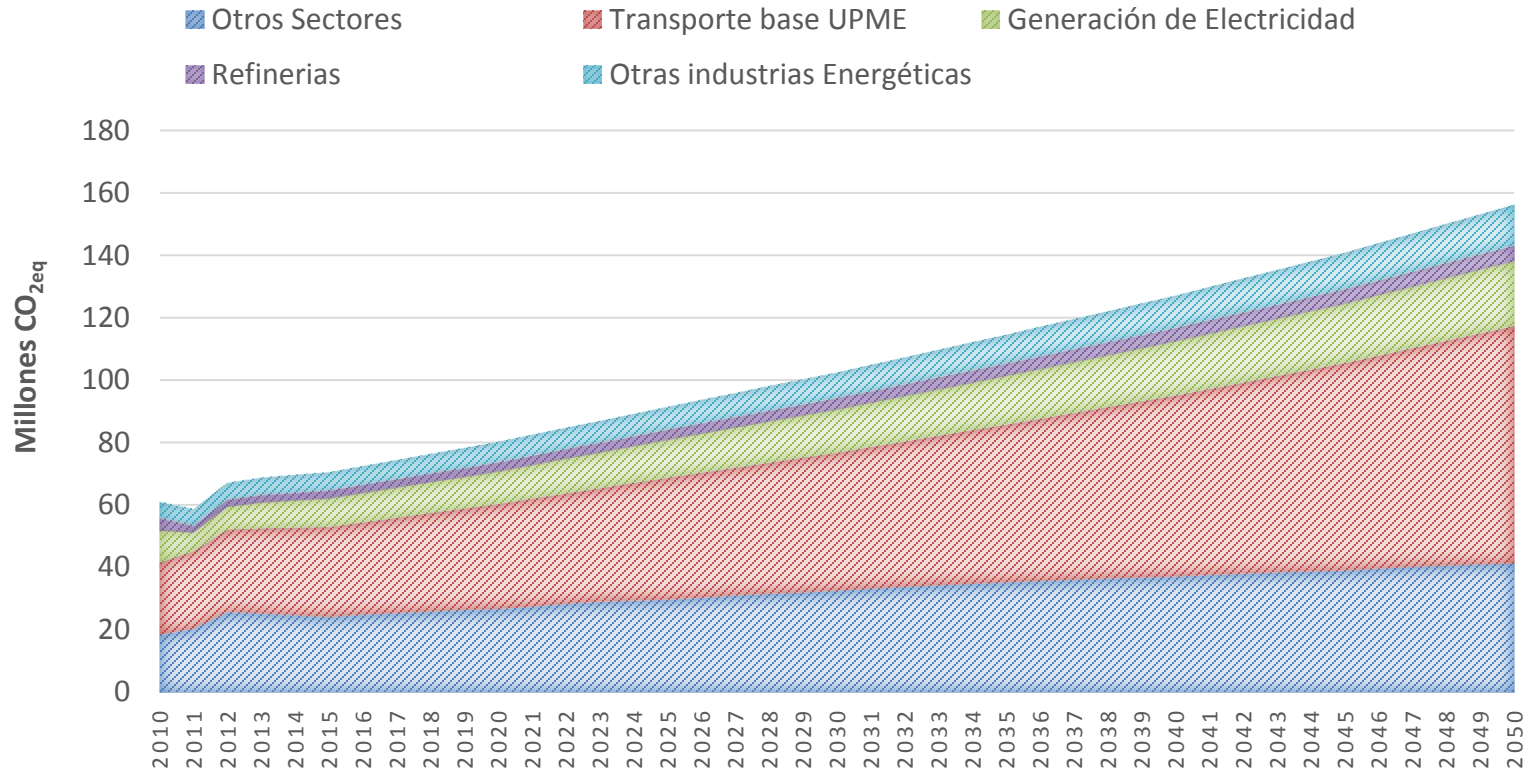
Línea base – Energía (Combustión)

PROYECCIÓN DE EMISIONES 2010-2050



Línea base – Energía (Combustión)

