



Comisión de Regulación
de Energía y Gas



El futuro
es de todos

Gobierno
de Colombia

Taller metodología de remuneración de transporte de gas natural

Resolución Consulta: CREG 160-2020

18 de noviembre 2020



SC-CER177419

Contenido

Visión

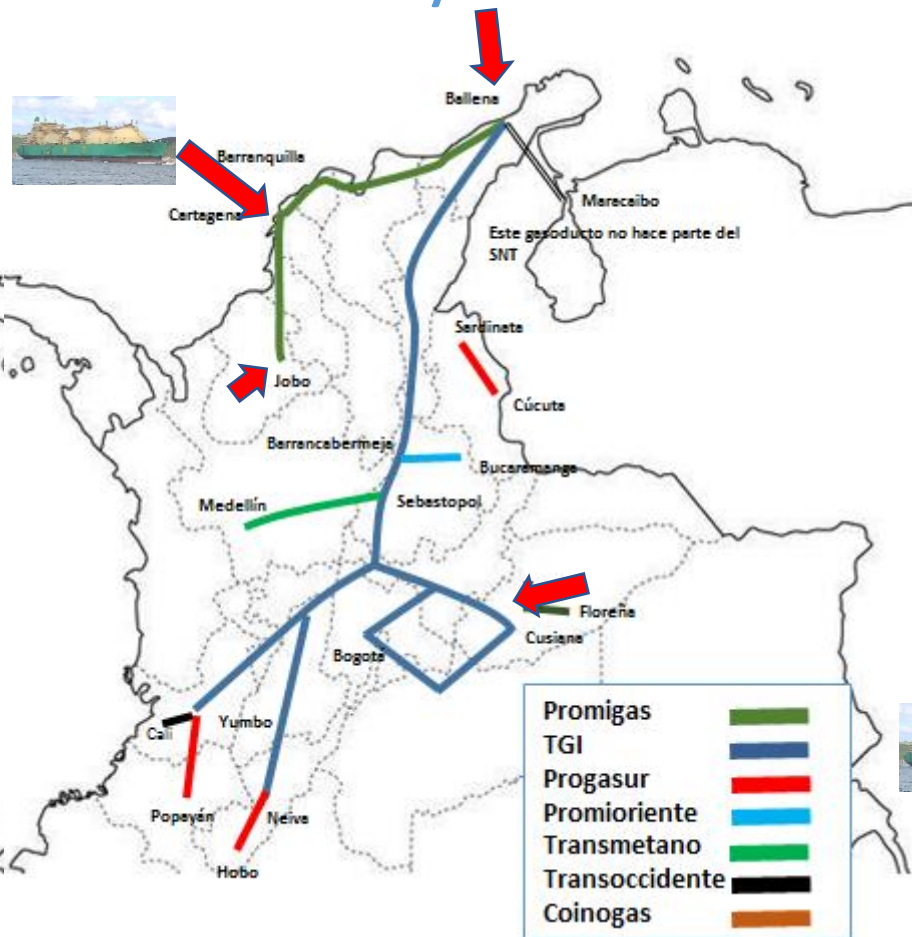
El problema , causas, consecuencias, objetivos

