

# Consejo Directivo 01-2014

**Unidad de Planeación Minero Energética- UPME**

**28 de enero de 2014**

1. Verificación del quórum
2. Lectura y aprobación del orden del día
3. Lectura y aprobación del acta No.10 de 2013
4. Informe Dirección General
  - I. Ejecución presupuestal 2013
  - II. Presupuesto 2014
  - III. Restructuración
  - IV. Sede
  - V. Informe convocatorias UPME
5. Plan de acción 2014
6. Presentaciones técnicas:
  - I. Informe CIO
  - II. Escenarios de oferta de hidrocarburos en Colombia
  - III. Propuesta CIURE
  - IV. Informe estudio de cierre de minas
7. Propositiones y varios

# Informe de Dirección General

# Ejecución presupuestal 2013

# Planeación ejecución presupuestal 2014

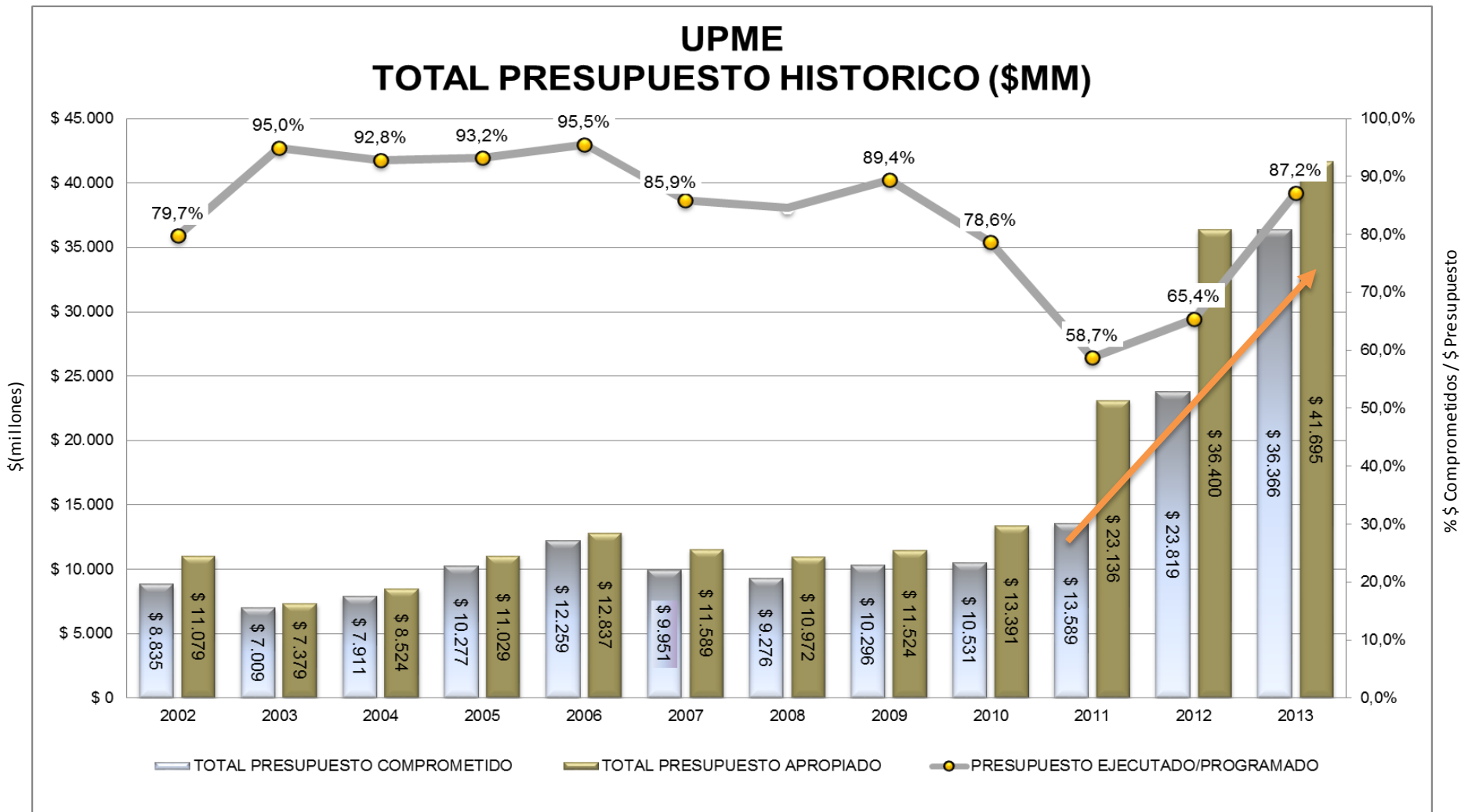
Concepto	Apropiación 2013	Compromisos	% Comp. /Aprop. 2013	Obligado	% Oblig. /Aprop. 2013
<b>Funcionamiento</b>	<b>11.283</b>	<b>6.532</b>	<b>57,9%</b>	<b>6.464</b>	<b>57,3%</b>
Gastos de Personal	10.027	5.422	54,1%	5.409	53,9%
Gastos Generales	1.152	1.083	94,0%	1.029	89,3%
Transferencias	103	27	26,0%	27	26,0%
<b>Inversión</b>	<b>30.412</b>	<b>29.834</b>	<b>98,1%</b>	<b>29.345</b>	<b>96,5%</b>
<b>Total Entidad</b>	<b>41.695</b>	<b>36.366</b>	<b>87,2%</b>	<b>35.810</b>	<b>85,9%</b>

Proyecto	Apropiación 2013	Compromisos	% Comp. /Aprop. 2013	Obligado	% Oblig. /Aprop. 2013
Capacitación del <b>recurso humano</b> en las áreas de minería y energía a nivel nacional	900	892	99,1%	823	91,40%
Asesoría para el análisis y formulación de desarrollo del subsector <b>hidrocarburos</b> nacional	2.000	1.998	99,9%	1.996	99,79%
Asesoría para la elaboración del planeamiento integral de energía nacional	4.800	4.800	100,0%	4.602	95,87%
Asesoría para el análisis y desarrollo del <b>subsector eléctrico</b> nacional	2.800	2.626	93,8%	2.596	92,70%
Asesoría para la elaboración de metodologías de proyección integrada de <b>demanda</b> de energía nacional	1.250	1.248	99,8%	1.246	99,71%
Actualización planeamiento integral del sector minero colombiano	6.000	5.864	97,7%	5.841	97,35%
Mejoramiento actualización y sostenibilidad de la <b>plataforma tecnológica</b> sistemas y gestión de información y medios de divulgación de la UPME Colombia	4.170	4.003	96,0%	3.857	92,48%
Adquisición y adecuación de <b>sede</b> para la UPME Bogotá d.c.	8.492	8.402	98,9%	8.386	98,75%
<b>Total UPME</b>	<b>30.412</b>	<b>29.834</b>	<b>98,1%</b>	<b>29.345</b>	<b>96,5%</b>

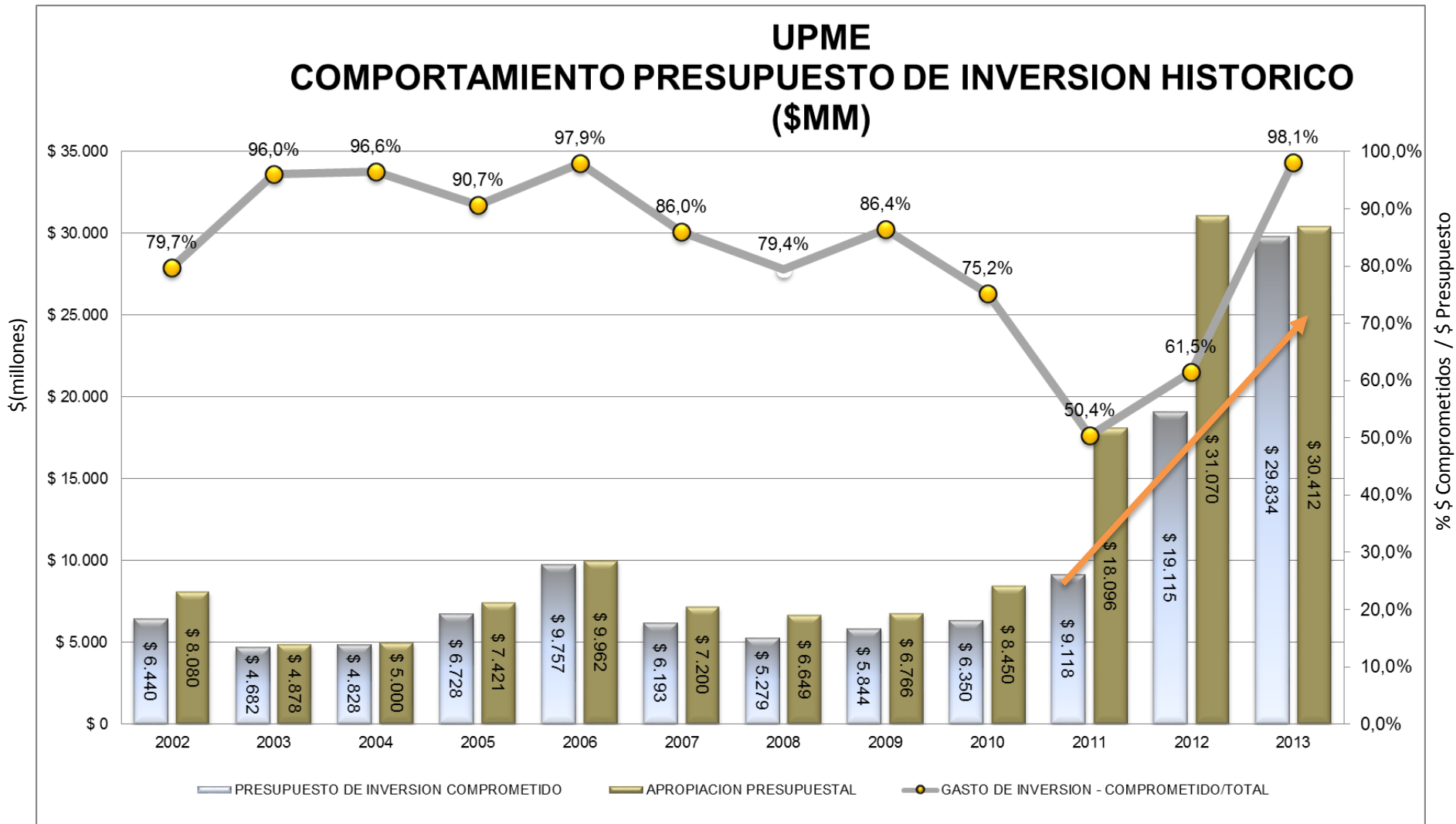
Los compromisos presupuestales adquiridos por la entidad en gastos de personal se ubicaron en el 54.1%. Esto significa que se comprometieron \$5.422 millones de los \$10.027 apropiados. Lo anterior debido a que fueron recursos destinados exclusivamente para sufragar los mayores costos de personal que la reestructuración de la entidad contempló. Dicho cambio organizacional se aprobó en junio 17 de 2013 y los recursos fueron liberados solamente en octubre de 2013 por el MHCP.