PROYECCIÓN DE EMISIONES 2010-2050



Sector energía, oferta y transformación de petróleo, gas y carbón

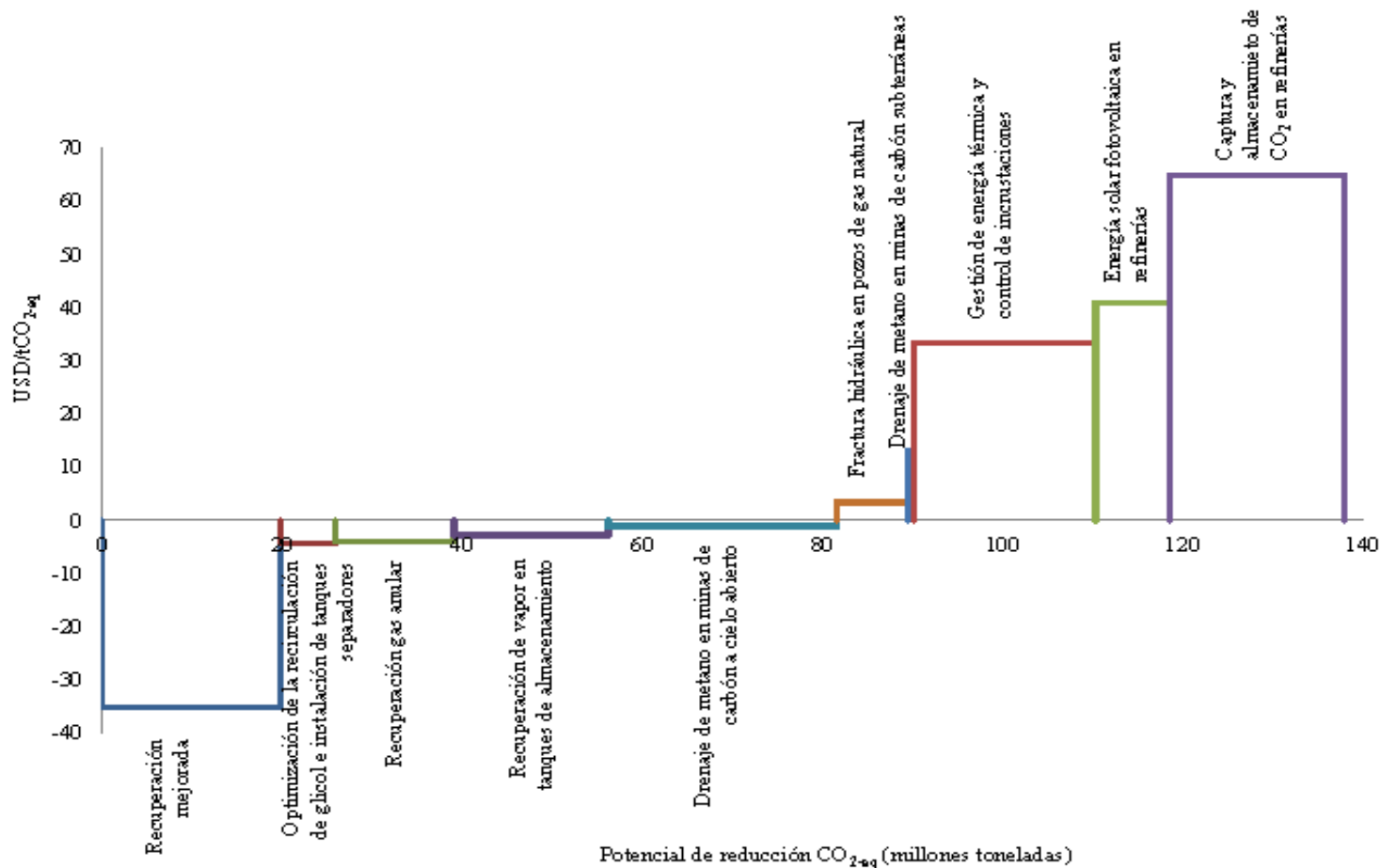


Figura 12. Curva de costo marginal de abatimiento de petróleo, gas y carbón.