Propuesta de metodología de remuneración de transporte de gas natural

Otros

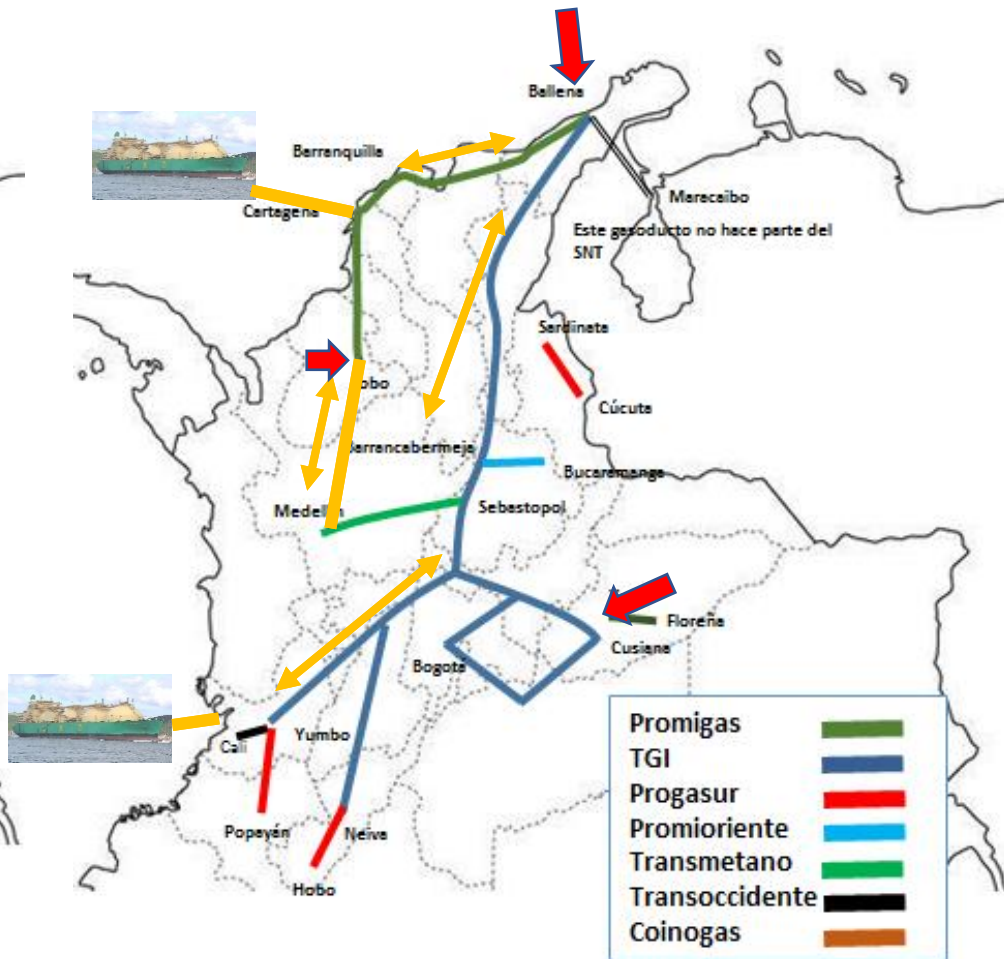
Impactos

Hoy



Entrada de gas →

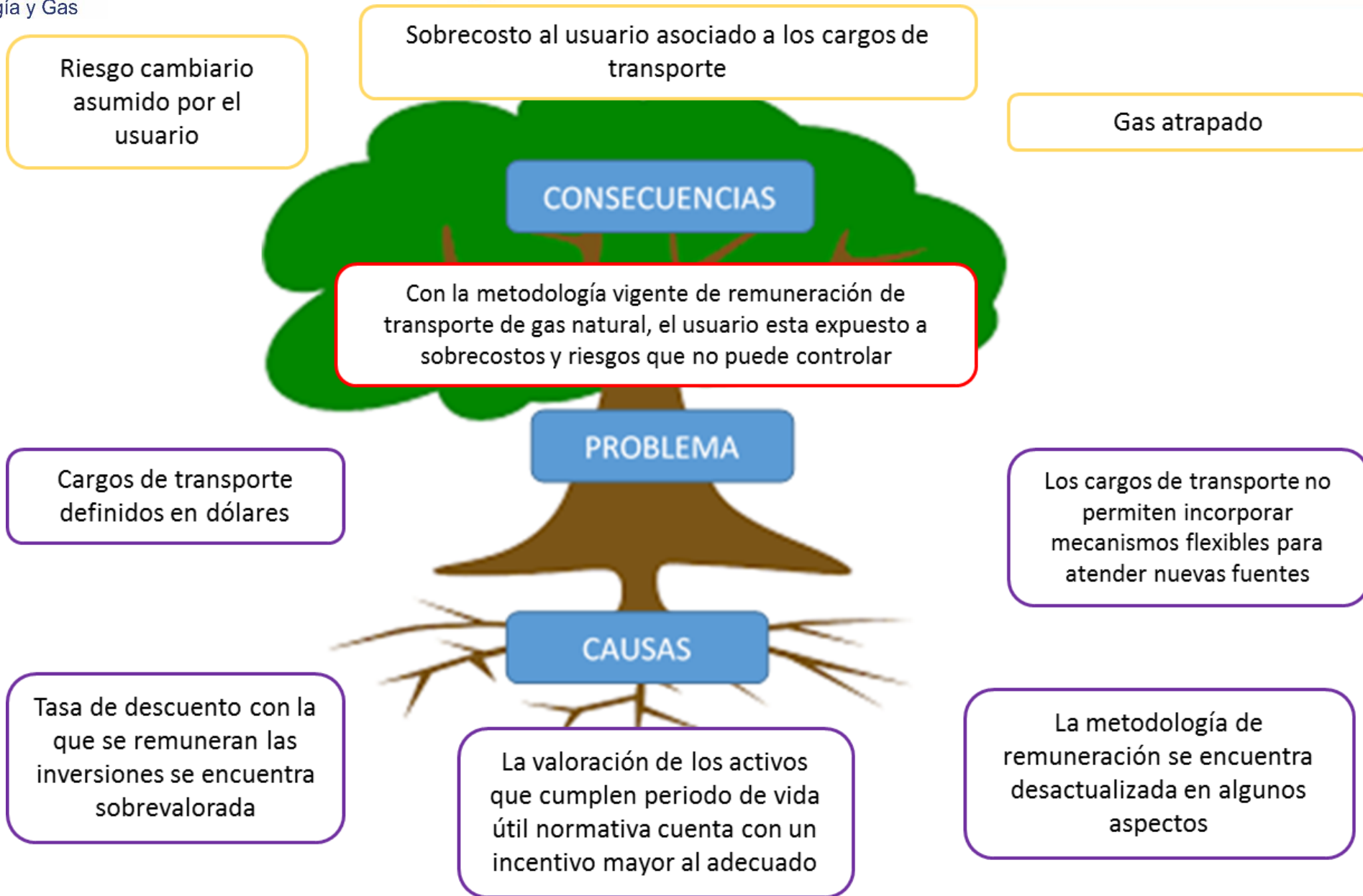
2025



1. El SNT migrará de un sistema radial a un sistema mas redundante
2. La metodología de remuneración del transporte de gas natural podría migrar a un nuevo esquema (e.g. Entry - Exit.).
3. Periodo tarifario 2020-2025 es de evaluación e implementación del nuevo esquema (e.g. Entry - Exit.)



Planteamiento del problema y objetivos



Objetivo general

- Contar con un sistema de transporte que permita el desarrollo de un mercado mayorista y minorista de gas EFICIENTE