# Presupuesto Total Histórico Comprometido 2002 – 2013

Cifras en \$ millones



<b>PROMEDIO HISTORICO TOTAL PRESUPUESTO COMPROMETIDO</b>	<b>80,2%</b>
--	--------------

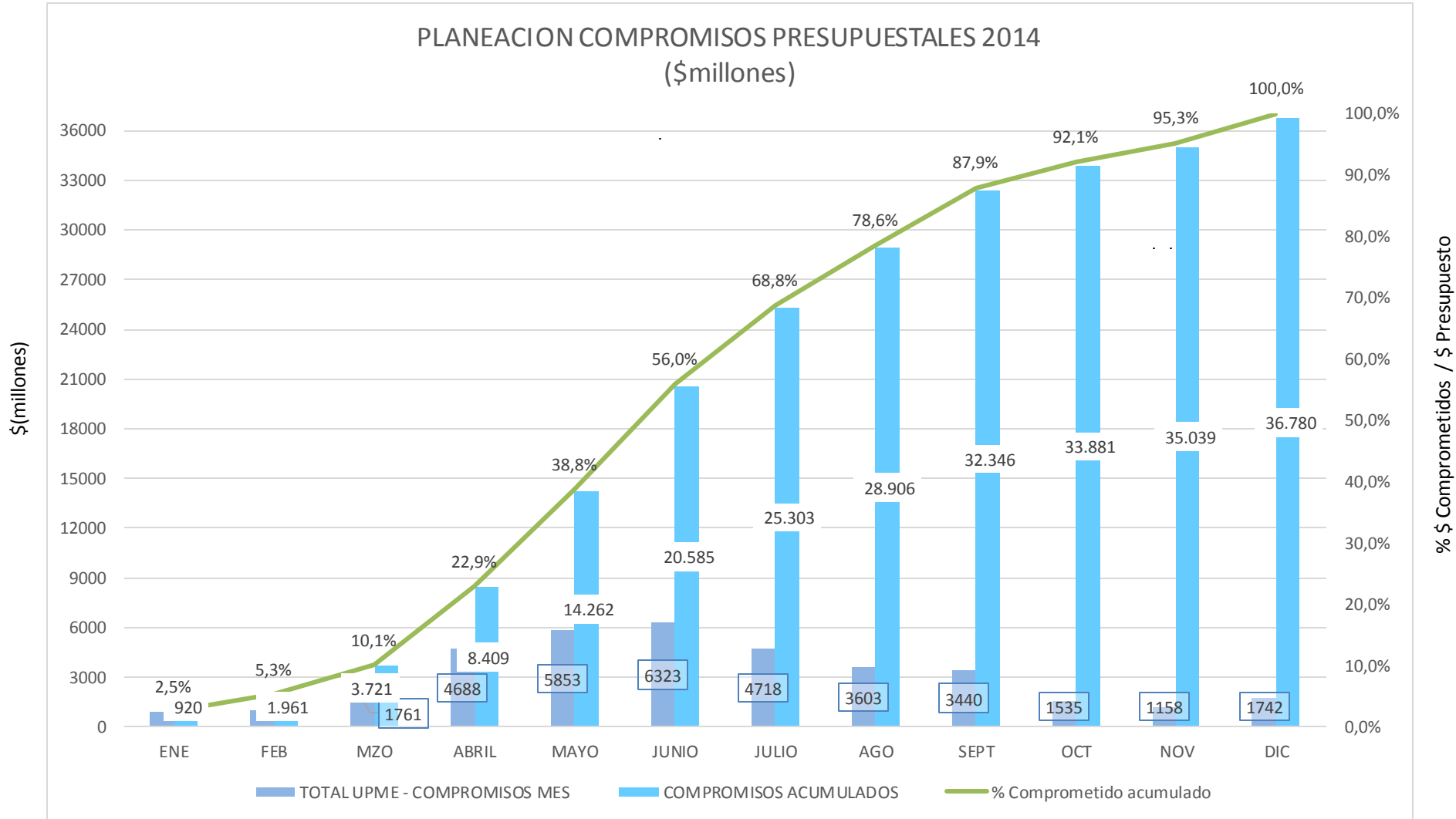


<b>PROMEDIO HISTORICO COMPROMETIDO INVERSION</b>	<b>79,3%</b>
--	--------------

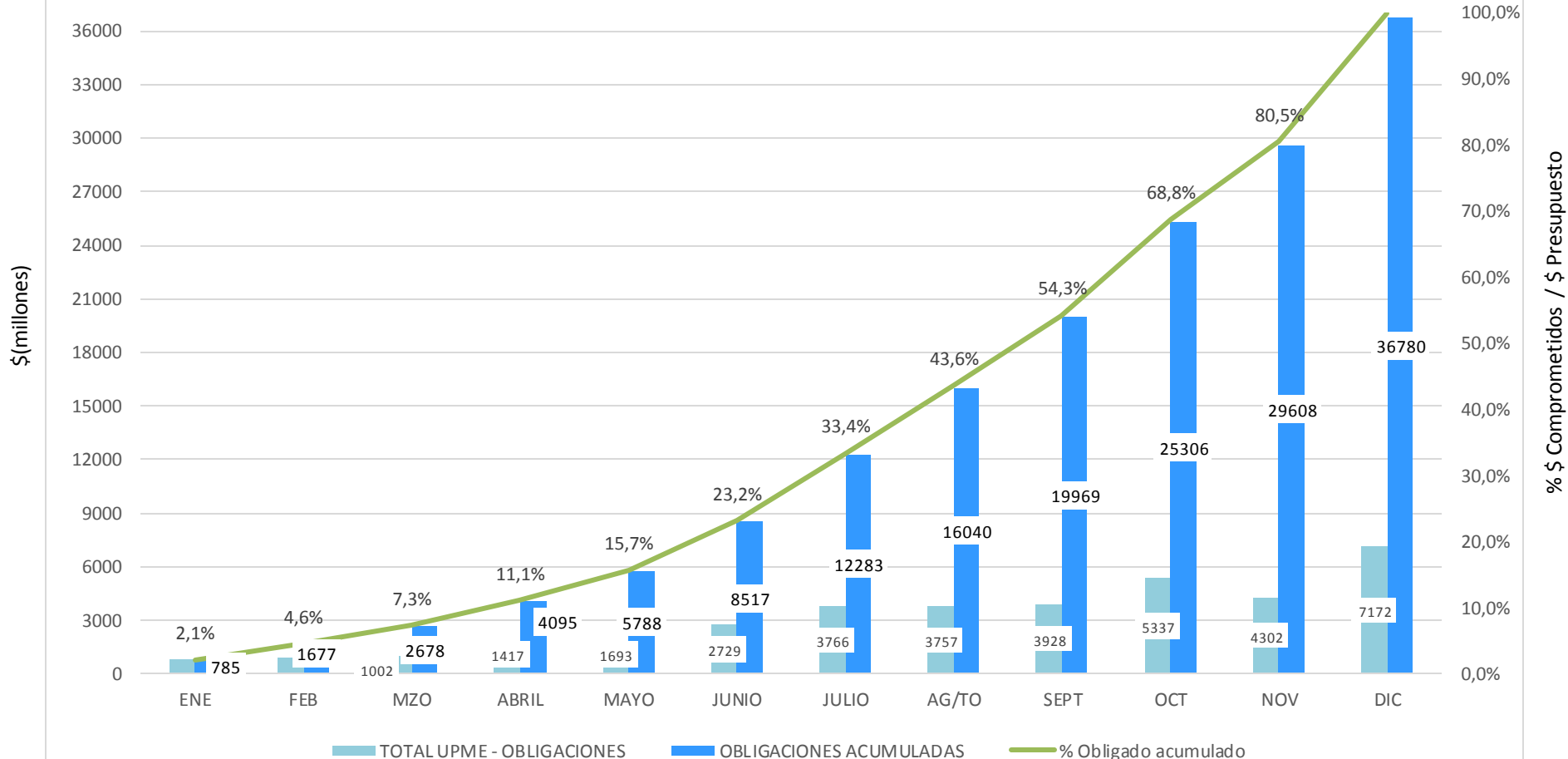
## Presupuesto de inversión aprobado 2014 – comparativo con 2013

	Presupuesto 2013	Presupuesto 2014	Variación Presupuestal 2014 frente a 2013
Cifras (millones)			
<b>TOTAL PRESUPUESTO DE GASTOS</b>	<b>\$ 41.694</b>	<b>\$ 36.780</b>	<b>-12%</b>
<b>GASTOS DE FUNCIONAMIENTO</b>	<b>\$ 10.952</b>	<b>\$ 12.655</b>	<b>16%</b>
GASTOS DE PERSONAL	\$ 4.718	\$ 11.254	139%
GASTOS GENERALES	\$ 874	\$ 1.174	34%
TRANSFERENCIAS CORRIENTES	\$ 5.360	\$ 228	-96%
Cifras (millones)			
<b>GASTOS DE INVERSION</b>	Apropiado 2013	Proyectado 2014	Variación Presupuestal 2014 frente a 2013
ASESORIA PARA LA ELABORACION DEL <b>PLANEAMIENTO INTEGRAL DE ENERGIA</b> A NIVEL NACIONAL	\$ 4.800	\$ 3.500	-27%
ASESORIA PARA LA ELABORACION DE METODOLOGIAS DE PROYECCION INTEGRADA DE <b>DEMANDA</b> DE ENERGIA EN COLOMBIA	\$ 1.250	\$ 2.600	108%
ASESORIA PARA EL ANALISIS Y DESARROLLO DEL <b>SUBSECTOR ELECTRICO</b> NACIONAL	\$ 2.800	\$ 3.395	21%
ASESORIA PARA EL ANALISIS Y FORMULACION DE DESARROLLO DEL <b>SUBSECTOR HIDROCARBUROS</b> NACIONAL	\$ 2.000	\$ 2.600	30%
ACTUALIZACION <b>PLANEAMIENTO INTEGRAL</b> DEL SECTOR <b>MINERO</b> COLOMBIANO NACIONAL	\$ 6.000	\$ 6.545	9%
MEJORAMIENTO, ACTUALIZACION Y SOSTENIBILIDAD DE LA <b>PLATAFORMA TECNOLOGICA</b> , SISTEMAS Y GESTION DE INFORMACION Y MEDIOS DE DIVULGACION DE LA UPME COLOMBIA	\$ 4.170	\$ 4.635	11%
CAPACITACION DEL <b>RECURSO HUMANO</b> EN LAS AREAS DE MINERIA Y ENERGIA A NIVEL NACIONAL	\$ 900	\$ 850	-6%
ADQUISICION Y ADECUACION DE <b>SEDE</b> PARA LA UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA UPME BOGOTA D.C.	\$ 8.492	\$ 0	-100%
<b>GASTOS DE INVERSION</b>	<b>\$ 30.412</b>	<b>\$ 24.125</b>	<b>-21%</b>
<b>Gastos de Inversión - Sin adquisición de sede</b>	<b>\$ 21.920</b>	<b>\$ 24.125</b>	<b>10%</b>

- La UPME disminuyó su presupuesto total de la vigencia 2014 frente al año inmediatamente anterior en un 12%.
- La disminución de 2014 frente al 2013 se originó exclusivamente en los gastos de inversión (-21%), ya que los de funcionamiento se incrementaron en un 16%.
- Lo anterior se explica porque la UPME dedicó \$8.492 millones para compra y adecuación de la nueva sede. Proyecto que no será recurrente y que en el 2014 ya no está en el presupuesto.
- Al comparar el presupuesto de inversión 2014 frente al año anterior sin tener en cuenta los gastos de la nueva sede, la variación se torna positiva, alcanzando el 10%.



PLANEACION OBLIGACIONES PRESUPUESTALES 2014  
 (\$millones)



# Presentaciones técnicas

# Informe CIO sectorial

Min TIC

- Estructuración a nivel Gobierno
- Lineamientos generales
- Definiciones y capacitación