Sector energía, transformación, generación eléctrica en ZNI

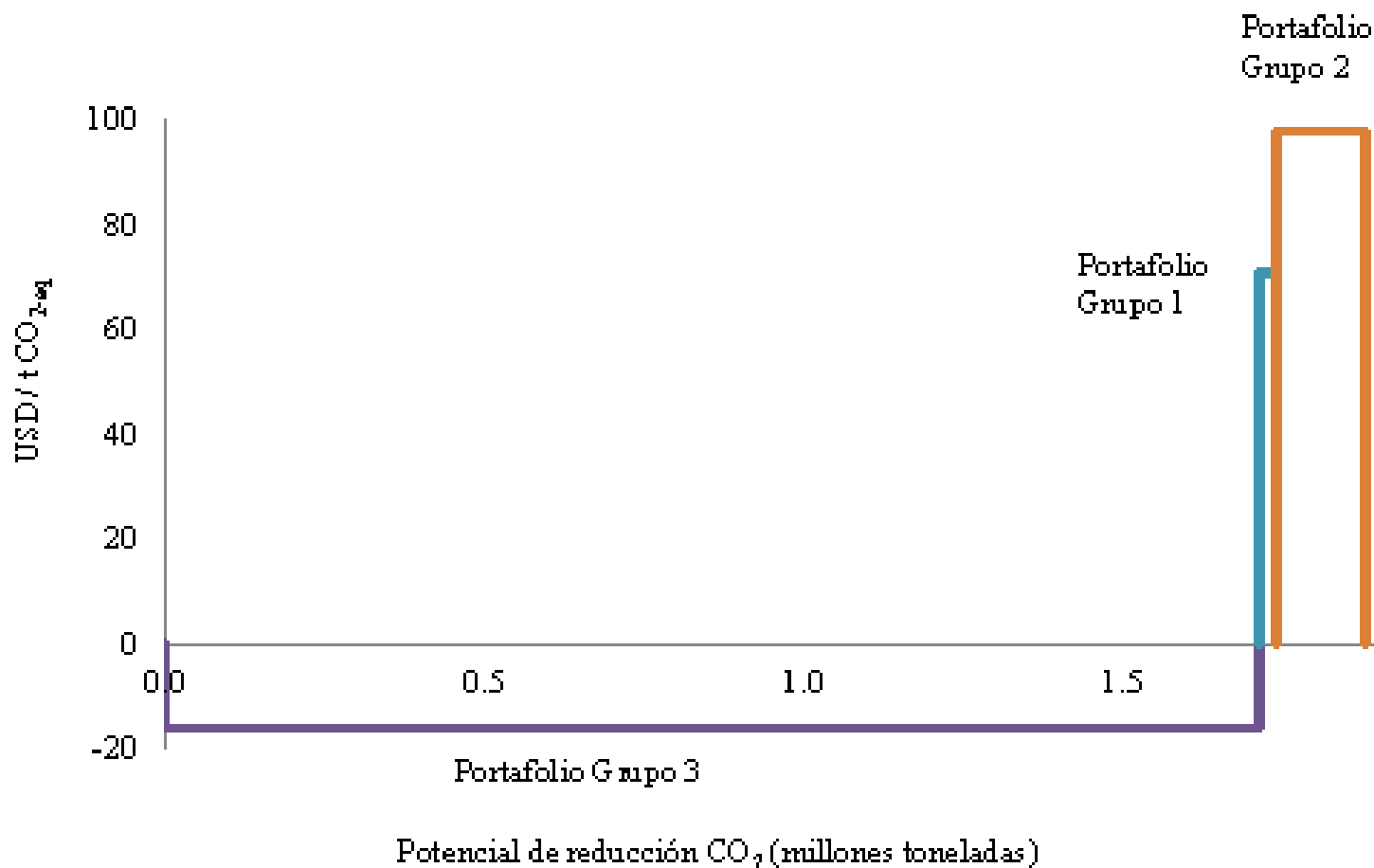


Figura 13. Curva de costo marginal de abatimiento para zonas no interconectadas.

Sector energía, demanda, residencial

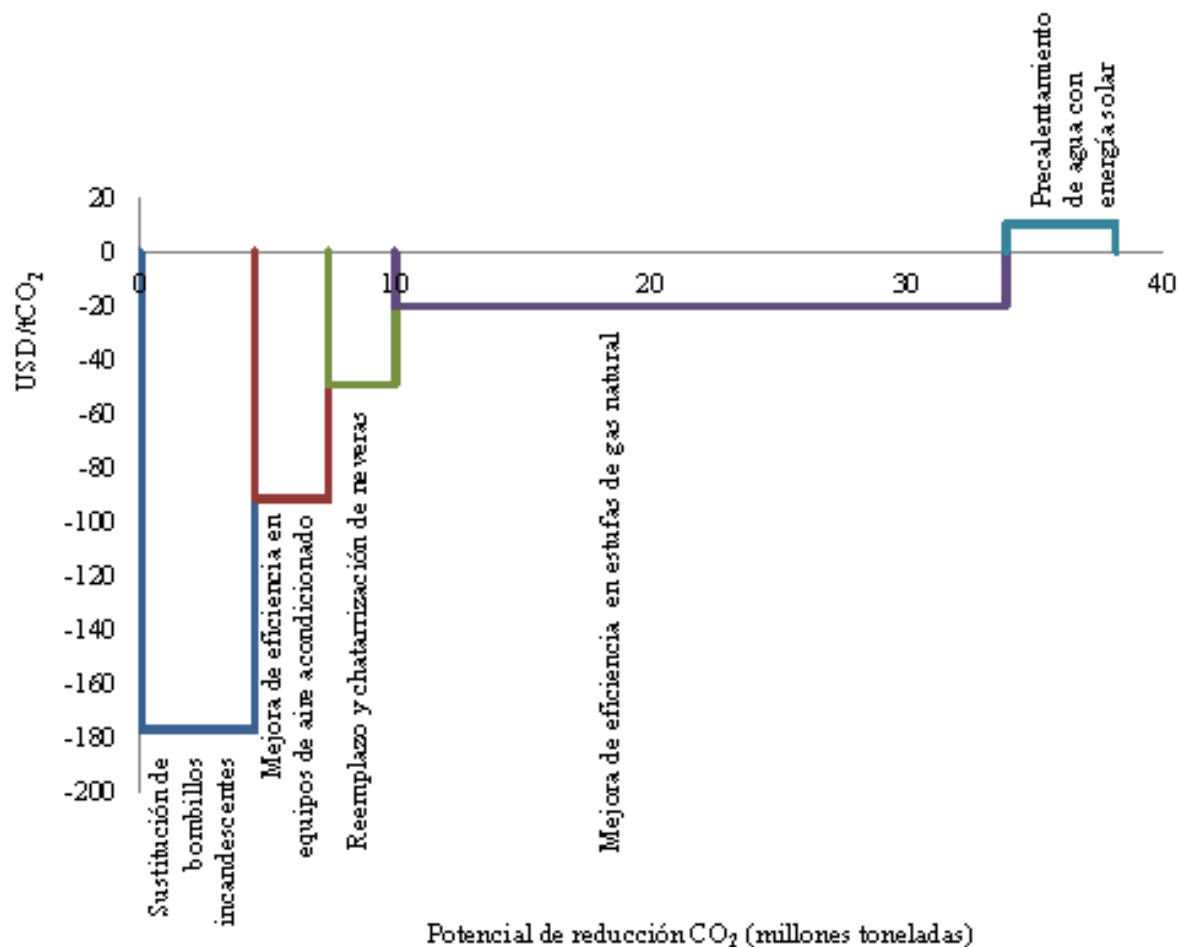


Figura 15. Curva de costo marginal de abatimiento del sector residencial.