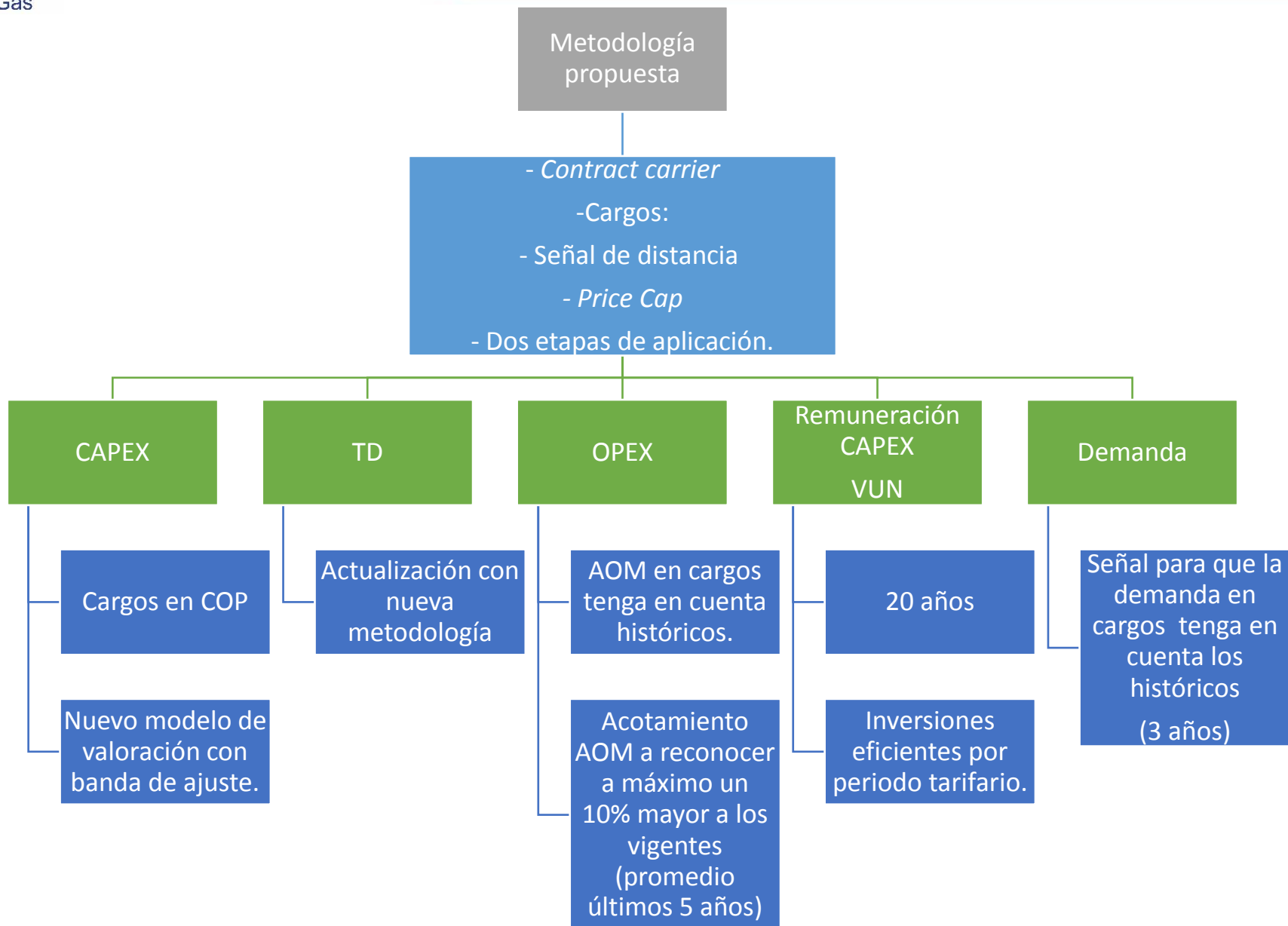
Objetivos específicos

- Definir cargos eficientes aplicados por fases.
- Asignar el riesgo cambiario a quien tiene mayor capacidad de gestión.
- Flexibilizar la configuración de tramos para cargos eficientes.
- Definir señales de eficiencia en la remuneración de activos que cumplen su vida útil normativa- VUN.
- Compartir riesgo en la ejecución de inversiones.
- Establecer reglas para remunerar proyectos IPAT.



Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Propuesta



Cambios

1. Actualización tasa de descuento
2. Riesgo cambiario en el transportador
3. Cambios en el incentivo después de cumplir VUN (reconocimiento de inversiones eficientes y declaración por ciclo tarifario)
4. Criterios de estampillamiento y seccionamiento de tramos.
5. Actualización modelo de valoración de gasoductos

Beneficios

1. Reducción de cargo por ajuste en la TD
2. Estabilidad en el cargo.
3. Señal de incentivos mas acorde con la realidad de los gasoductos.
4. Liberación de gas atrapado.
5. Valoración ajustada a la realidad constructiva en Colombia.