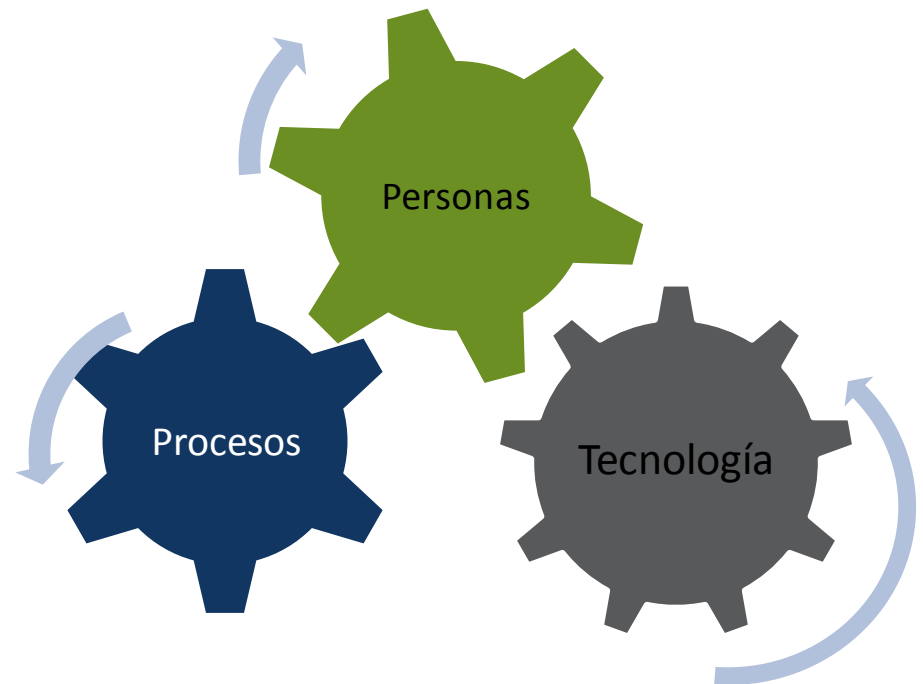
Sector  
Minero  
Energético

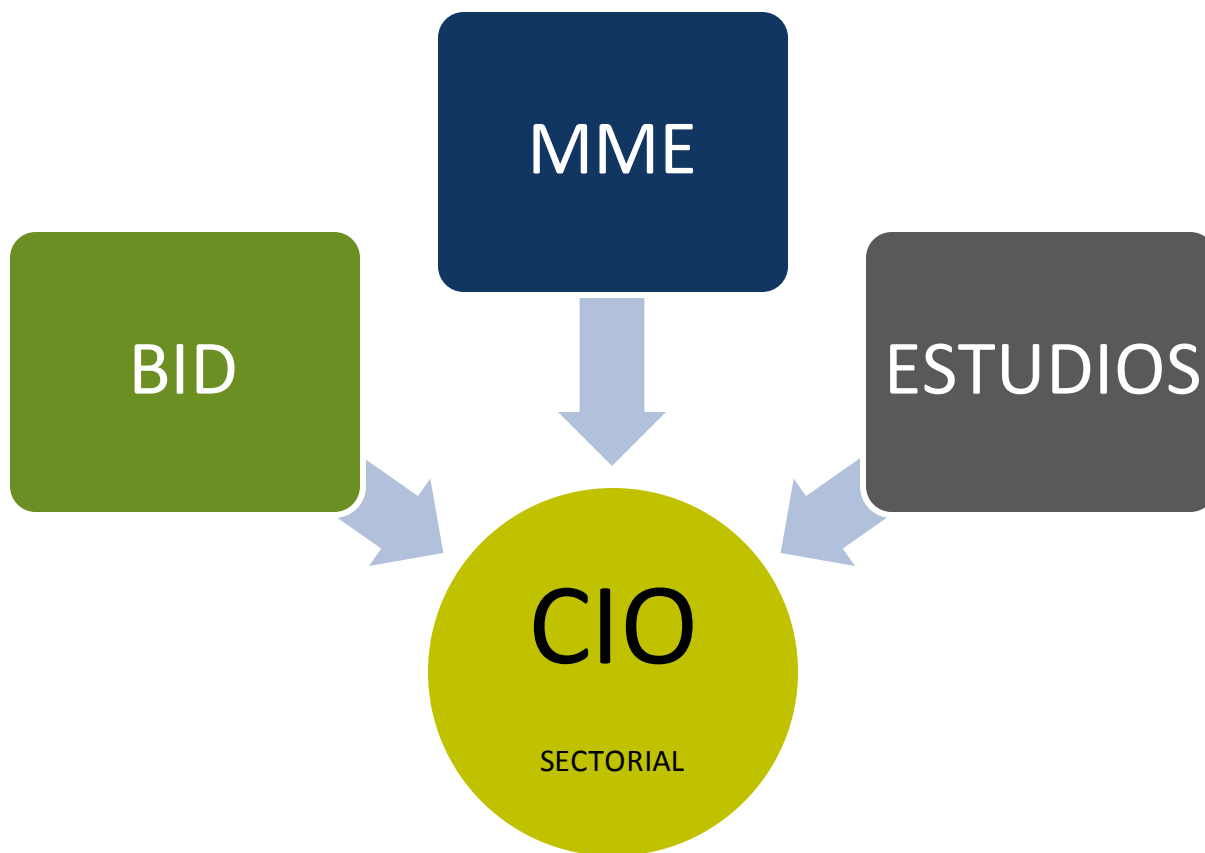
- MME como cabeza de sector
- UPME como CIS (C.I.O.)

CIS

- Definiciones y políticas
- Implementación y alineación del sector
- Aprovechamiento de recursos actuales

- **Personas:** generan valor y pueden frenar o impulsar el proyecto.
- **Procesos:** determinan la forma de trabajar y entregar los resultados.
- **Tecnología:** se alinea con la estrategia de gobierno y habilita los definido en los procesos y las comunicaciones.





Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

Aval - Habilitante

Consultoría Unión Temporal MyQ – ABITS

Aval

Ministerio de Minas y Energía

Habilitante

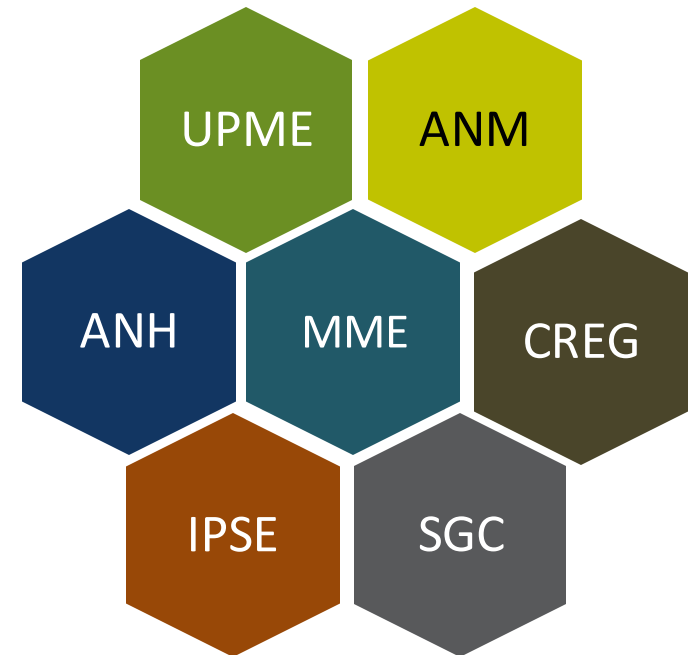
Plan de trabajo para generar la información necesaria para entregar a la misión BID que inicia la primera semana de febrero/2014

Arquitectura

Gestión Información y Conocimiento

Generación de Capacidades

- Líder sectorial
- Genera la normatividad necesaria para robustecer el proyecto.
- Convoca y concentra las entidades adscritas.
- Define el destino de los recursos entregados por el BID – CONPES
- Coordinación con MinTIC
- Aval de convenios y protocolos
- Trabaja en conjunto con la UPME para articular el proyecto.



## Gobierno/Negocio

Conformación  
como el CIO  
Sectorial

Definición e  
implementación  
de la política de  
información

Gestión de  
cambio y  
negociación

## Información

Levantamiento de  
las decisiones  
más relevantes  
en el sector

Identificación de  
las fuentes

Validación de los  
flujos de  
información

## Aplicaciones

Generación de  
proyectos de  
integración (ESB  
de integración)

Implementación  
de BI sectorial

## Tecnología

Articulación con  
el CTO (comité  
interinstitucional)

2014

2015

2016

2017

2018

VALOR  
 AGREGADO /  
 GOBIERNO

MODELO DE  
 GOBIERNO DE  
 INFORMACIÓN

MODELO DE GESTIÓN  
 UPME Y SECTOR

PLAN  
 ESTRATÉGICO DE  
 INFORMACIÓN

INFORMACIÓN

ARQUITECTURA  
 EMPRESARIAL  
 SECTORIAL

ESTRATEGIA GEL

GESTION DE CALIDAD DE DATOS

APLICACIONES

GENERACIÓN E IMPLEMENTACIÓN PROYECTO DE INTEGRACIÓN

IMPLEMENTACIÓN SOLUCION BPM Y ERP

IMPLEMENTACIÓN BI SECTORIAL

TECNOLOGÍA

ARTICULACIÓN COMITÉ INTERSINSTITUCIONAL

SEGURIDAD DE LA  
 INFORMACIÓN

PLAN DE  
 RECUPERACIÓN DE  
 DESASTRES

# **Escenarios de oferta de hidrocarburos en Colombia 2013 – 2035**

Como resultado del primer taller de revisión de escenarios se validaron los factores críticos que han hecho posible los incrementos de producción y reservas, así como otras variables que determinarán la evolución futura del sector

## Factores Críticos de Éxito del Sector Hidrocarburífero

- Incrementar los niveles de inversión en el sector ayudados por un marco regulatorio y régimen fiscal atractivos para el desarrollo de los diferentes tipos de hidrocarburos y por los esfuerzos de promoción internacional y rondas de la ANH
- Confirmar la prospectividad del país incrementando el éxito exploratorio, la materialidad de los descubrimientos y el conocimiento geológico
- Incremento en los factores de recobro en cuencas maduras por la incorporación de tecnología
- Agilizar los procesos para la evaluación y expedición de licencias ambientales
- Definir la regulación para la explotación de recursos no convencionales
- Mejorar los procesos de consulta y manejo de las comunidades en las zonas de actividad petrolera
- Mercado internacional favorable reflejado en la demanda de energéticos y altos precios de petróleo
- Mejora sostenida en las condiciones de seguridad del país

## Variables críticas actuales y futuras

Hallazgos hidrocarburos convencional

Potencial Offshore

Potencial no convencionales

Potencial crudos pesados

Factor de recobro

Incorporación de Reservas Probables y Posibles

Precio internacional energéticos

Política estatal petrolera

Factores Ambientales

Factores socio culturales

En el caso Base hemos incorporado las variables de mayor probabilidad teniendo en cuenta la información disponible y los cambios recientes del sector

## Matriz de Escenarios – Caso Base

### Variables Cuantitativas

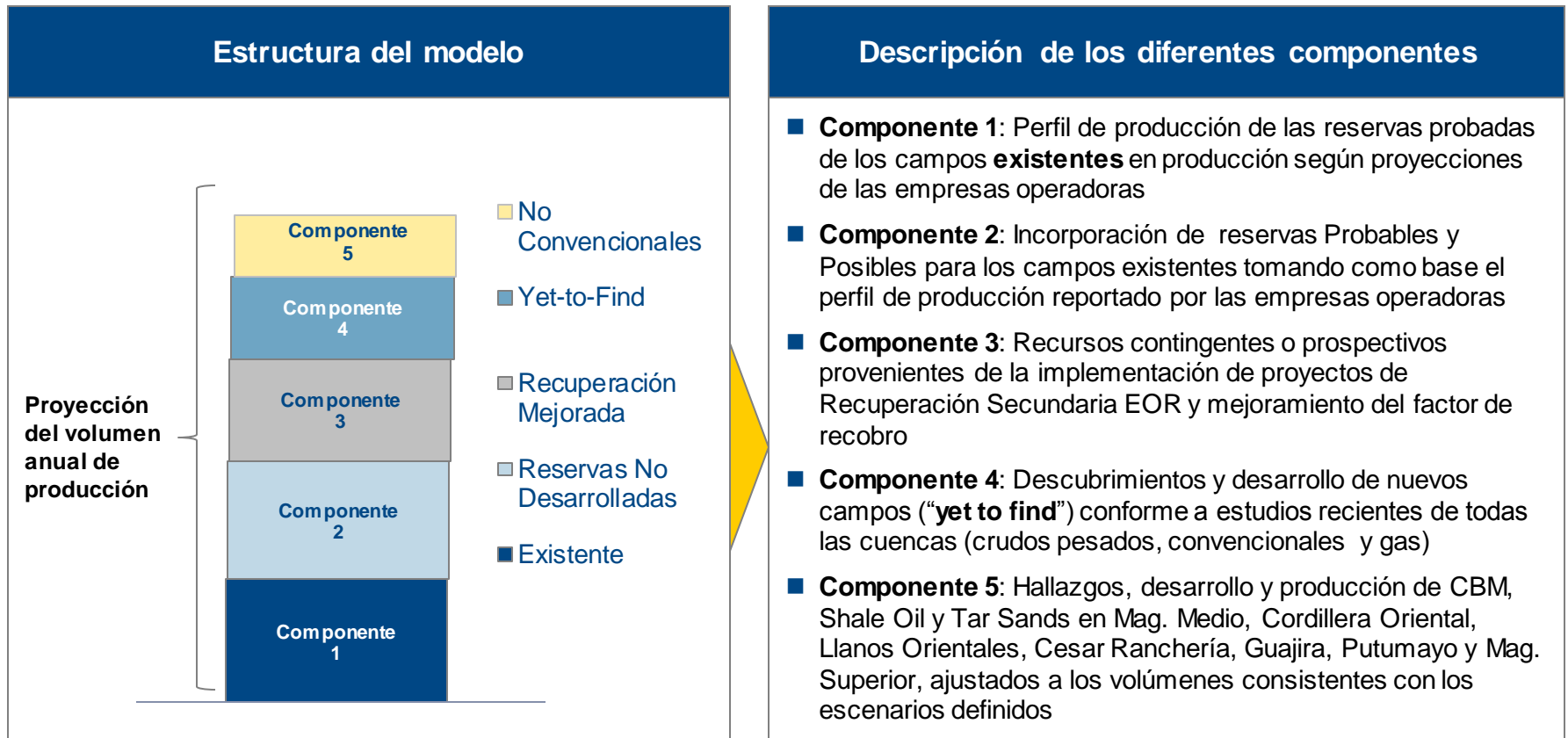
### Variables Cualitativas

Hallazgos hidrocarburos convencional*	Potencial Offshore*	Potencial no convencionales*	Potencial crudos pesados*	Factor de recobro	Incorporación de Reservas Prb y Ps	Precio internacional energéticos	Política estatal petrolera	Factores Ambientales	Factores socio culturales
Marginal 0 TCF 1,000 MMB	Nulo 0.5 TCF 0 MMB	Nulo 0 TCF 0 MMB	Bajo 200 MMB	Bajo 25% (in situ) 50% (otros)	Probables 50% Posibles 25%	50-75 USD/barril P10%	Favorable a Inversión (Status Quo) P60%	Parálisis P10%	Equilibrio P5%
Base 1 TCF 1,500 MMB	Base 2 TCF 200 MMB	Shales /CBM 3 TCF 500 MMB	Medio 1,125 MMB	Medio 50% (in situ) 75% (otros)	Probables 90% Posibles 75%	75-125 USD/barril P60%	Incremento Government. Take P30%	Status Quo P45%	Oposición aisladas a proyectos P40%
Alto 1.5 TCF 3,500 MMB	Alto 3.5 TCF 1,000 MMB	Shales/CBM/ arenas 6.5 TCF 3,000 MMB	Alto 2,000 MMB	Alto 75% (in situ) 100% (otros)	Probables 100% Posibles 100%	>125 USD/barril P30%	Intervención Leve P10%	Transformación P45%	Limitada concertación P55%

Nota: \* Hidrocarburos técnicamente recuperables

# Construcción de los Escenarios de Oferta

El modelo de estimación de oferta se basa en el cálculo y proyección de 5 componentes de producción: producción existente, no desarrollado, EOR, “yet-to-find” y no convencional



Se ha realizado un ajuste a la estructura del Modelo del 2011 incluyendo proyectos con recursos contingentes o prospectivos por recuperación secundaria en EOR y el resto en el Yet-to-Find

En cada uno de los escenarios se incorporan diferentes volúmenes de reservas por el desarrollo de descubrimientos existentes...