Sector energía, demanda, industria

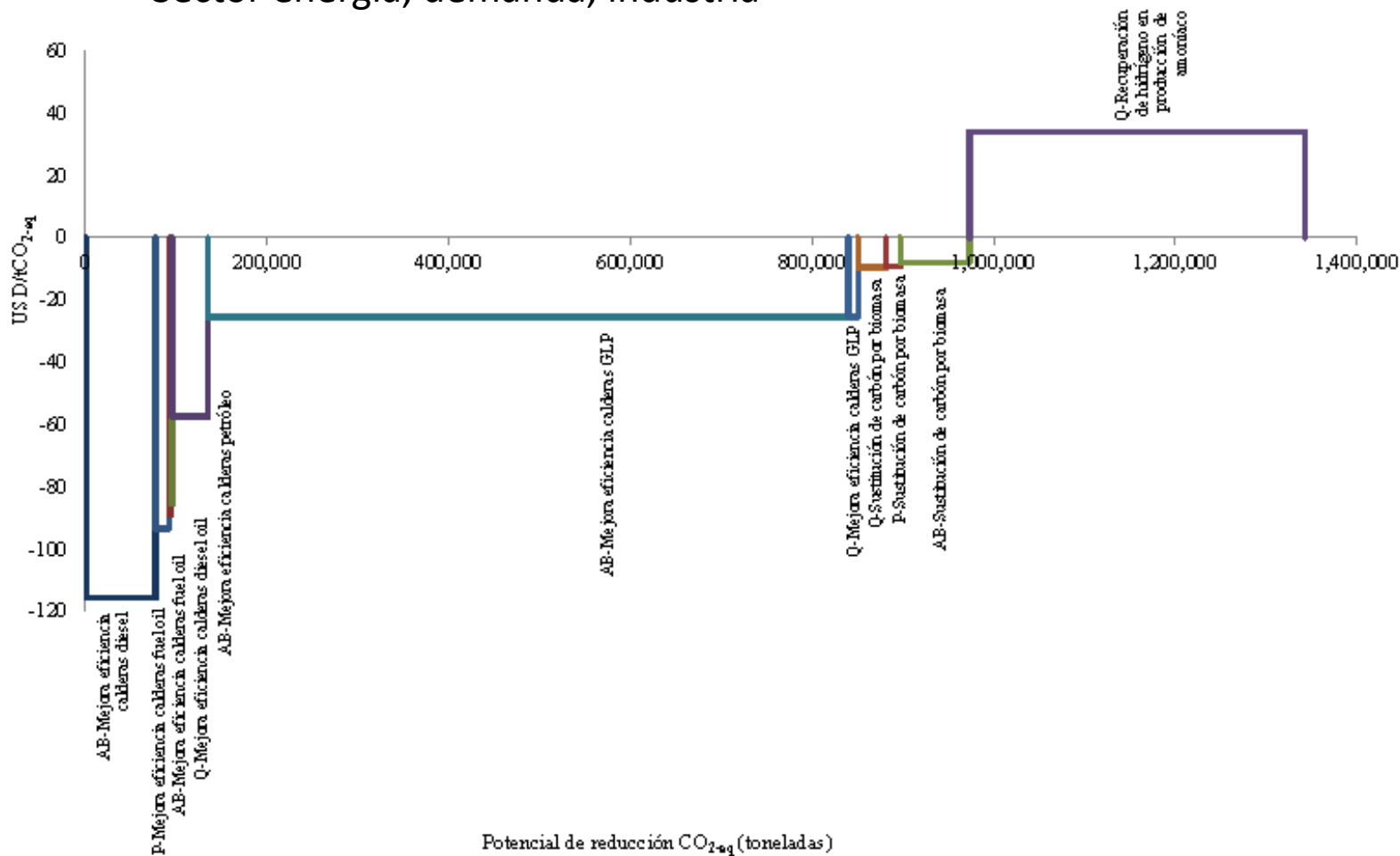


Figura 16. Curva de costo marginal de abatimiento del sector industrial - Opciones con potencial inferior a un millón de toneladas de CO₂-eq

*AB: alimentos y bebidas; C: cemento; P: papel; Q: químicos; S: siderurgia.