Propuesta de aplicación de cargos en dos etapas

Consideraciones

- Desde la resolución CREG 090-2016 se había identificado la necesidad de actualizar la TD.
- Se está actualizando la metodología y la base de información de la TD.

Se prevé

- Contar con la Resolución definitiva de TD y la resolución para la actividad de T gas natural en diciembre 2020
- Ajustar el proceso de aprobación de cargos de tal manera que la TD se pueda ver reflejada en los cargos aprobados en dos etapas de aplicación.

Línea de tiempo aprobación cargos

Proceso
típico

Metodología
Definitiva
(Ene. 2020)

Agentes envían
información a la
CREG

• 3 meses

Agentes presentan
pliegos tarifarios

Revisión análisis
solicitud de
aclaraciones y
contratación de
auditores

• 5 meses

Resolución de
aprobación de cargos

Periodo para
presentar recurso

• 30 días

Recurso

Revisión análisis
solicitud de
aclaraciones

• 2 meses

Resolución de
aprobación de cargos
final (Max.11 meses)

Proceso
actualizado

Cargos 1ª etapa
Calculados por los
transportadores
considerando la TD y
activos en COP
1mes

Agentes envían
información a la CREG

• 3 meses

Agentes presentan pliegos
tarifarios

Revisión análisis
solicitud de
aclaraciones y
contratación de
auditores

• 5 meses

Resolución de aprobación
de cargos

Periodo para
presentar recurso

• 30 días

Recurso

Revisión análisis
solicitud de
aclaraciones

• 2 meses

Aprobación CREG cargos
2da etapa
(Max. 11 meses)

Base de activos – Activos existentes

- Base activos en USD de dic 2009
- Indexar base de activos con variación de PPI (USA) de dic 2009 a dic 2019
- Convertir a COP con TRM 31 dic 2019

AOM

- AOM actuales dic 2009
- Indexar AOM con variación de IPC de dic 2009 a dic 2019

Cálculo de la TD en COP

- La resolución definitiva de transporte de gas se expedirá con una TD asociada la cual se aplicará para los cálculos de cargos transitorios y definitivos.

Cálculo de cargos fijos y variables por tramo por agentes transportadores

- Aplican procedimiento descrito
- Cálculo de cargos con nueva TD
- Plazo para actualizar los cargos: 1 mes

Tasa de descuento (WACC)

Aprobación metodología cálculo TD

- Se espera que en diciembre de 2020 la CREG cuente con la disposición definitiva



Cálculo TD para transporte

- Cuando se expida la metodología definitiva, en resolución aparte se pondrá el cálculo de la tasa de descuento



Aplicación nueva TD para primera y segunda etapa de la definición de cargos de T

A horizontal blue bar with a white diagonal line on the left side, located at the top of the slide.

Valor de los activos en
COP\$

Objetivo de la modificación: riesgo cambiario en cabeza del transportador

Valor de las
inversiones en US\$
cargos a dic 2009

PPI

Valores de las
inversiones en US\$
en cargos a 31 dic
de 2019

TRM

Valores de las
inversiones en
COP\$ en 31 dic de
2019

Estampillamiento o seccionamiento de tramos

Objetivo

- i. Permitir aumentar la oferta de gas en el mercado
- ii. Permitir flexibilidad de ajustar los tramos de gasoducto ante dinámica de nuevas fuentes de gas

Casos en los que iniciará el proceso

- i. Cuando la UPME en los planes de abastecimiento de gas natural se solicite agregar tramos regulatorios o seccionar.
- ii. Cuando en los análisis de la CREG se determine que es adecuado agregar tramos regulatorios o seccionar un (1) tramo para aumentar y hacer más competitiva la oferta de gas natural en el mercado.
- iii. Cuando un agente o un tercero interesado lo solicite.