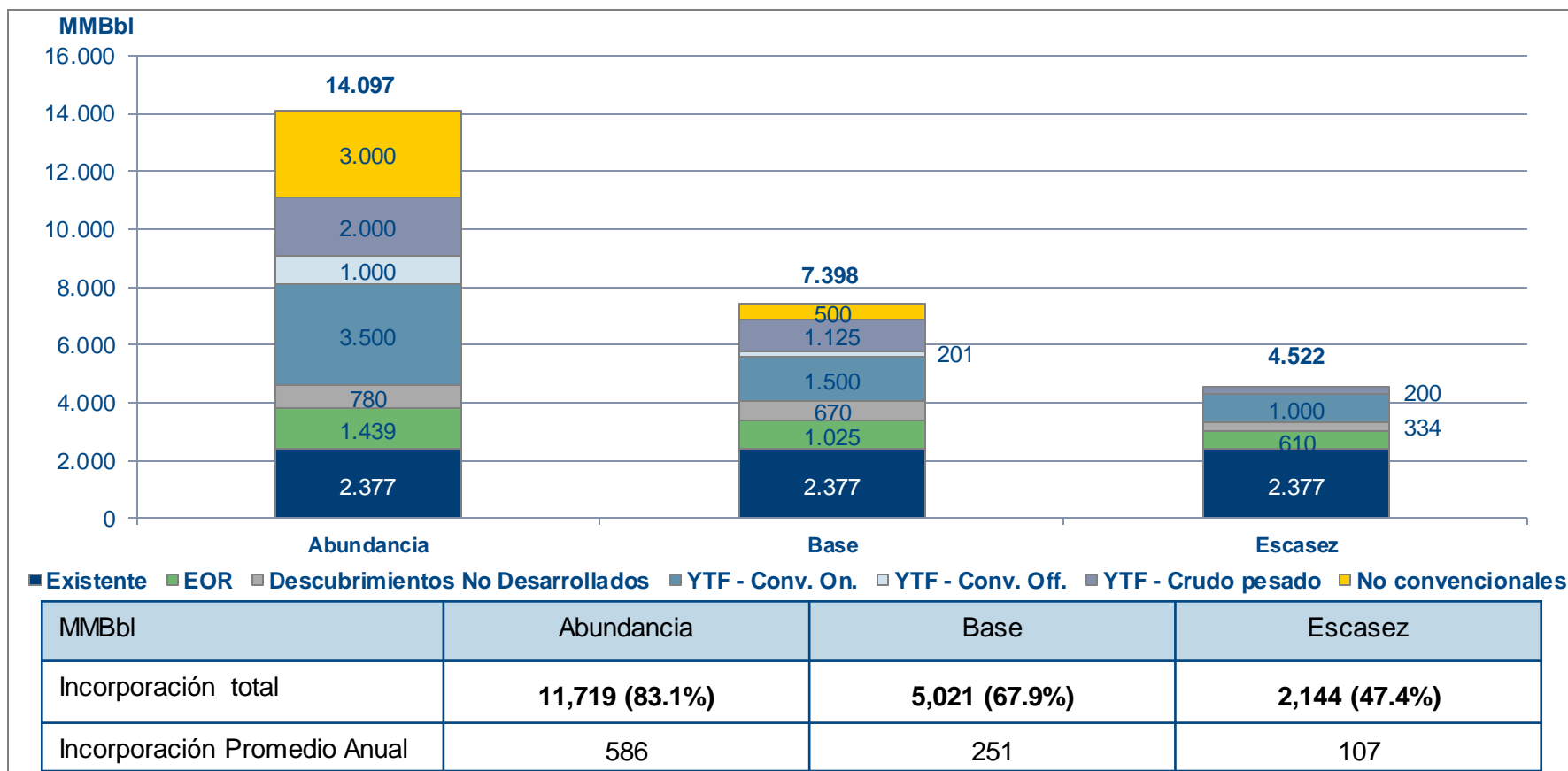
Hipótesis	Escenarios			
	Escasez	Base	Abundancia	
<b>(1) Reservas probadas</b>	Reservas Probadas reportadas por las empresas operadoras conforme a su perfil de producción y ajustadas para cada escenario			
	PDP	1,490 MMBbl / 4.8 TCF	1,490 MMBbl / 4.8 TCF	1,490 MMBbl / 4.8 TCF
	PNP	107 MMBbl / 0.101 TCF	107 MMBbl / 0.101 TCF	107 MMBbl / 0.101 TCF
	PND	773 MMBbl / 0.800 TCF	773 MMBbl / 0.800 TCF	773 MMBbl / 0.800 TCF
	<b>Total</b>	<b>2,370 MMBbl / 5.726 TCF</b>	<b>2,370 MMBbl / 5.726 TCF</b>	<b>2,370 MMBbl / 5.726 TCF</b>
<b>(2) Descubrimientos No desarrollados</b>	Reservas Probables y Posibles reportadas por las empresas operadoras conforme a su perfil de producción y ajustadas para cada escenario			
	Prb	285 MMBbl / 0.261 TCF	514 MMBbl / 0.471 TCF	571 MMBbl / 0.523 TCF
	Ps	56 MMBbl / 0.190 TCF	168 MMBbl / 0.569 TCF	223 MMBbl / 0.759 TCF
	<b>Total</b>	<b>341 MMBbl / 0.451 TCF</b>	<b>681 MMBbl / 1.039 TCF</b>	<b>794 MMBbl / 1.281 TCF</b>

... más las reservas aún no descubiertas (“yet to find”) y los recursos no convencionales

Hipótesis	Escenarios		
	Escasez	Base	Abundancia
<b>(3) Recuperación mejorada EOR</b>	Recursos contingentes totales de 1,658 MMBbl en 11 campos		
	Combustión in situ: 25% Otros EOR: 50% <b>610 MMBbl</b>	Combustión in situ: 50% Otros EOR: 75% <b>1,025 MMBbl</b>	Combustión in situ: 75% Otros EOR: 100% <b>1,439 MMBbl</b>
<b>(4) Recursos por descubrir (“YTF”)</b>	Perfiles de producción para los descubrimientos definidos en cada escenario:		
	Convencional: <b>1,000</b> MMBbl Convencional Off.: 0 MMBbl Pesado <b>200</b> MMBbl Gas: <b>0.5</b> TCF	Convencional <b>1,500</b> MMBbl Convencional Off.: <b>200</b> MMBbl Pesado <b>1,125</b> MMBbl Gas <b>3</b> TCF	Convencional <b>3,500</b> MMBbl Convencional Off.: <b>1,000</b> MMBbl Pesado <b>2,000</b> MMBbl Gas <b>5</b> TCF
<b>(5) Recursos no convencionales</b>	Producción en forma proporcional a los descubrimientos definidos para cada uno de los tipos de recursos no convencionales en cada escenario, adaptado de la modelización de la UNC		
	<b>0 TCF + 0 MMBbl:</b>	<b>3 TCF + 500 MMBbl:</b>	<b>6.5 TCF + 3,000 MMBbl:</b>
	Shale gas: 0	Shale gas: 1.5 TCF (M. Medio, C. Oriental)	Shale gas: 4 TCF (M. Medio, C. Oriental, Llanos)
	CBM: 0	CBM: 1.5 TCF (Cesar Ranchería - Drummond La Loma)	CBM: 2.5 TCF (Cesar Ranchería, Guajira)
	Shale oil: 0	Shale oil: 500 MMBbl (Llanos Orientales)	Shale oil: 2,000 MMBbl (Llanos, C. Oriental, Putumayo)
	Tar sands: 0	Tar sands: 0	Tar sands: 1,000 MMBbl (Li. Orientales, VMM, VMS)

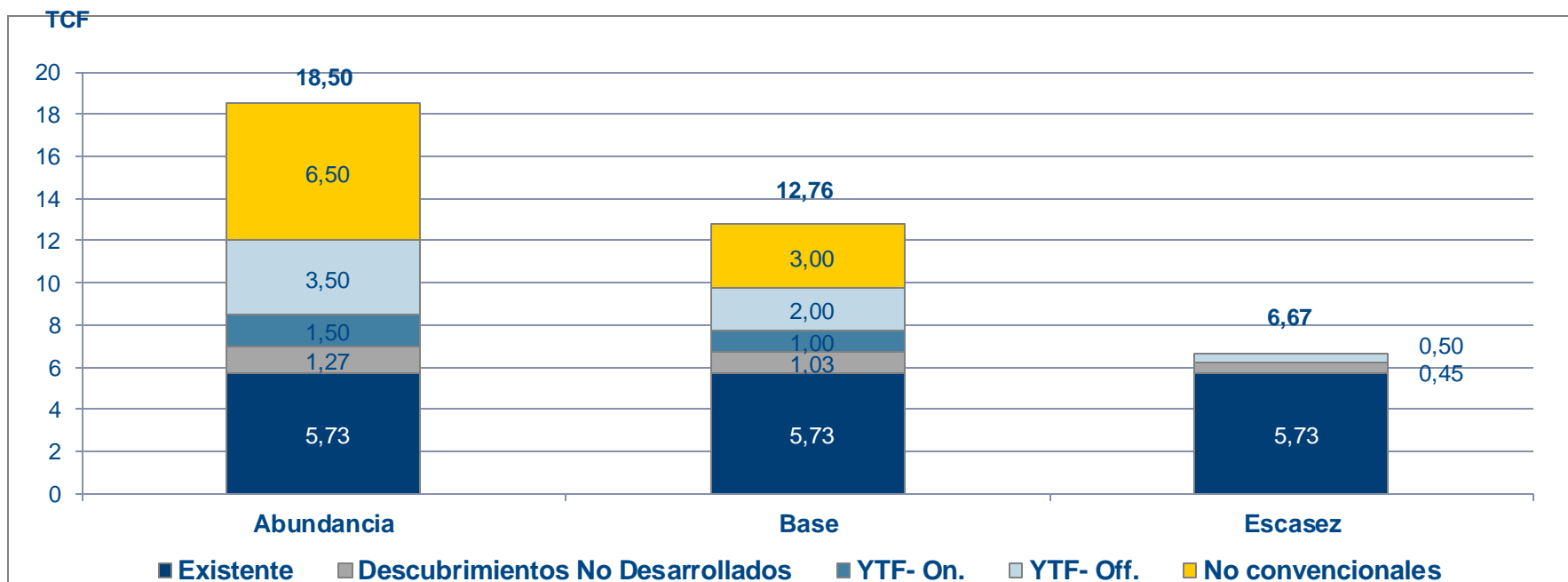
De acuerdo a las hipótesis realizadas para los tres escenarios la incorporación prevista de reservas de crudo es de entre 4 y 14 mil millones de barriles

## Incorporación de Reservas de Crudo por Escenario (2013-2035)



En el caso del gas natural, la incorporación prevista de reservas es de entre 6 y 19 TCF según el escenario