Sector transporte, carretero

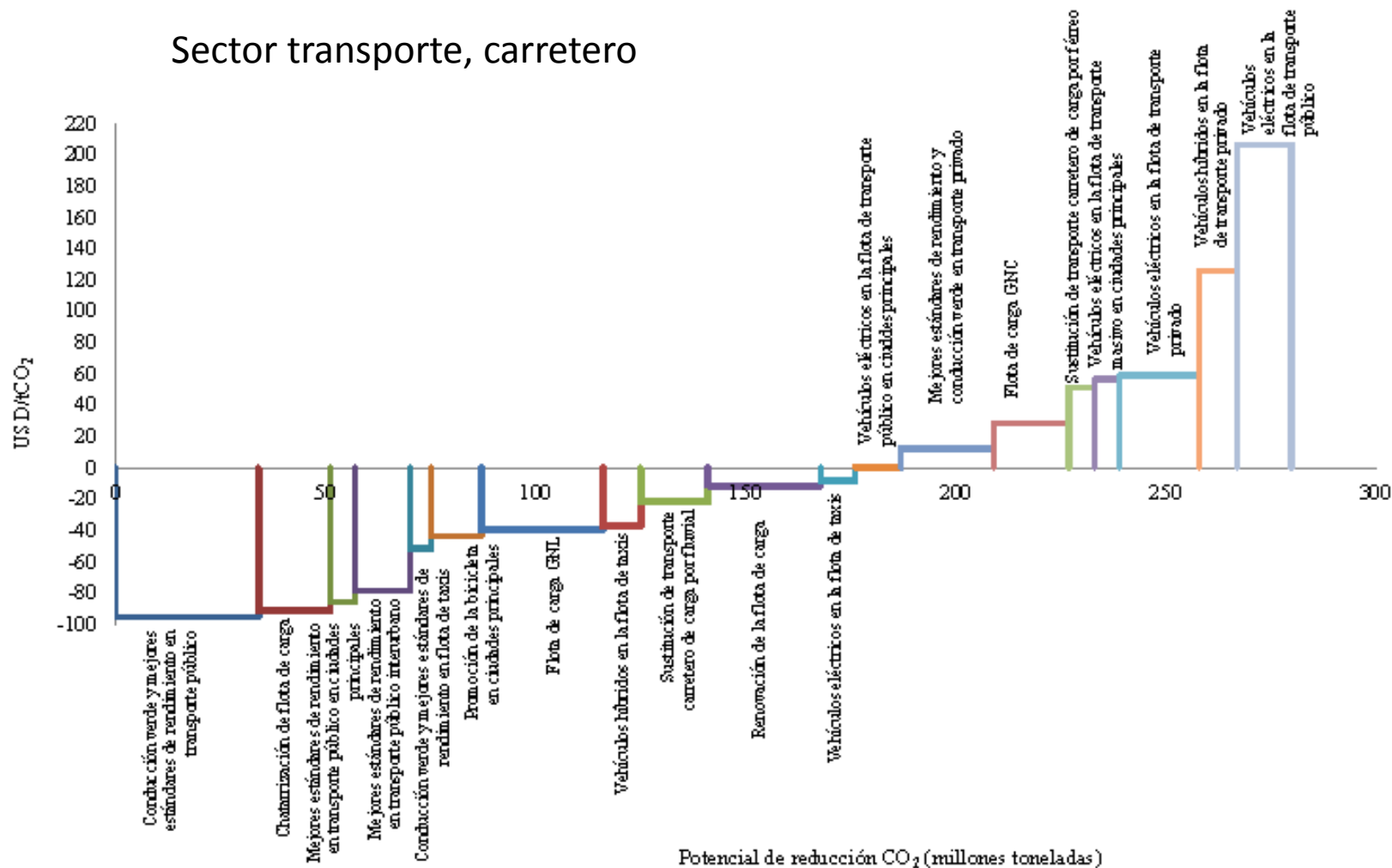


Figura 14. Curva de costo marginal de abatimiento del sector de transporte carretero.

*Las emisiones fueron exclusivamente cuantificadas para CO₂. El aporte asociado con N₂O y CH₄ es inferior al 5% del total de emisiones expresadas como CO₂-eq. Esto en conjunto con las limitaciones en calidad de información disponible en el país acerca de las emisiones de dichos gases (ver documento sector transporte).