Condiciones

- i. Deben estar determinados los tramos involucrados.
- ii. Debe haber un análisis de beneficio costo y de las implicaciones que tendrá para el mercado.
- iii. La factibilidad de aplicar los cargos resultantes.
- iv. La agregación de tramos no puede incluir un tramo encallado.

1

La CREG adelantará una evaluación inicial de la solicitud recibida

2

CREG publicará, mediante circular, la información recibida para que los agentes de la cadena hagan comentarios a la CREG.

3

La CREG dará traslado de los comentarios a la parte interesada para que en un término máximo de quince (15) días hábiles los responda.

4

La CREG evaluará la información recibida, la confrontará con la disponible en la Comisión y hará los análisis correspondientes.

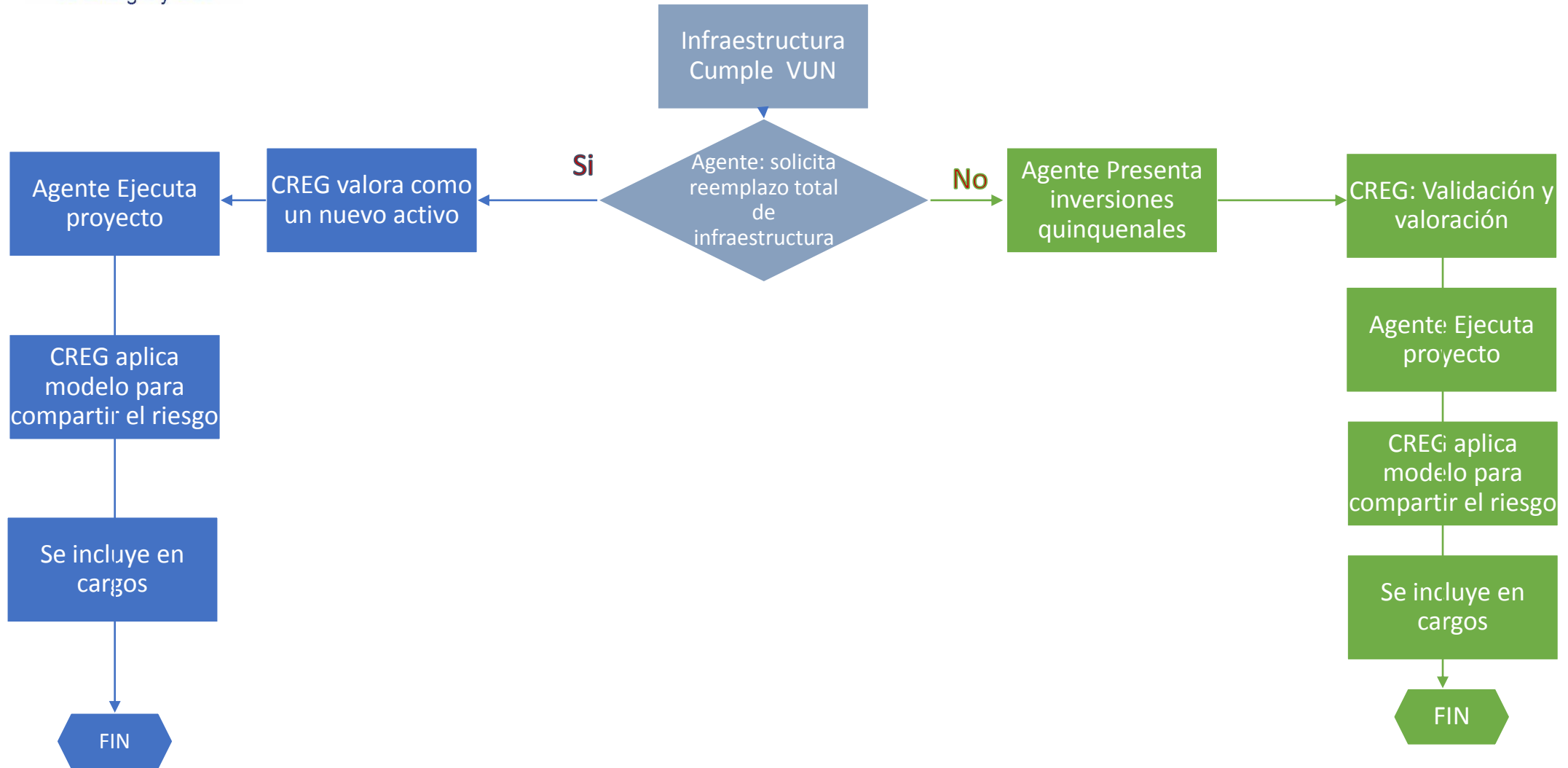
5

La CREG revisará que en la solicitud de estampillamiento no se incluyan gasoductos encallados o con factores de utilización inferiores a 0,5, en los siguientes cinco años.

Remuneración activos VUN

Generalidades.

- El transportador declara si repone o lo mantiene operando el gasoducto.
- Debe justificar la necesidad de mantener el activo por su segunda vida útil normativa.
- Si lo mantiene operando:
 - Se reconoce únicamente nuevas inversiones para mantener operativos los activos para la siguiente VUN.
 - El transportador deberá enviar un plan de inversiones para los siguientes 5 años
 - La CREG contrata un experto para evaluar el plan de inversiones y su valor eficiente.
 - El valor final a reconocer a la nueva inversión considera el valor de referencia del auditor e información complementaria.
 - Una vez puesto en operación el valor final será el resultante de comparar el valor de referencia contra el valor real sujeto a una banda de ajuste que comparte los beneficios o sobrecostos con la demanda, esta banda esta acotada a un máximo.
- Si lo reemplaza la CREG determinará el valor a reconocer.



Para mayor estabilidad en los cargos se acumularán las inversiones para actualizar cargos cada dos años.

Incorporación de
activos en cargos cada
2 años

- Para mayor estabilidad en los cargos, está previsto acumular la entrada de activos para incorporar los cada dos años
- Los activos objeto de este tratamiento son:
 - Inversiones en aumento de capacidad (loops y compresores)
 - Gasoductos tipo II del programa de nuevas inversiones (PNI_{II})
 - Variantes del programa de nuevas inversiones (PNI_V)
 - Activos que han cumplido periodo de VUN