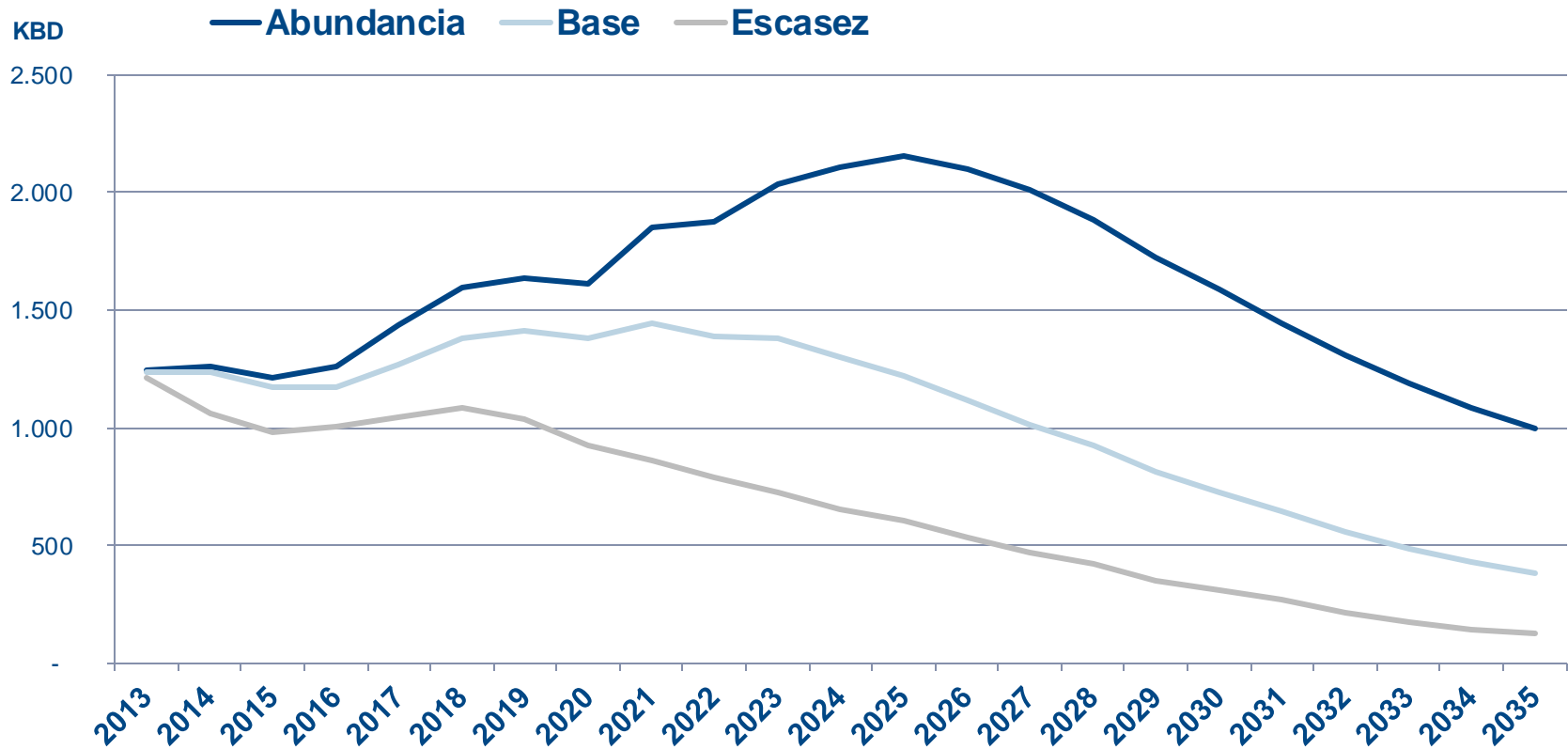
## Incorporación de Reservas de Gas Natural por Escenario (2013-2035)



TCF	Abundancia	Base	Escasez
Incorporación total	12.77 (69.0%)	7.03 (55.1%)	0.95 (14.2%)
Incorporación Promedio Anual	0.93	0.64	0.33

En base a las hipótesis de construcción de los escenarios, se generan distintas curvas de oferta de hidrocarburos

## Oferta Total de Hidrocarburos – KBOED



Los principales siete campos productores de Crudo aportan 46% de este componente y los principales cinco campos de gas 86%

## 1 Reservas probadas

- El modelo toma en cuenta la gravedad del crudo producido por los principales campos para proyectar la composición de la producción futura de crudo en cada cuenca:

Clasificación de crudos
<i>Livianos: 28°API o más</i>
<i>Intermedios: 22-28°API</i>
<i>Pesados: 15-22°API</i>
<i>Extra-Pesados: menos de 15°API</i>



Cuenca	Gravedad API
Catatumbo	32.47
Magdalena Inferior	39.74
Magdalena Medio	25.95
Magdalena Superior	24.52
Cordillera Oriental	40.99
Llanos Orientales	19.04
Putumayo	27.19

- Los principales campos de Crudo y de Gas Natural en este componente son:

Crudo	Campo (MMBbl)	PDP	PNP	PND	Total
	Rubiales	147	14	138	298
	Castilla	88	-	83	171
	Castilla Norte	95	-	63	158
	La Cira	109	17	16	141
	Chichimene	75	20	31	126
	Quifa SW	39	1	76	116
	Infantas	53	10	21	84

Gas	Campo (TCF)	PDP	PNP	PND	Total
	Chuchupa	1.3	-	0.3	1.6
	Cusiana	1.2	-	-	1.2
	Cupiagua	0.9	-	-	0.9
	Pauto	0.5	-	0.2	0.7
	La Creciente	0.5	-	-	0.5

Hemos tomado los reportes de Reservas Probables y Posibles de las Empresas como base para la estimación de la incorporación de reservas descubiertas no desarrolladas

2

## Descubrimientos No Desarrollados (Reservas Probables y Posibles)

Reservas MMBOE	Tipo de Reserva	Escasez		Base		Abundancia	
		Crudo	Gas	Crudo	Gas	Crudo	Gas
Probables incorporadas en 20 años		50%		90%		100%	
Probables	PRBDP	22.7	3.7	40.9	6.7	45.5	7.5
	PRBNP	11.5	6.1	20.8	11.0	23.1	12.2
	PRBND	251.1	36.8	452.0	66.3	502.2	73.6
	<b>Total</b>	<b>285.4</b>	<b>46.6</b>	<b>513.7</b>	<b>84.0</b>	<b>570.7</b>	<b>93.3</b>
Posibles incorporadas en 20 años		25%		75%		100%	
Posibles	PSDP	7.1	2.1	21.2	6.2	28.3	8.3
	PSNP	1.2	0.0	3.7	0.0	4.9	0.0
	PSND	47.6	31.8	142.7	95.3	190.2	127.1
	<b>Total</b>	<b>55.9</b>	<b>33.8</b>	<b>167.6</b>	<b>101.5</b>	<b>223.4</b>	<b>135.4</b>

Para las reservas Probables y Posibles hemos ajustado el perfil de producción retrasándolo 1 año en el escenario de escasez

El principal campo en el Modelo que incorpora reservas de Crudo es CPE-6 y de Gas Natural es La Loma los cuales representa 14% y 31% del total de Incorporación respectivamente

## 2 Descubrimientos No Desarrollados

Crudo

Campo	Probables (MMBbl)				Posibles (MMBbl)			
	PRBD P	PRBNP	PRBND	Total	PSDP	PSNP	PSND	Total
CPE-6	-	-	114.2	<b>114.2</b>	-	-	-	-
Rubiales	-	-	52.0	<b>52.0</b>	-	-	8.5	<b>8.5</b>
Cajua	-	-	51.8	<b>51.8</b>	-	-	-	-
Jaspe	-	-	34.6	<b>34.6</b>	-	-	-	-
Quifa SW	-	-	29.8	<b>29.8</b>	-	-	13.8	<b>13.8</b>
Chichimene	-	-	21.1	<b>21.1</b>	5.9	-	-	<b>5.9</b>
Tibu	-	-	18.4	<b>18.4</b>	-	-	13.2	<b>13.2</b>

Gas

Campo	Probables (BCF)				Posibles (BCF)			
	PRBDP	PRBNP	PRBND	Total	PSDP	PSNP	PSND	Total
La Loma	-	-	19.0	<b>19.0</b>	-	-	377.8	<b>377.8</b>
Cupiagua	-	-	189.1	<b>189.1</b>	-	-	-	-
Mamey	-	-	42.9	<b>42.9</b>	-	-	112.0	<b>112.0</b>
Bonga	-	-	21.9	<b>21.9</b>	-	-	94.3	<b>94.3</b>
Nelson	17.1	1.5	11.4	<b>30.0</b>	44.7	-	29.8	<b>74.5</b>
Cotorra	-	-	79.1	<b>79.1</b>	-	-	-	-
Payoa	-	25.3	-	<b>25.3</b>	-	-	37.5	<b>37.5</b>

La estimación de la producción incremental obtenible por recobro mejorado se basa en distintos supuestos de alcance de las metas planteadas por la industria

3

## Proyectos de Recuperación Mejorada

Bloque / campo / proyecto	Escenario de Escasez	Escenario base	Escenario de Abundancia
11 Campos específicos	A partir de 2014 se acelera la producción en función de la ejecución de proyectos de recobro mejorado planeados y con una estimación preliminar de recursos adicionales		
	Según el escenario se asume distinto grado de cumplimiento del incremento del recobro mejorado:		
	Combustión in situ: 25% Otros proyectos: 50%	Combustión in situ: 50% Otros proyectos: 75%	Combustión in situ: 75% Otros proyectos: 100%
	Aumento producción por mejora en el factor de recobro:		
	<b>610 MMBbl</b>	<b>1,025 MMBbl</b>	<b>1,439 MMBbl</b>

- El aumento de reservas por recobro mejorado es representado por los proyectos enteramente nuevos, dotados de sus correspondientes hipótesis de porcentaje incremental sobre las corrientes de producción.
- El análisis debe ser incremental para evitar duplicaciones con las estimaciones de producción incluidas en el componente 1 (comportamiento de los campos en producción actual) de forma que solo contempla recursos no clasificados como reservas

La estimación de la producción incremental obtenible por recobro mejorado se basa en distintos los distintos estimados de la industria sobre resultados de proyectos EOR

## 3 Proyectos de Recuperación Mejorada

#	Cuenca	Campo	Tipo de Recuperación	Recursos Estimados (MMBbl)	Tiempo
1	Catatumbo	Tibu	CEOR	38	La producción correspondiente a los proyectos se incorpora entre el 2015 y el 2017
2	Llanos Orientales	Chichimene	Inyección Agua	130	
3			Combustión in Situ	369	
4	Llanos Orientales	Castilla	Inyeccion de Agua	451	
5	Putumayo	Orito	Inyeccion Agua y CO2	50	
6	Magdalena medio	Yarigui	CEOR	13	
7	Magdalena medio	Palagua	Inyeccion continua	7	
8	Magdalena medio	Casabe	CEOR / Gas CO2	73	
9	Llanos Orientales	Quifa	Combustión in Situ	506	
10	Magdalena Superior	Dina	Inyección de Agua	11	
				<b>1,648</b>	

El tratamiento de la producción futura de hidrocarburos proveniente de campos por descubrir (“yet to find”) considera hipótesis sobre el potencial de descubrimientos de hidrocarburos convencionales y no convencionales

### 4 Éxito exploratorio

Cuenca / Bloque	Hipótesis de reservas por descubrir		
	Escasez	Base	Abundancia
Oil in place*	7,436	7,436	7,436
<b>Crudos Convencionales Onshore (MMBbl)</b>	<b>1,000</b>	<b>1,500</b>	<b>3,500</b>
Oil in place*	12,570	12,570	12,570
<b>Crudos Convencionales Offshore (MMBbl)</b>	<b>0</b>	<b>200</b>	<b>1,000</b>
Oil in place*	6.6	6.6	6.6
<b>Gas(TCF)</b>	<b>0.5</b>	<b>3</b>	<b>5</b>
Llanos Orientales ( <i>oil in place</i> )*	6,806	6,806	6,806
<b>Crudos pesados (MMBbl)</b>	<b>200</b>	<b>1,125</b>	<b>2,000</b>
<b>Total Crudo</b>	<b>1,200 MMBOE</b>	<b>2,825 MMBOE</b>	<b>6,500 MMBOE</b>
<b>Total Gas</b>	<b>89.23 MMBOE</b>	<b>535.37 MMBOE</b>	<b>892.28 MMBOE</b>
<b>Total Gas + Crudo</b>	<b>1,289 MMBOE</b>	<b>3,360 MMBOE</b>	<b>7,392 MMBOE</b>

(\*) Escenario P90 de Carlos Vargas

(\*\*) Conversión de 1 TCF = 178.5 MMBOE

Hemos realizado el análisis de incorporación de reservas partir del OOIP estimado por el estudio de la Universidad Nacional (Carlos Vargas) en el escenario P90

4

Crudos Pesados	YTF Crudos Pesados (UNC) – MMBOE P90	Producción acumulada hasta 2011 Llanos Pesados MMBOE	Reservas. Llanos MMBOE (Probadas, Probables y Posibles)	Total Parcial MMBOE	% Incorporación	Total MMBOE	Usado MMBOE
Escasez	6,806	2,203	1,200	3,403	6%	204	<b>200</b>
Base	6,806	2,203	1,200	3,403	30%	1,021	<b>1,125</b>
Abundancia	6,806	2,203	1,200	3,403	60%	2,042	<b>2,000</b>

Gas onshore y offshore	YTF Gas Natural (UNC) - TCF	Prospectividad offshore (UNC) de Cuencas no consideradas	Total Parcial TCF	% de incorporación	Total TCF	Usado
Escasez	8.7	0.9	7.8	10%	0.7	<b>0.5</b>
Base	8.7	0.9	7.8	40%	3	<b>3</b>
Abundancia	8.7	0.9	7.8	60%	5	<b>5</b>

Convencionales onshore y offshore	YTF Convencionales (UNC) - MMBOE	Prospect. Pesados (excl. Llanos) UNC - MMBOE	Prospect. Offshore (UNC) - Cuencas no consideradas MMBOE	Res. Probadas excl. Llanos (Probadas, Probables y Posibles) MMBOE	Prod. Acumulada hasta 2011 (excl. Llanos) MMBOE	Total Parcial MMBOE	% incorporación	Total MMBOE	Usado
Escasez	20,006	7,418	12,652	1,971	7,419	7,585	15%	1,137	<b>1,000</b>
Base	20,006	7,418	12,652	1,971	7,419	7,585	25%	1,896	<b>1,700</b>
Abundancia	20,006	7,418.	12,652	1,971	7,419	7,585	60%	4,551	<b>4,500</b>

Adicionalmente a los recursos revisados hemos definido un racional para la incorporación de reservas *Yet-to-Find* en cada escenario

