

# ANÁLISIS DE LA METODOLOGÍA PARA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

**Análisis y propuestas de la Resolución CREG N° 090 de 2016**

**Noviembre 2016**

# Agenda

**1. Tasa costo de capital**

**2. Otros temas relevantes**

1

**Tasa costo de  
capital**

# Comparación internacional

Según el criterio de suficiencia financiera definido por el artículo 87.4 de la Ley 142 de 1994, las fórmulas tarifarias que establezca la CREG deben permitir remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable.

| País / Regulador                                               | Sector regulado                          | Esquema de regulación | WACC real después de impuestos | CAPM real después de impuestos |
|----------------------------------------------------------------|------------------------------------------|-----------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| CREG / Colombia (2016)                                         | Transporte de gas natural                | Price cap             | 6,05%                          | 8,38%                          |
| ANP / Brasil (2011)                                            | Transporte de gas natural                | Price cap             | 10,51%                         |                                |
| ARSESP / Brasil (2014)                                         | Distribución de gas natural              | Price cap             | 8,04%                          |                                |
| CRE / México (2015)                                            | Transporte de gas natural                | Price cap             |                                | 10,13%                         |
| CRE / México (2015)                                            | Distribución de gas natural              | Price cap             |                                | 10,81%                         |
| Australian Energy Regulator - Roma to brisbane pipeline (2016) | Transporte de gas natural                | Price cap             | 6,16%                          |                                |
| Ofgem (2012)                                                   | Transporte de gas natural                | RIO (Revenue =        | 5,69%                          |                                |
| California Public Utilities Commission - SoCalGas (2016)       | Distribución y transporte de gas natural | Tasa de retorno       | 6,20%                          | 8,67%                          |
| California Public Utilities Commission - PG&E (2016)           | Gas y electricidad                       | Tasa de retorno       | 6,46%                          | 8,77%                          |

# Comparación internacional

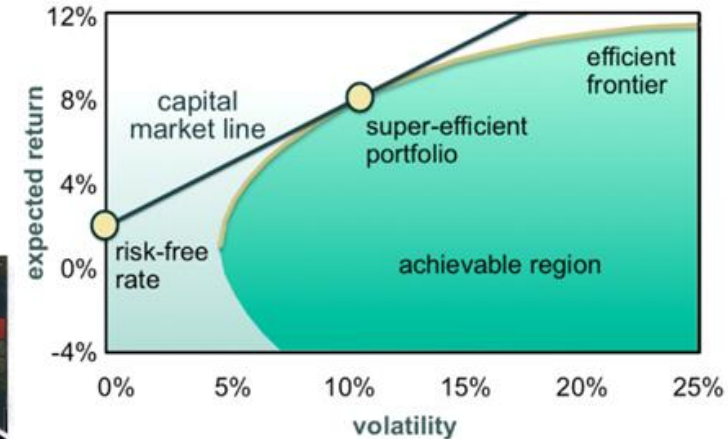
La tasa en dólares propuesta por la CREG para la actividad de transporte de gas natural es inferior a los valores reconocidos en Estados Unidos, a pesar que en dicho país el riesgo país es cero y el mecanismo de regulación está basado en el sistema *General Rate Case* (GRC).

Al comparar las tasas con países como Brasil y México, en los cuales el riesgo país es más parecido al de Colombia, la tasa en dólares publicada por la CREG, es decir, 6,05% ddi, es entre 2 y 4,5 puntos porcentuales inferior a los valores observados en Brasil y México.

# Consistencia en el cálculo de la prima riesgo de mercado

Modelo CAPM:

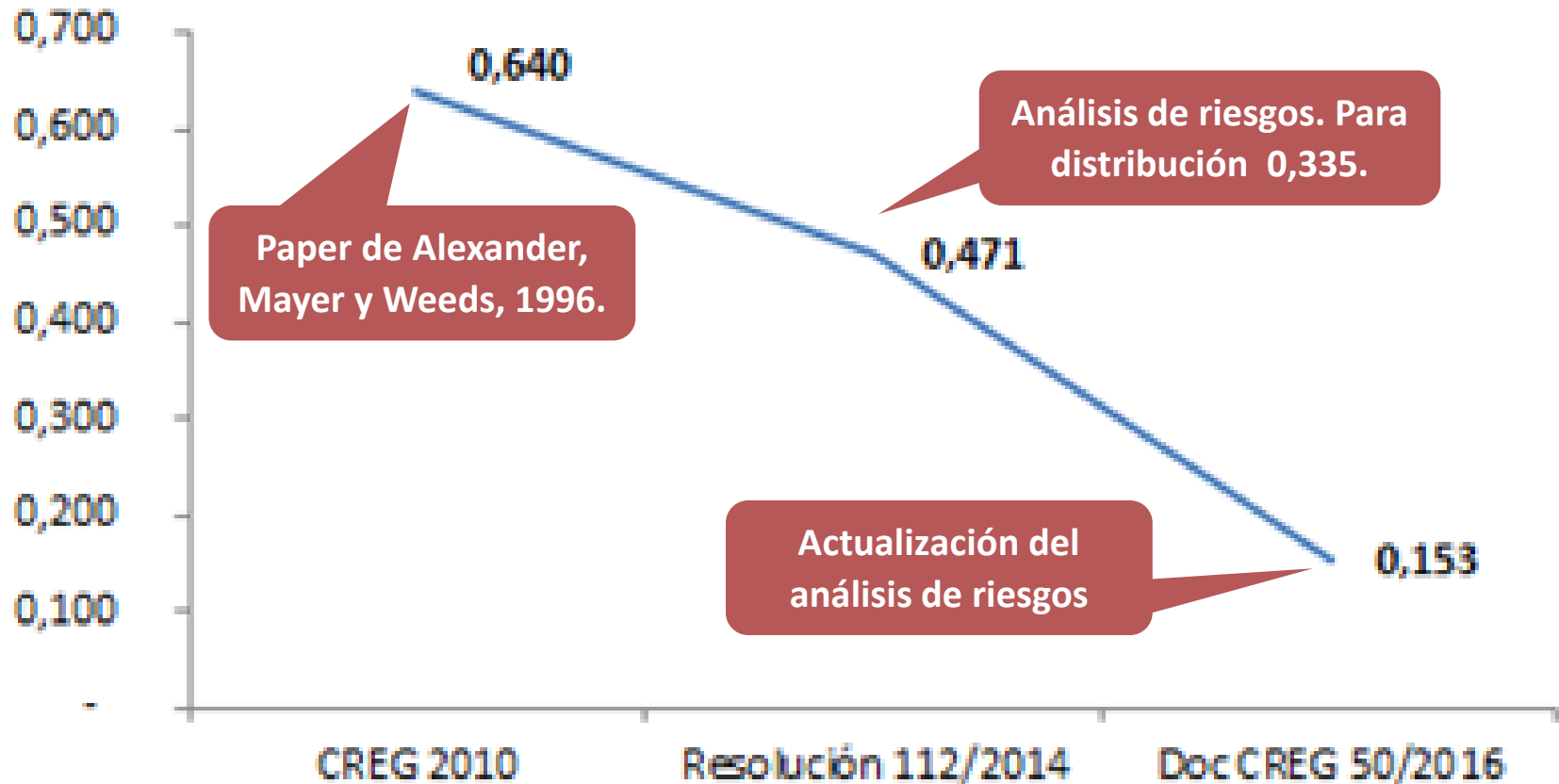
$$E(r_i) = r_f + \beta_i [E(r_M) - r_f]$$



Para mantener la congruencia del modelo CAPM las tasas libre de riesgo utilizadas en su formulación deben ser iguales. De esa forma la prima riesgo de mercado sería de 9,33% (11,41% - 2,08%) y no de 6,18%.

# Prima por esquema de regulación

## Evolución del delta beta de activos



# Prima por esquema de regulación

Documento CREG N° 050/2016 aplica la misma metodología detallada en la resolución N° 112/2014, pero en esta ocasión sólo considera los siguientes riesgos:

- Para la generación de los escenarios probables de AOM:
  - Aumento en los costos de personal por encima de la inflación
- Para la generación de los escenarios probables de demanda:
  - Declinación en la tasa de producción de una fuente de gas antes de lo previsto
  - Elasticidad precio de la demanda de gas natural.

Algunos riesgos **no** considerados:

- Aumento en los costos de materiales y equipo superiores al índice de actualización del ingreso (la CREG argumentó que existe el mecanismo de revisión de cargos).
- Agotamiento súbito de una fuente de gas (según CREG, la probabilidad de ocurrencia es muy baja y el riesgo puede ser mitigado por contratos de LP).
- Eliminación de los incentivos para el uso de GNV (la demanda de GNV no supera el 10% de la demanda de transporte. Los transportadores pueden mitigar este riesgo a través de contratos de largo plazo con alta componente de cargo fijo. En distribución es el 13,9% y consideran el riesgo).