Sector agropecuario

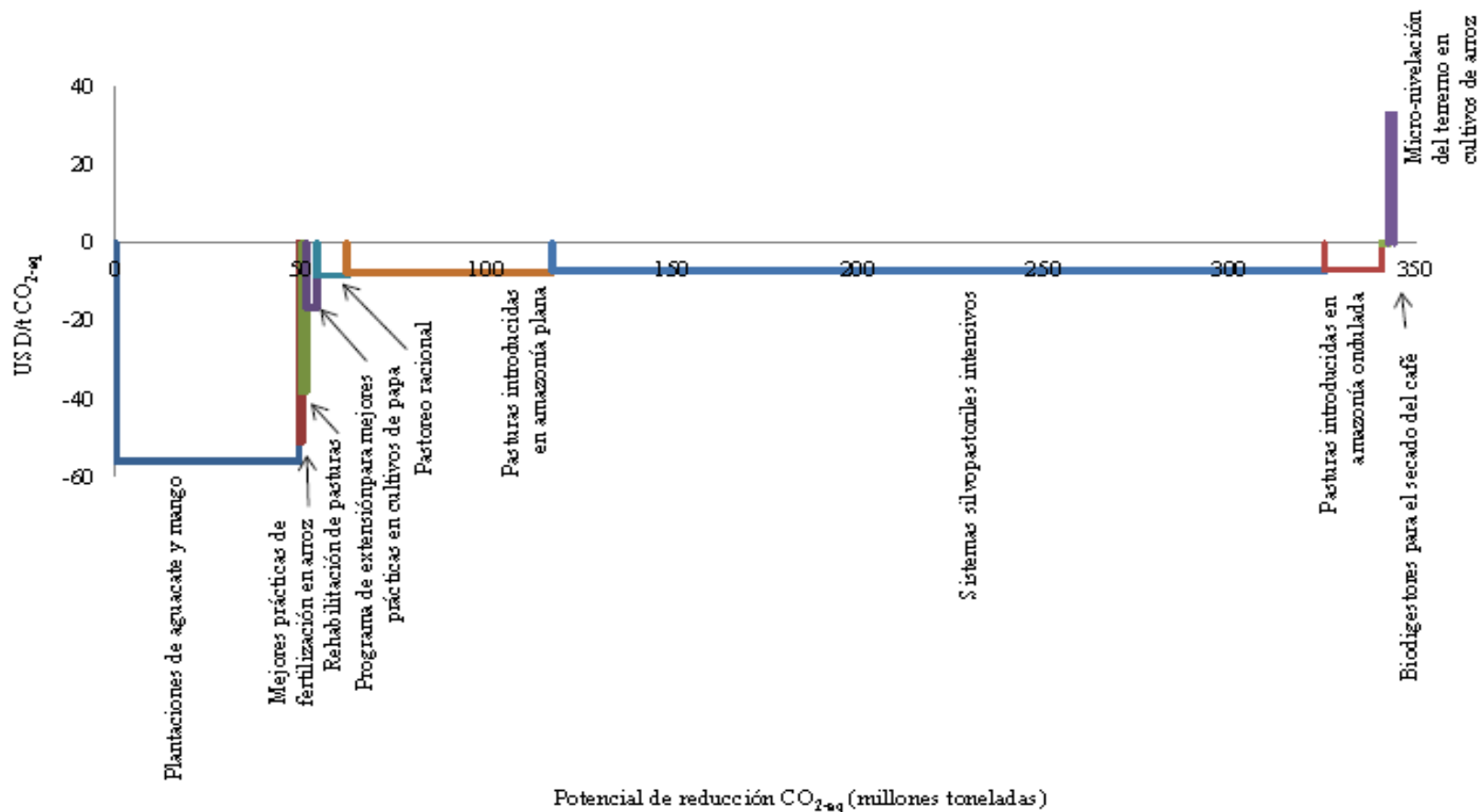


Figura 10. Curva de costo marginal de abatimiento del sector agropecuario.

* En la MA CC no se incluyeron opciones relacionadas con fermentación entérica, debido a que los resultados reportados en la literatura científica no son concluyentes. En el documento del sector agropecuario se presenta un análisis sobre este tema.

Sector residuos

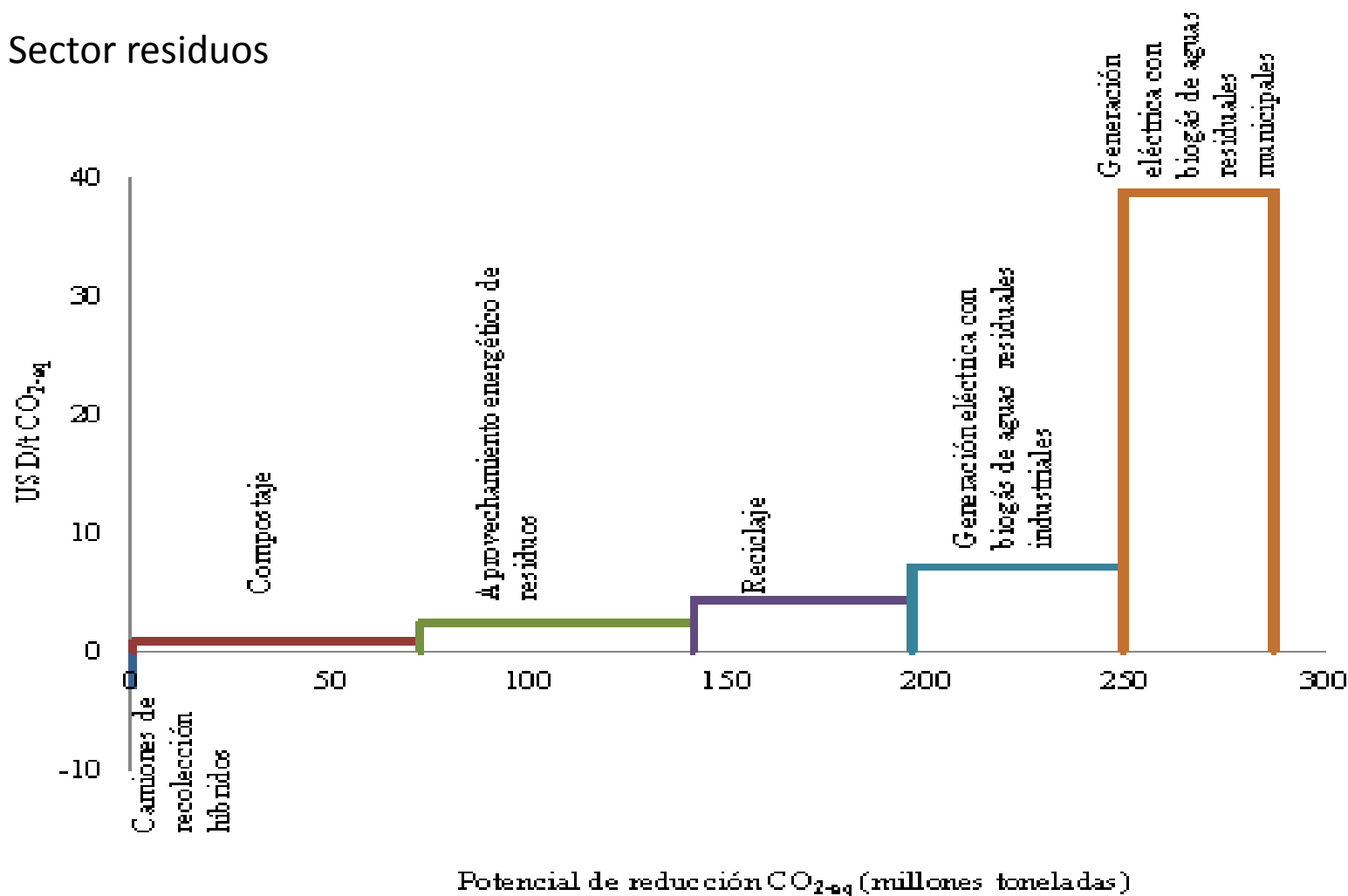


Figura 11. Curva de costo marginal de abatimiento del sector residuos.