	Crudo	Gas Natural
Convencional Onshore	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ En el escenario base los descubrimientos de 2,000 Millones de Bbls representan 100 MMBbls anuales de nuevas reservas onshore</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ En el escenario base se estiman descubrimientos muy modestos onshore entre 0.25 y 0,5 TCF. Similares al campo la Creciente</li> </ul>
Offshore	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Incorporación de recursos después del 2020 dado que la ANH esta iniciando una campaña de promoción fuerte del offshore</li> <li>■ Actualmente se esta iniciando un análisis de la competitividad del modelo económico</li> <li>■ Solamente se desarrollan campos de mínimo 200 MMBls en Aguas Profundas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Incorporación de recursos después del 2020</li> <li>■ En el escenario más conservador asumimos solamente la comercialidad del descubrimiento de Equion</li> <li>■ En el escenario Base se asume un descubrimiento similar o la confirmación de reservas adicionales para Equion</li> <li>■ En el escenario de abundancia se asumen descubrimientos más sustanciales de hasta 3 TCF</li> </ul>
Crudos Pesados	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Se estiman cerca de 5 descubrimientos en el escenario Base con recursos aproximados de 200 MMBbls</li> <li>■ Estos descubrimientos son de similar tamaño al reciente CPO-6</li> </ul>	

**Las hipótesis de recursos por descubrir se realizaron de acuerdo a los resultados del estudio de la Universidad Nacional de Colombia**

4

## Éxito exploratorio

- A comparar los recursos incorporados en el escenario Base de las principales cuencas con el YTF estimado por Ecopetrol y el YTF estimado por Carlos Vargas la mayor incorporación se presenta en el Valle Inferior del Magdalena, Catatumbo y Llanos

Cuenca	Yet – To – Find Media	ECP -	Yet – To – Find Carlos Vargas P90	Incorporado en el Escenario Base
Llanos	3,585		6,900	1378
VIM	251		602	535
VMM	2636		4050	94
VSM	913		620	27
Catatumbo	366		17	201
Putumayo	304		1,628	5
<b>Total</b>	<b>8,055</b>		<b>13,817</b>	<b>2,240</b>

Las reservas incorporadas en el escenario Base representan cerca del 32% de la media de reservas estimadas por Ecopetrol para las principales cuencas del país

Hemos revisado al estimación de Shale Gas y Shale Oil incorporando en el caso Base solamente el 10% de los recursos estimados

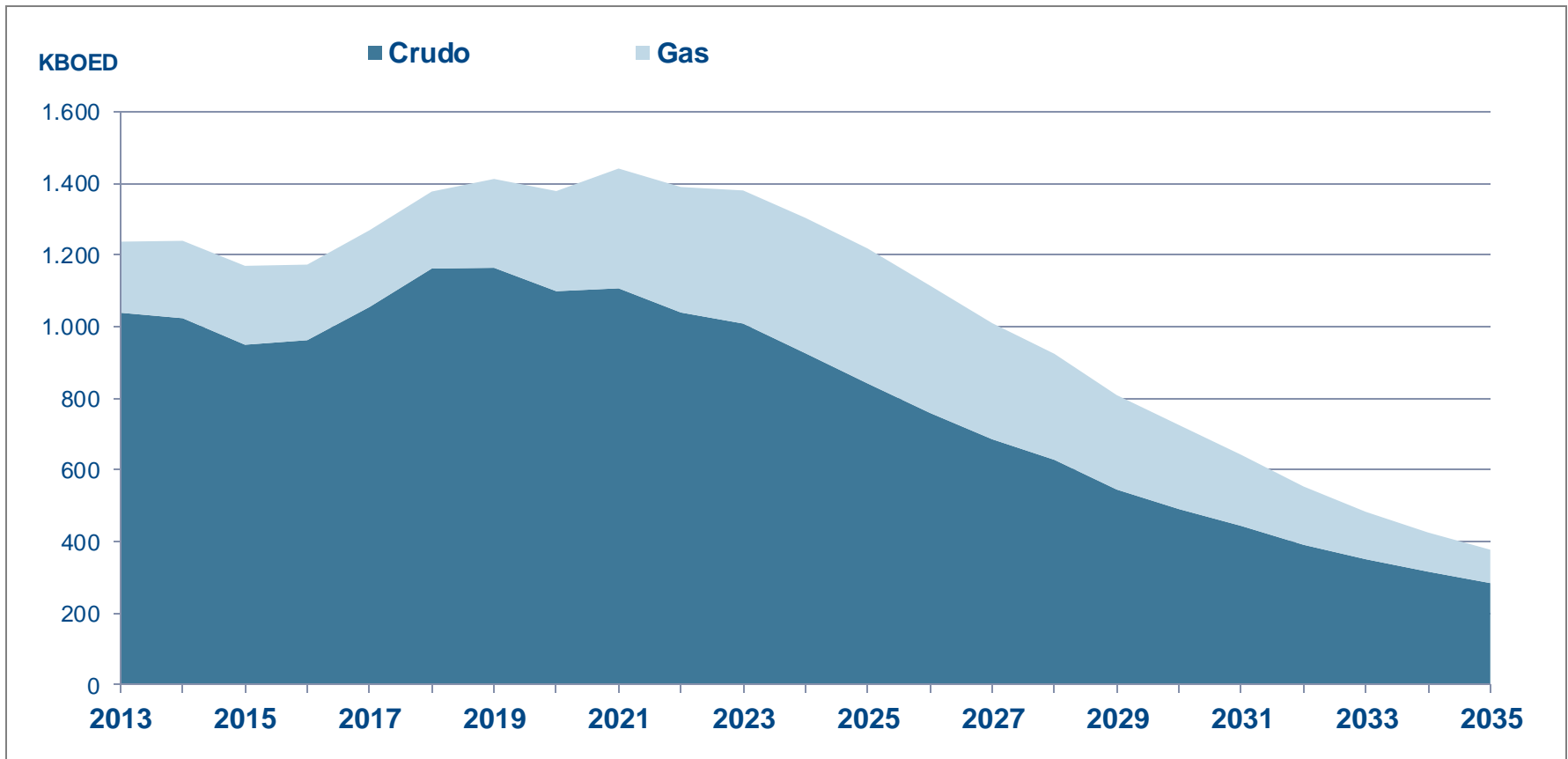
## 5 Recursos no convencionales

Potential	Shale Gas (TCF)	Shale Oil (Billions)
EIA - Risked recoverable (VMM, Lla)	20.1	5.39
EIA- Risked OIP/GIP (VMM, Lla)	152.8	91.8
Incorporado en el Modelo		
Base	1.5	0.5
Escasez	0	0
Abundancia	4	2.0

- La EIA desarrollo un estudio de los recursos de Shale Gas y Shale Oil en Colombia el cual fue publicado en el 2013 y estimo recursos recuperables de Shale Oil y Shale Gas principalmente en las cuencas de Llanos, Catatumbo y Valle Medio del Magdalena
- Dado que los recursos convencionales incluidos en el modelo incorpora producción solamente hasta después del 2020, el caso base del Modelo solo incorpora cerca del 10% de los recursos estimados como recuperables

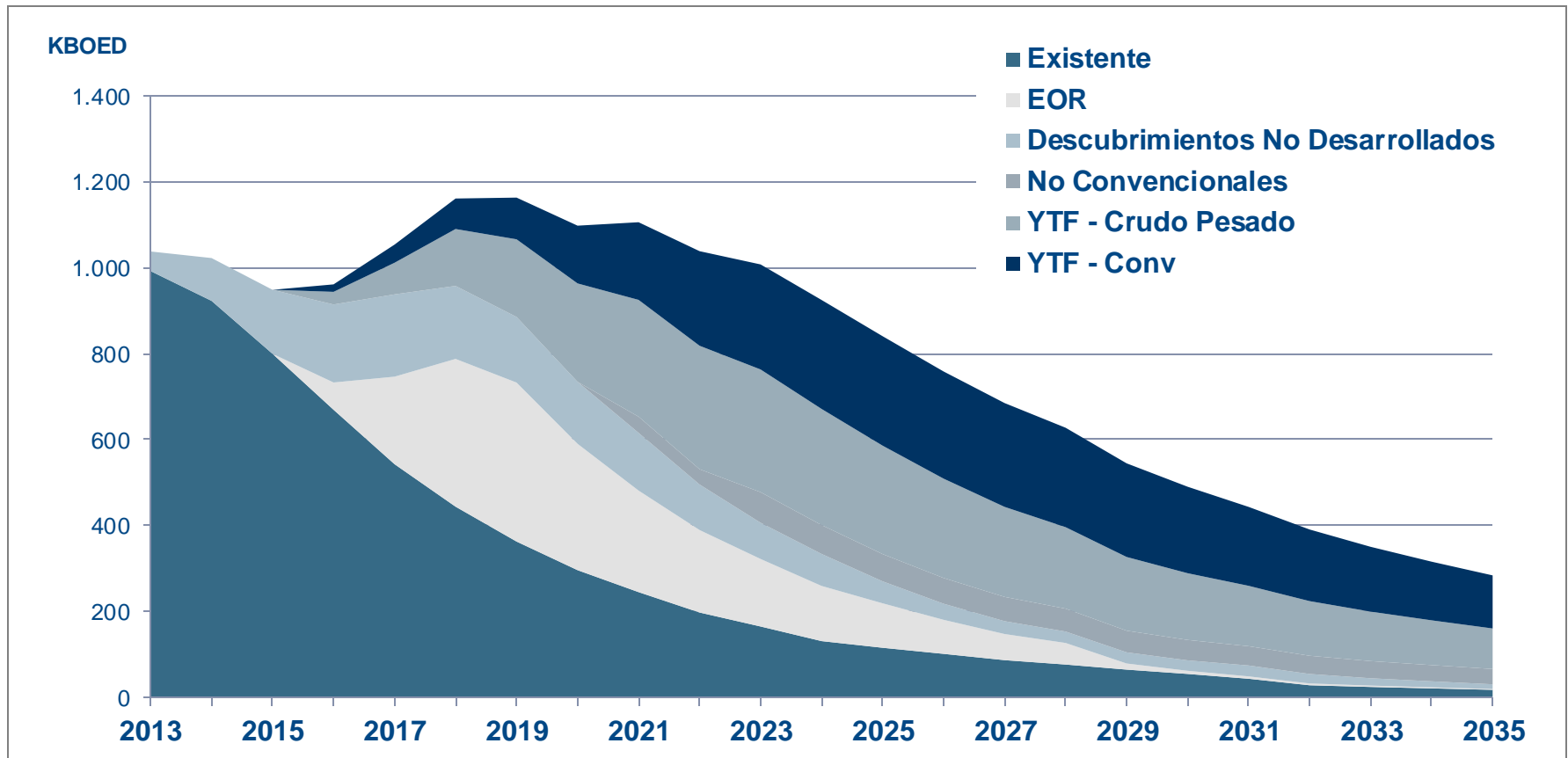
El pico en la oferta de hidrocarburos equivale a cerca de 1.4 millones de barriles equivalentes por día, de los cuales 1.2 MMBD son líquidos

## Escenario Base: Oferta total de Crudo y Gas – KBOED



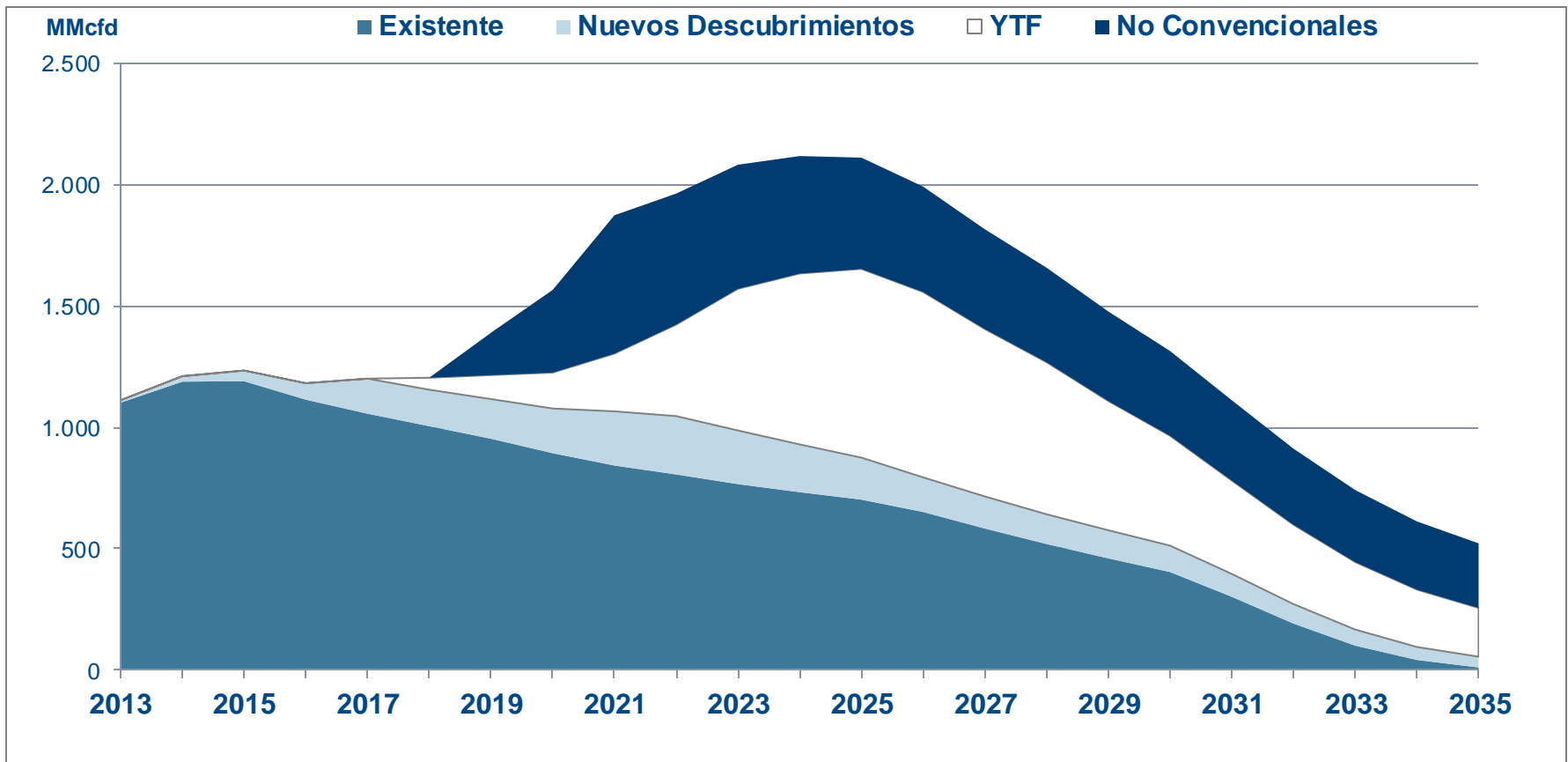
En el corto plazo se podría presentar una caída en la producción si no se incorporan nuevos descubrimientos y la incorporación de reservas descubiertas es modesta