# Prima por esquema de regulación

**Problema:** En 12 de los 19 riesgos identificados por la CREG, se destaca que los mismos pueden ser mitigados por el propio proceso de “revisión de cargos”.

**Comentarios TGI:** La principal diferencia entre el sistema de regulación por tasa de retorno, y el esquema de regulación por incentivos de precios máximos, es que en el segundo caso, existe una desvinculación periódica (generalmente 4 o 5 años) entre costos e ingresos, lo que genera un mayor riesgo. Por lo tanto, lo que se quiere medir es justamente el retorno adicional requerido por el mayor riesgo asumido bajo la regulación de precios máximos en los años entre revisiones. En consecuencia, el argumento utilizado por CREG es inadecuado, ya que los riesgos existen y lo que se quiere medir es justamente el efecto de esos riesgos en los años donde no se realiza la revisión. Adicionalmente, la historia en el sector de transporte de gas natural de Colombia muestra que dichos procesos tuvieron una duración promedio de 8 años.

# Prima por esquema de regulación

**Problema:** En 13 de los 19 riesgos identificados para el segmento de transporte de gas natural la CREG menciona que dichos riesgos son mitigados por “contratos de largo plazo con alto componente de cargo fijo”.

**Comentario TGI:** Los contratos de largo plazo no eliminan o mitigan completamente el riesgo, ya que la revisión de los contratos no coincide con los años de revisión de cargos. Suponga el caso en el cual se realiza la revisión de cargos en el año  $t$  y un contrato tiene fecha prevista finalización en el año  $t+1$ . Seguramente la información disponible en ambos períodos de tiempos no será la misma, existiendo entre dichos períodos efectos de variables fuera de control por parte de la empresa que afectarán las condiciones en la renovación del contrato, como podrían ser por ejemplo, cambios en políticas de incentivos, efectos climáticos adversos, etc. Adicionalmente, la pareja de cargos es negociada entre las partes, mientras que los plazos y demás condiciones son definidas por el remitente. Es decir, existen riesgos e incertidumbres que son justamente los que se quieren medir.

# Alternativas

## A. Alternativa con base a la metodología CREG 2010:

| Concepto                 | Utility (General) |
|--------------------------|-------------------|
| Beta Eur - beta usa 2014 | 0,33              |
| Beta Eur - beta usa 2015 | 0,26              |
| <b>Promedio</b>          | <b>0,30</b>       |

Esta alternativa propone utilizar el delta beta de 0,3 en la determinación de la tasa de descuento. Dicho valor representa un riesgo por esquema de regulación de 2,6% para el año 2016 y 2,67% para el año 2019.

## B. Alternativa con mejoras sobre metodología propuesta por CREG:

1. Calcular la distribución de probabilidades de la prima riesgo regulatorio en lugar de sólo el valor medio;
2. Definir la elasticidad de la demanda en 1,97, en lugar de 1,405;
3. Definir la tasa de declinación en 15% (en lugar del 6% propuesto por CREG) según libro de la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia).

El valor promedio de dicha distribución es de 2,31% para la prima de riesgo regulatorio. Deberían aún incorporarse los riesgos que afectan al negocio de transporte de gas natural y no fueron tenidos en cuenta.

# Remuneración a 20 años vs 10 años

| Remuneración a 20 años |        |        |        |
|------------------------|--------|--------|--------|
| Año                    | Tkc    | Tkv    | Tkp    |
| 2016                   | 9,55%  | 12,23% | 14,00% |
| 2017                   | 9,85%  | 12,53% | 14,47% |
| 2018                   | 10,01% | 12,69% | 14,72% |
| 2019 en adelante       | 8,75%  | 11,43% | 12,75% |

| Remuneración a 10 años |       |        |        |
|------------------------|-------|--------|--------|
| Año                    | Tkc'  | Tkv'   | Tkp'   |
| 2016                   | 8,80% | 11,48% | 13,23% |
| 2017                   | 9,07% | 11,75% | 13,66% |
| 2018                   | 9,21% | 11,89% | 13,89% |
| 2019 en adelante       | 8,09% | 10,77% | 12,07% |

Tkc después de impuestos: 5,78%  
(20 años)

TIR después de impuestos: 4,71%  
(20 años)