- Diversificación de la canasta de generación con alternativas tecnológicas diferentes a la hidráulica con el fin de lograr una composición balanceada y confiable en la matriz de generación eléctrica y acorde con las recomendaciones de la OECD de integrar soluciones de baja intensidad en carbono.
- Portafolio de energía renovables (UPME, Plan de expansión de G y T)
 - 10,5% en capacidad en el periodo 2015 – 2028.
 - Generación entre 2,5% y 7,5%.
- Esquemas de generación de energía con fuentes no convencionales de energía y sistemas híbridos más estrategias de eficiencia energética para ZNI. Esquemas empresariales con inversiones públicas y privadas, tales como áreas de servicio exclusivo de energía eléctrica.
- Eficiencia energética en sectores de uso final y oferta (no hay metas declaradas).
- Diversificación de la canasta de transporte.
- Gas asociado al carbón.

Acciones de mitigación propuestas UNIANDES vs. PAS (energía eléctrica)

PROGRAMA/POLÍTICA	Categoría	Importancia Ponderada	Alineación Ponderada	Cobeneficios Ponderados	Priorización PAS Energía	Ranking General
Expedir el Reglamento Técnico de Etiquetado Eficiente RETIQ y fortalecer la red de laboratorios acreditados de eficiencia energética	POLÍTICA	1.2	2.7	2.0	6.0	1.0
Fortalecimiento institucional a través de la Suscripción de una Alianza Público Privada de Eficiencia Energética para apoyar proyectos e iniciativas de eficiencia energética en el país	PROGRAMAS	1.2	2.7	2.0	5.9	2.0
Implementación de generación distribuida y redes inteligentes	POLÍTICA	1.2	2.8	1.8	5.8	3.0
Creación de un fondo rotativo de fomento para el desarrollo de las energías renovables no convencionales en el Sistema Interconectado Nacional	PROGRAMAS	1.1	2.6	2.1	5.7	4.0
Fortalecer el control y monitoreo del cumplimiento del RETILAP y el RETIE	PROGRAMAS	1.1	2.6	2.0	5.7	5.0
Modificar la regulación, para que los autogeneradores y la cogeneración terciaria puedan vender excedentes de energía a la red	POLÍTICA	1.0	2.6	2.1	5.7	6.0
Internalizar los impactos negativos del uso de diesel en la generación de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas por medio de cambios en la remuneración	POLÍTICA	1.0	2.4	2.1	5.6	7.0

Tabla-2 Programas y políticas con mayor ranking

Acciones de mitigación propuestas UNIANDES vs. PAS (energía eléctrica)

ACCIONES DE MITIGACIÓN	Importancia Ponderada	Alineación Ponderada	Potencial de Mitigación Ponderado	Costo Ponderado	Cobeneficios Ponderados	Priorización PAS Energía	Ranking General
Implementar proyectos de sustitución de diesel por energías renovables no convencionales para la generación de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas	1.2	2.77	3.10	0.9	2.1	10.15	1
Desarrollar proyectos de energías renovables no convencionales de gran escala en el Sistema Interconectado Nacional	0.9	2.44	3.69	1.1	2.0	10.13	2
Implementar proyectos de eficiencia energética en termoeléctricas	0.9	2.28	3.71	0.9	1.9	9.72	3

Tabla-3 Ranking priorización acciones de mitigación generación energía

ACCIONES DE MITIGACIÓN	Importancia Ponderada	Alineación Ponderada	Potencial de Mitigación Ponderado	Costo Ponderado	Cobeneficios Ponderados	Priorización PAS Energía	Ranking General
Implementar proyectos de mejora de eficiencia de aires acondicionados en el sector residencial	1.2	2.6	3.3	1.1	2.0	10.2	1
Implementar proyectos de mejora de eficiencia de estufas a gas natural en el sector residencial	1.0	2.1	4.2	1.0	2.0	10.2	2
Sustitución de refrigeradores domésticos	1.2	2.5	3.4	1.0	2.0	10.1	3
Sustitución de bombillos incandescentes por eficientes	0.7	2.7	3.4	1.2	2.0	10.0	4
Implementar proyectos de eficiencia energética en alumbrado público	1.0	2.7	3.2	0.9	2.0	9.8	5
Implementación de proyectos de precalentamiento de agua con energía solar en hogares	1.0	2.3	3.4	0.9	2.2	9.7	6

Tabla-4 Ranking priorización acciones de mitigación eficiencia energética

Acciones de mitigación propuestas UNIANDES vs. PAS (energía eléctrica)

Medida de mitigación	Reducción (millones toneladas CO ₂ -eq)	Costo marginal (USD/tCO ₂ -eq)	Costo total (millones USD)
Recuperación mejorada	20	-35	-700
Optimización de la recirculación de glicol e instalación de tanques separadores	6	-4	-25
Fractura hidráulica en pozos de gas natural	8	3.5	30
Recuperación de vapor en tanques de almacenamiento	17	-3	-45
Gestión de la energía térmica y control de incrustaciones	20	33	670
Captura y almacenamiento de CO ₂ en refinerías	20	65	1,260
Recuperación de gas anular	13	-4	-50
Energía solar fotovoltaica en refinerías	8	43	360
Interconexión de los campos de producción al SIN	No determinado		