## Escenario Base: Oferta por de crudo por componente – KBD



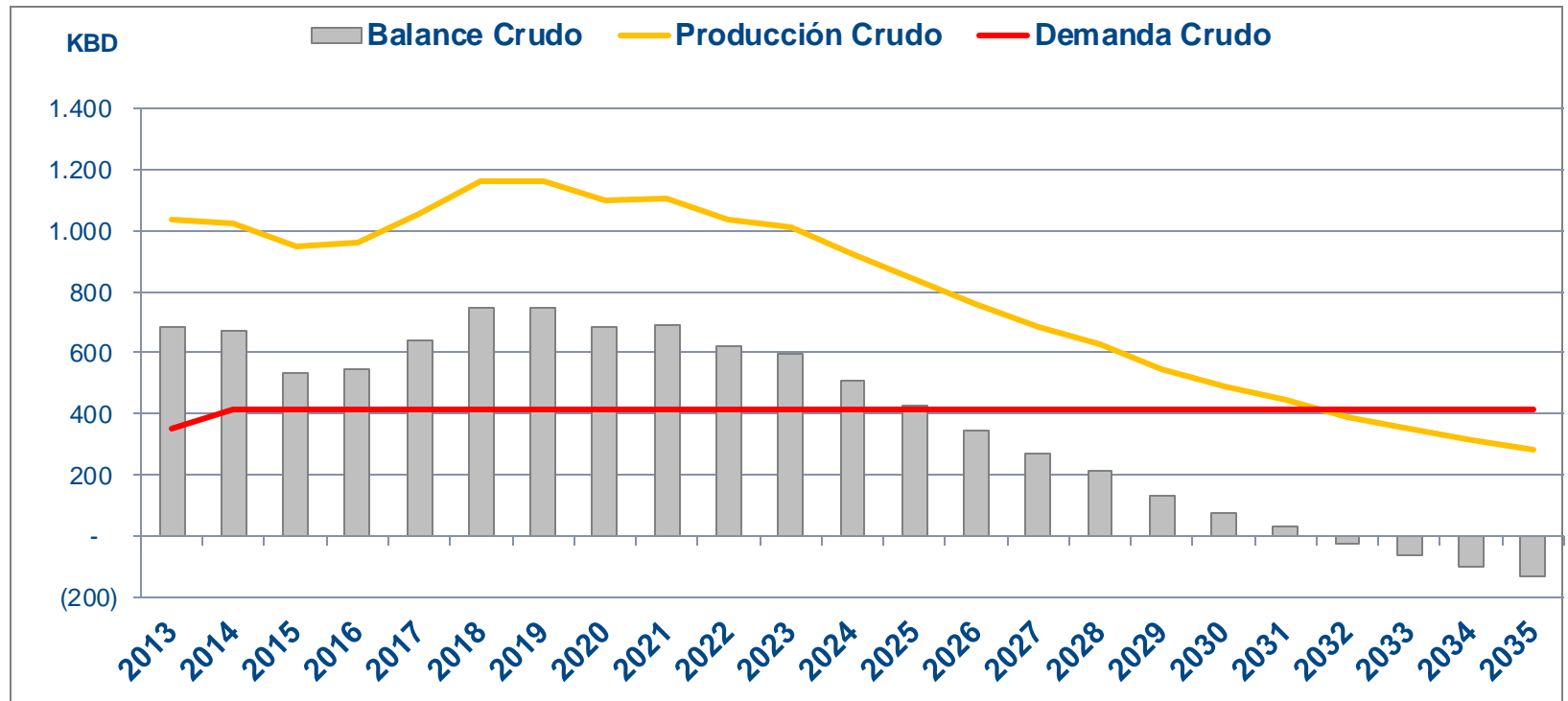
En el corto plazo la producción de gas se mantiene alrededor de 1,200 MMcfd hasta el inicio del desarrollo de No Convencionales y YTF

## Escenario Base: Oferta por de gas por componente – MMPCD



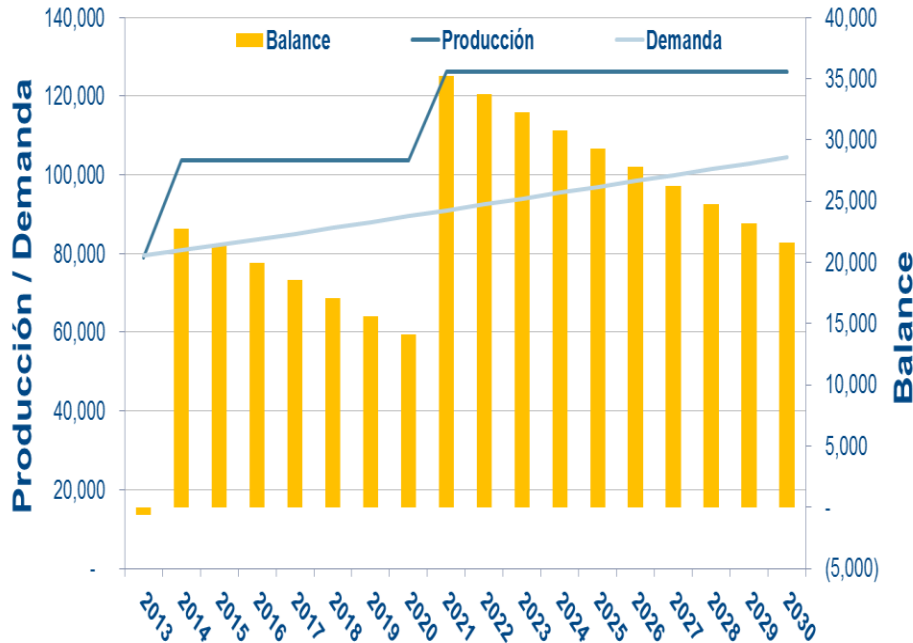
En el escenario Base, Colombia tendrá excedentes de exportación de crudo cercanos a 500 KBD en los próximos 10 años

## Escenario Base: Balance de crudo



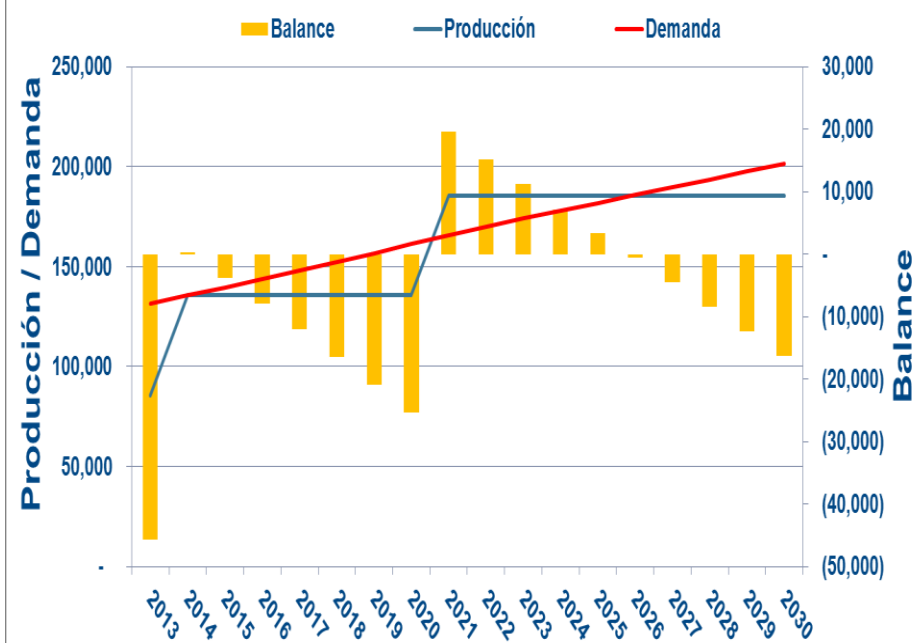
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
<b>R/P</b>	7.0	6.1	5.6	9.1	8.2	7.0	7.1	7.6	8.1	7.8	8.0	7.9	7.8	7.8	7.9	7.7	7.9	7.7	7.5	7.6	7.4	7.2	7.1

### Balance de Gasolina (Barriles por Dia)



Aún con demanda creciente de gasolina, luego de la expansión de Cartagena, Colombia tendrá excedentes exportables de más de 15 KBD, que podrán colocarse en mercados exigentes en términos de especificaciones de calidad, como pudieran ser Chile, EEUU o la Unión Europea.

### Balance de Diesel (Barriles por Dia)



Las proyecciones de demanda de la UPME indican que la demanda de diésel aumentará impulsado principalmente por el sector de transporte y generación eléctrica.

Se requerirán volúmenes importados de hasta 30 KBD antes de la entrada de la modernización de Barrancabermeja y de hasta 20 KBD hacia final del periodo analizado.