Ajuste diferencia depreciación  no

|                              |      |                          |       |
|------------------------------|------|--------------------------|-------|
| Base bruta regulatoria (USD) | -100 | Tkc antes de impuestos   | 8,75% |
| Base bruta contable (USD)    | -100 | Tkc después de impuestos | 5,78% |
| Vida útil regulatoria (año)  | 10   |                          |       |
| Vida útil contable (año)     | 20   |                          |       |

| Flujo a 20 años                      | 0            | 1  | 2  | 3  | 4  | 5  | 6  | 7  | 8  | 9  | 10  | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|--------------------------------------|--------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| Depr regulatoria (USD)               |              | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  |
| Depr contable (USD)                  |              | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5   | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  | 5  |
| Deprec Acum reg (USD)                |              | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 80 | 90 | 100 | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  |
| Base neta regulatoria (USD)          | 100          | 90 | 80 | 70 | 60 | 50 | 40 | 30 | 20 | 10 | 0   | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  |
| Costo de capital (USD)               |              | 19 | 18 | 17 | 16 | 15 | 14 | 14 | 13 | 12 | 11  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  |
| Costo de capital + ajuste IIGG (USD) | -100         | 19 | 18 | 17 | 16 | 15 | 14 | 14 | 13 | 12 | 11  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  | 0  |
| <b>TIR</b>                           | <b>8,75%</b> |    |    |    |    |    |    |    |    |    |     |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
| check                                | 0,00%        |    |    |    |    |    |    |    |    |    |     |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
| Flujo después de impuestos           | 0            | 1  | 2  | 3  | 4  | 5  | 6  | 7  | 8  | 9  | 10  | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| IIGG                                 |              | 5  | 4  | 4  | 4  | 3  | 3  | 3  | 3  | 2  | 2   | -2 | -2 | -2 | -2 | -2 | -2 | -2 | -2 | -2 | -2 |
| Flujo (USD)                          | -100         | 14 | 13 | 13 | 12 | 12 | 11 | 11 | 10 | 9  | 9   | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  |
| <b>TIR</b>                           | <b>4,71%</b> |    |    |    |    |    |    |    |    |    |     |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |
| check                                | 1,07%        |    |    |    |    |    |    |    |    |    |     |    |    |    |    |    |    |    |    |    |    |

# Remuneración a 20 años vs 10 años

**Problema:** las tasas definidas por la CREG en la Resolución No 90/2016 son tasas antes de impuestos. Al reducir a la mitad el período de recupero de la inversión, la depreciación regulatoria anual se duplicará y profundizará su diferencia con la depreciación contable.

**Comentario TGI:** Para evitar las distorsiones presentadas en los ingresos previstos de las empresas, se destaca la necesidad de incorporar en la metodología la componente detallada y así asegurar a la empresa una rentabilidad después de impuestos que refleje los riesgos propios de la actividad y país

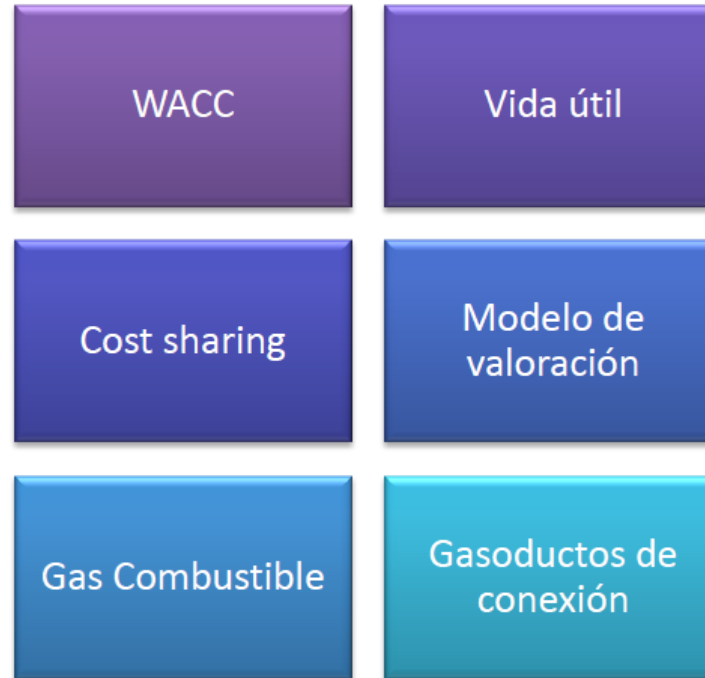
**Compensación requerida para equilibrar la tasa después de impuestos:**

$$AjusteIIGG = \left[ \frac{(DeprReg - DeprCont) * t}{(1 - t)} \right]$$

2

Otros Temas

# Otros temas



TGI enviará comentarios y propuestas a los siguientes temas de manera escrita buscando mejorar aspectos de la prestación.

**¡MUCHAS GRACIAS!**