Acciones de mitigación propuestas UNIANDES vs. PAS (energía eléctrica)

Medida de mitigación	Reducción (millones toneladas CO ₂ -eq)	Costo marginal (USD/tCO ₂ -eq)	Costo total (millones USD)
Recuperación de metano en minas a cielo abierto	25	-1.1	-25
Recuperación de metano en minas subterráneas	0.6	13	8

Acción de Mitigación	IMPORTANCIA	ALINEACIÓN	Potencial de Mitigación en Gg Totales	POTENCIAL	Costo (USD)
					14
Promover iniciativas de eficiencia energética en las operaciones mineras, incluyendo el transporte, con el objetivo de disminuir u optimizar el consumo de combustibles fósiles.	4	4	39570,0	1	\$ (12.013.965,00)
Promover el drenaje y posterior aprovechamiento de metano en minas de carbón subterráneas (CMM).	1	1	4236,0	3	\$ (1.000.833,00)
Promover el drenaje y posterior aprovechamiento de metano en minas de carbón a cielo abierto (CMM).	5	2	25417,0	2	\$ (6.005.000,00)
Promover el drenaje y posterior aprovechamiento de metano por medio de sistemas de ventilación (VAM) en minas subterráneas.	2	2	341,0	5	\$ (600.499,00)
Promover el drenaje y posterior aprovechamiento de metano en minas subterráneas abandonadas (AMM).	6	5	211,8	7	\$ (372.978,00)
Promover iniciativas de reforestación durante la fase de cierre de mina, adicionales a las compensatorias	3	6	2026,0	4	\$ 77.231.000,00
Promover el drenaje y posterior quema de metano, a través de sistemas de ventilación (VAM) en minas subterráneas, cuando dicho gas no sea aprovechable.	7	7	341,0	5	\$ 10.650.000,00

Sustitución de Bombillos Incandescentes

Sustitución de bombillos incandescentes			
Sector	Residencial		
La medida propone el cambio total de los bombillos incandescentes por bombillos eficientes que continúen cumpliendo con las necesidades de iluminación en los hogares. La sustitución se realiza linealmente hasta eliminar la totalidad de los bombillos incandescentes en 2020.			
Costo efectividad (USD / Ton CO2eq)	\$ (176.75)	Vida útil	26
Potencial total (MTon CO2eq)	4.50	Período de implementación	2014-2020
<p>El gráfico muestra tres series de datos desde 2014 hasta 2040:</p> <ul style="list-style-type: none"> Potencial de reducción (área azul): Aumenta linealmente de 0.05 M Ton CO2eq en 2014 a 0.25 M Ton CO2eq en 2020, manteniéndose constante hasta 2040. Inversión (área roja): Presenta un pequeño pico en 2014 y 2015, luego disminuye y se vuelve insignificante. Costos AOM (área verde): Aumenta linealmente de \$50.00 millones en 2014 a \$250.00 millones en 2020, manteniéndose constante hasta 2040. 			
Cobeneficios	Permite reducir la demanda de energía en las viviendas con un impacto positivo en el gasto de los hogares.		
Otros impactos	<p>Los bombillos de LFC contienen compuestos tóxicos, razón por la cual se requiere de la creación de un centro de tratamiento y disposición de residuos.</p> <p>La medida permite a Los productores de bombillos aumentar su competitividad y eficiencia en el mercado.</p>		

Viabilidad de Implementación

Viabilidad de implementación	
Riesgo	El riesgo es bajo ya que la medida se encuentra en marcha gracias a la Resolución 182544 de 2010. Se requiere la creación de mecanismos de medición, reporte y verificación.
Mecanismos financieros	La medida es consistente con las metas del Proure. No se requiere financiación externa.
Instrumentos regulatorios	Resolución 182544 de 2010 en la cual se restringe la fabricación y uso de bombillos incandescentes en el país.
Agentes involucrados	Ministerio de Minas y Energía. UPME. Usuarios residenciales. Fabricantes y proveedores de bombillos. Ministerio de Hacienda. Ministerio de Vivienda. Empresas de distribución y comercialización.
<p>The radar chart displays the viability of implementation across five dimensions, with a scale from 0 to 5. The dimensions and their corresponding scores are:</p> <ul style="list-style-type: none"> Costo-efectividad: 5 Inversión VPN: 3 Temporalidad impactos: 2 Riesgo: 1 Cobeneficios: 2 Potencial: 2 	
Mecanismos de Medición, Reporte y Verificación	

AGENDA CONSEJO DIRECTIVO - ABRIL 2015

1. Verificación de quórum
2. Lectura y aprobación del orden del día
3. Lectura y aprobación del acta No. 02 de 2015
4. Temas presupuestales.
 - 4.1 Seguimiento presupuestal 2015.
 - 4.2 Anteproyecto presupuesto 2016.
5. Informe General
 - 5.1. Informe venta de estudios de generación.
 - 5.2. Informe sostenibilidad del Sistema Eléctrico Colombiano.
 - 5.3. Informe generación.
 - 5.4. Informe convocatorias.
 - 5.5. Plan indicativo de abastecimiento de gas natural.
 - 5.6. Evolución de las GEI en Colombia y escenarios de mitigación

6. Propositiones y varios

GRACIAS

www.upme.gov.co

 @upmeoficial  Upme (Oficial)