## Estimado de inversiones (Caso Base)

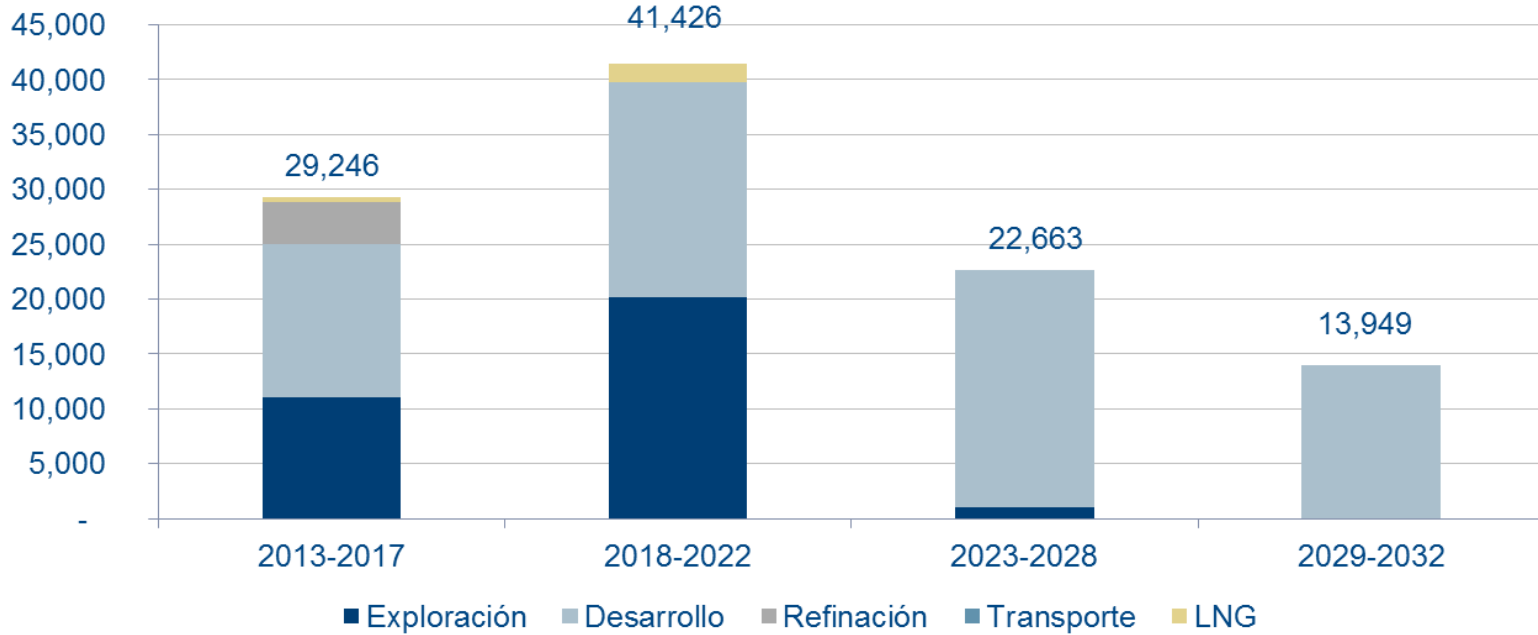
Promedio anual

5,850

8,280

4,533

2,790

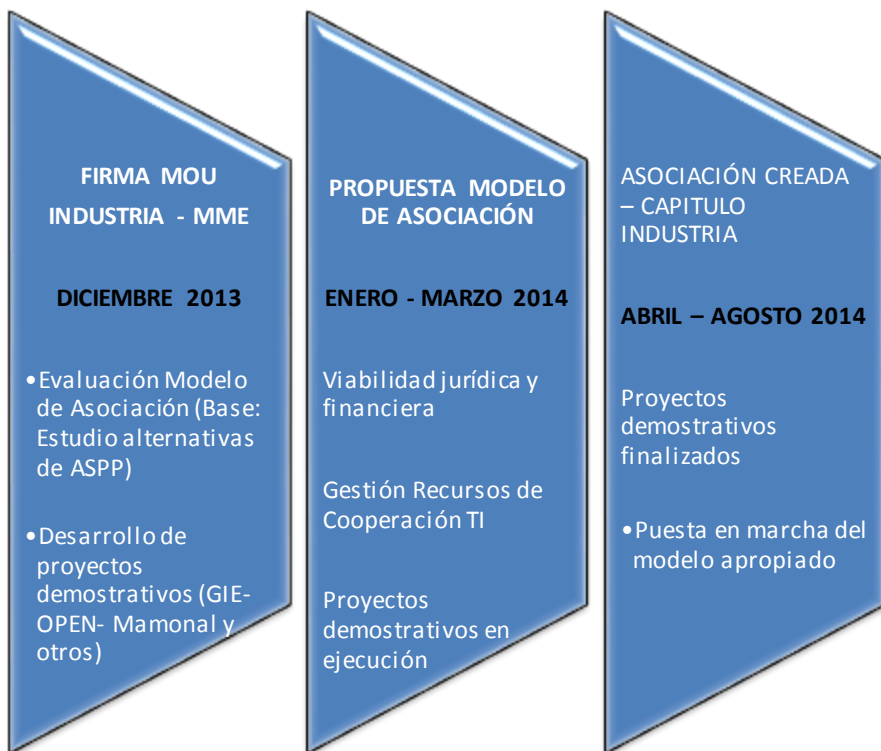


# Propuesta CIURE

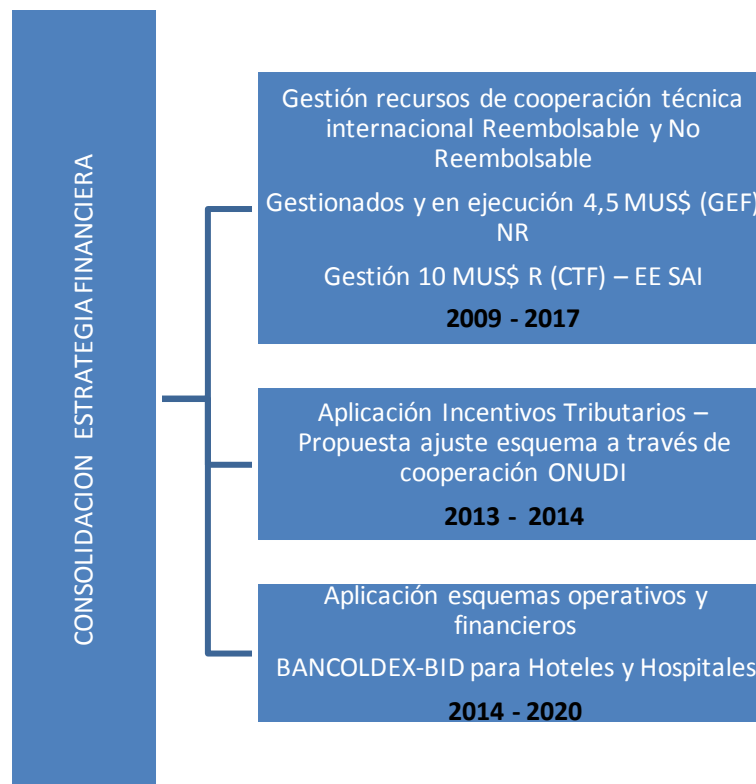
- 1. Estado actual de la eficiencia energética en Colombia – Énfasis avances transversales (Institucional, educativo y financiero – cooperación e incentivos).**
- 2. Mapa de Ruta para el sector industrial – Avance en pilotos de EE para el sector (OPEN y GIE) y acciones a adelantar en el marco del MOU con ANDI para el modelo de asociación e implementación de demostrativos.**
- 3. Mapa de Ruta para el sector transporte – Nuevas tendencias y usos de alternativas energéticas para el sector.**
- 4. Proyectos con cooperación técnica internacional: Eficiencia Energética en Edificaciones, EEE.**

# 1. ESTADO ACTUAL EE - AVANCES TRANSVERSALES

## ARREGLO INSTITUCIONAL PARA EE



## GESTION RECURSOS DE CTI E INCENTIVOS



## 2. MAPA RUTA SECTOR INDUSTRIAL

Determinación de potencial de reducción de consumo energético en los subsectores manufactureros códigos CIU 10 a 18 en Colombia:  
 Alimentos, Bebidas, Tabaco, Textil, Confecciones, Cuero, Madera, Papel y Cartón, e Impresión.

**2013**  
**2014**

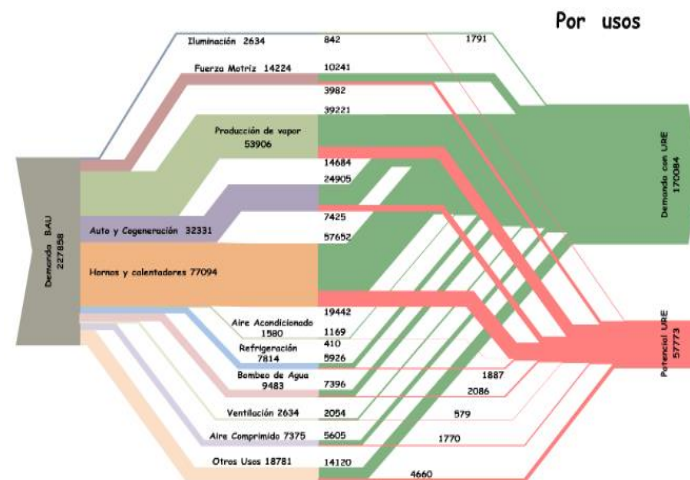
Evaluación y selección de las mejores alternativas de reducción de consumo de energía en los subsectores seleccionados.

Caracterización todos los subsectores  
 Ejecución y evaluación de proyectos demostrativos  
 Definición de potenciales y metas de EE

**2014**

Modelo asociación creado y con brazo financiero  
 - Evaluación USAID

**2014**



### Consideraciones:

- ✓ BPO – Entre 8 y 15% aproximadamente
- ✓ Reconversión Tecnológica – Aprox. 20%
- ✓ Estimativos proyectos OPEN y SGIE

### Potencial de EE estimados por usos:

- ✓ Generación de Calor = 25%
- ✓ Producción de Vapor = 27%
- ✓ Fuerza motriz = 28%

### EDIFICACIONES



# Informe sobre cierre de minas

Elaborar un estudio y reglamento para implementar los planes de cierre de minas y abandono de su infraestructura, detallando los instrumentos de gestión, financiación y los procedimientos para realizar la fiscalización por parte de las autoridades competentes.

Duración: 6 meses

colaboración: 

- ✓ Análisis de la normatividad minera nacional, ambiental y territorial.
- ✓ Documentación y análisis de casos de cierre de minas y su infraestructura asociada en Colombia y a nivel internacional.
- ✓ Descripción y definición de los contenidos de los términos de referencia y guías para los planes de cierre de minas y abandono de su infraestructura.
- ✓ Identificación y evaluación del papel de los propietarios del suelo en los planes de cierre de minas y su infraestructura asociada.
- ✓ Propuesta de proyecto de Ley y adicionalmente un proyecto de decreto para efectuar e implementar el tema.
- ✓ El 28 de noviembre de 2013, en el Hotel Windsor House, se realizó un taller en Bogotá.
- ✓ Publicación de 500 ejemplares sobre una cartilla-cuaderno
- ✓ Estructuración de una aplicación para estimación de costos

## **ANÁLISIS DE NORMAS NACIONALES E INTERNACIONALES CON PROPUESTA DE APLICACIÓN Y/O ADAPTACIÓN**

- ✓ Análisis de la normatividad minera, ambiental y territorial de Australia, Canadá, Chile y Perú.
- ✓ Regulación legislativa del cierre de minas en Colombia.
- ✓ Propuesta de ley o decreto para regular el Cierre de Minas y Desmonte de Infraestructura y definición de aspectos a regular por dicha normativa.

## ANÁLISIS DOCUMENTAL DE CASOS DE CIERRE DE MINAS

- **Análisis de casos nacionales**
  - ✓ Carbones del Cerrejón Limited
  - ✓ Gravillera Albania S.A., Proyecto Molino Montellano.
- **Análisis de casos internacionales**
  - ✓ Compañía Minera Yanacocha -Cajamarca-Perú.
  - ✓ Plantas Ovalle y Delta Municipalidad De Ovalle –Región de Coquimbo-Chile.
  - ✓ Visitas a España y Francia: Parque Minero de Almadén-Castilla de la Mancha-España, Hunosa-Oviedo, Provincia de Asturias-España, Caso Minas en Barcelona y caso distritos mineros de Alés-Francia

## **DOCUMENTO QUE CONTIENE UNA PROPUESTA DE LINEAMIENTOS A PARTIR DE LOS CUALES SE PUE DAN FORMULAR POLÍTICAS PÚBLICAS EN MATERIA DE CIERRE Y ABANDONO DE MINAS**

- Justificación
- Objetivos.
- Población objetivo
- Actores para su implementación.
- Estrategia y herramientas para llevarla a cabo
- Recomendaciones

## DOCUMENTO QUE CONTENGA UNA PROPUESTA DE LEGISLACIÓN PARA ADOPCIÓN POR PARTE DEL GOBIERNO NACIONAL EN MATERIA DE CIERRES PARCIALES O DEFINITIVOS, Y ABANDONO DE MINAS

- Proyecto de ley.
- Decreto Reglamentario

### POR QUE UNA LEY?

Buscando una reglamentación que incluya todo tipo de títulos mineros, que permita: generar la obligación contractual adicional de un instrumento para el cierre, exigir una garantía y crear una tasa post cierre.

## CONTENIDO GENERAL DEL PROYECTO DE LEY

- **Objetivo:** Regular el Plan de Cierre de Proyectos mineros.
- Obligaciones, derechos, procedimientos para la elaboración, presentación y ejecución del plan de cierre, exigencia de garantías que aseguren el cumplimiento de los compromisos adquiridos
- Glosario
- Autoridad Competente, Obligatoriedad y Caducidad
- Publicidad, Divulgación y Socialización
- Términos de Referencia
- Cierre Temporal, Cierre Parcial, Cierre Definitivo y fase post cierre
- Actualización del Plan de Cierre: cada 5 años
- Fiscalización y Vigilancia, Presentación de Informes Anuales y Certificado de Cumplimiento
- Auditorias: procedimiento, ejecución y aprobación de informes.
- Tipos de garantía: Fiducia Mercantil en Garantía, Garantía Bancaria a Primer Requerimiento, Depósito de Dinero en Garantía, Acciones
- Cálculo y plazo para constituir la garantía

**Términos de referencia:** Documento que contiene los pasos que debe seguir todo titular dentro de la fase en la que se encuentre el proyecto minero para la elaboración del plan de cierre del proyecto minero.

**GUÍAS METODOLÓGICAS:** buscan crear uniformidad en cuanto a los criterios mínimos que deben ser contemplados durante el proceso de cierre de proyectos mineros y durante la elaboración de los reportes de gestión y seguimiento, de tal manera que facilite los procesos de evaluación por parte las autoridades competentes.

- ✓ Documento concreto
  - ✓ Lenguaje sencillo
    - ✓ Fichas de aplicación

## RESULTADOS REUNION VICEMINISTERIO DE MINAS

- ✓ Incorporar comentarios de MME
- ✓ Consolidar posición sectorial
- ✓ Creación de un grupo de trabajo UPME – ANM - MME
  - Plan de trabajo
  - Inclusión en la agenda minero ambiental
  - Articulación con Minambiente
  - Documento CONPES
  - Socialización

# GRACIAS

[www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co)



**MinMinas**  
Ministerio de Minas y Energía

**PROSPERIDAD  
PARA TODOS**