Valoración de activos y nuevo modelo de valoración de gasoductos

Esta previsto un proceso para la valoración de activos de transporte

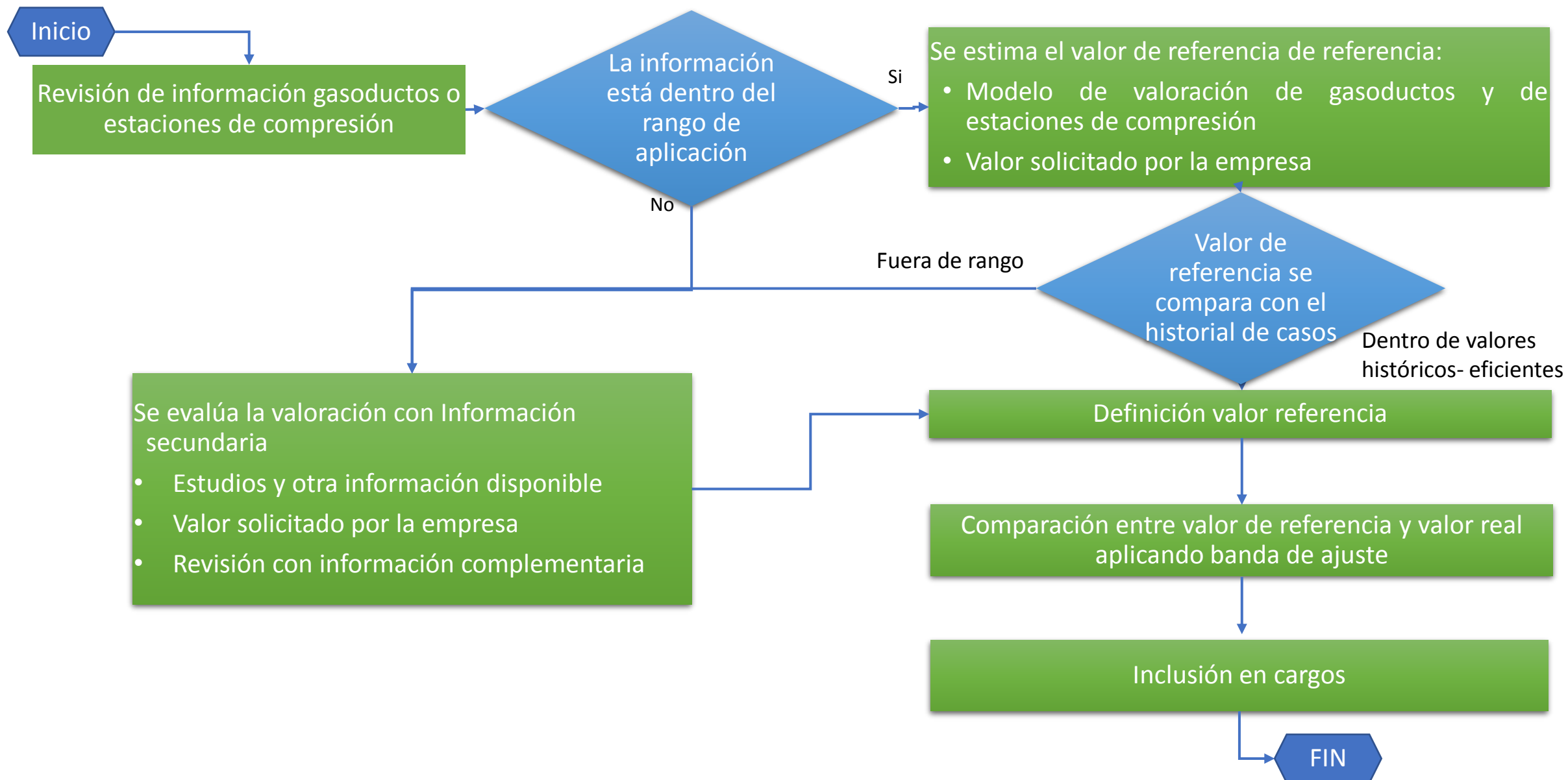
Dentro de los activos que se valoraran con el proceso están:

- Nueva infraestructura extensiones : gasoductos
- Inversiones de ampliación de capacidad por ejemplo loops y estaciones de compresión.
- Activos que una vez han cumplido la vida útil normativa se esperan reemplazar

Se revisa información complementaria tal como:

- Información de valoraciones previas.
- Información entregada por el agente.
- Información de auditores

Se integra la información del valor final de los proyectos mediante una banda de ajuste.



$$\text{Valor gasoducto} = \text{Valor base} \times \text{Multiplicadores} + \text{Costos cruces especiales}$$

Valor base

Condiciones mas sencillas construcción:

Inclinación del gasoducto en todo el trazado: entre 0% y 5%

Tipo de suelo en todo el trazado: arcilloso

Tipo de vegetación en todo el trazado: estepa seca

'Class location' en todo el trazado: tipo I

En el trazado no hay cruces especiales

Información base modelo 2016 ,
circular 028 -2017 Valoración TIPIEL

Multiplicadores - complejidades

Tipo de suelo

Tipo de vegetación

Clase de localidad

Terreno cultivado

Inclinación del terreno

Cruces sísmicos

Construcción en área congestionada

Combustible

Media ladera

Costos cruces especiales y otros

Cruces de cuerpos de agua

perforación horizontal dirigida

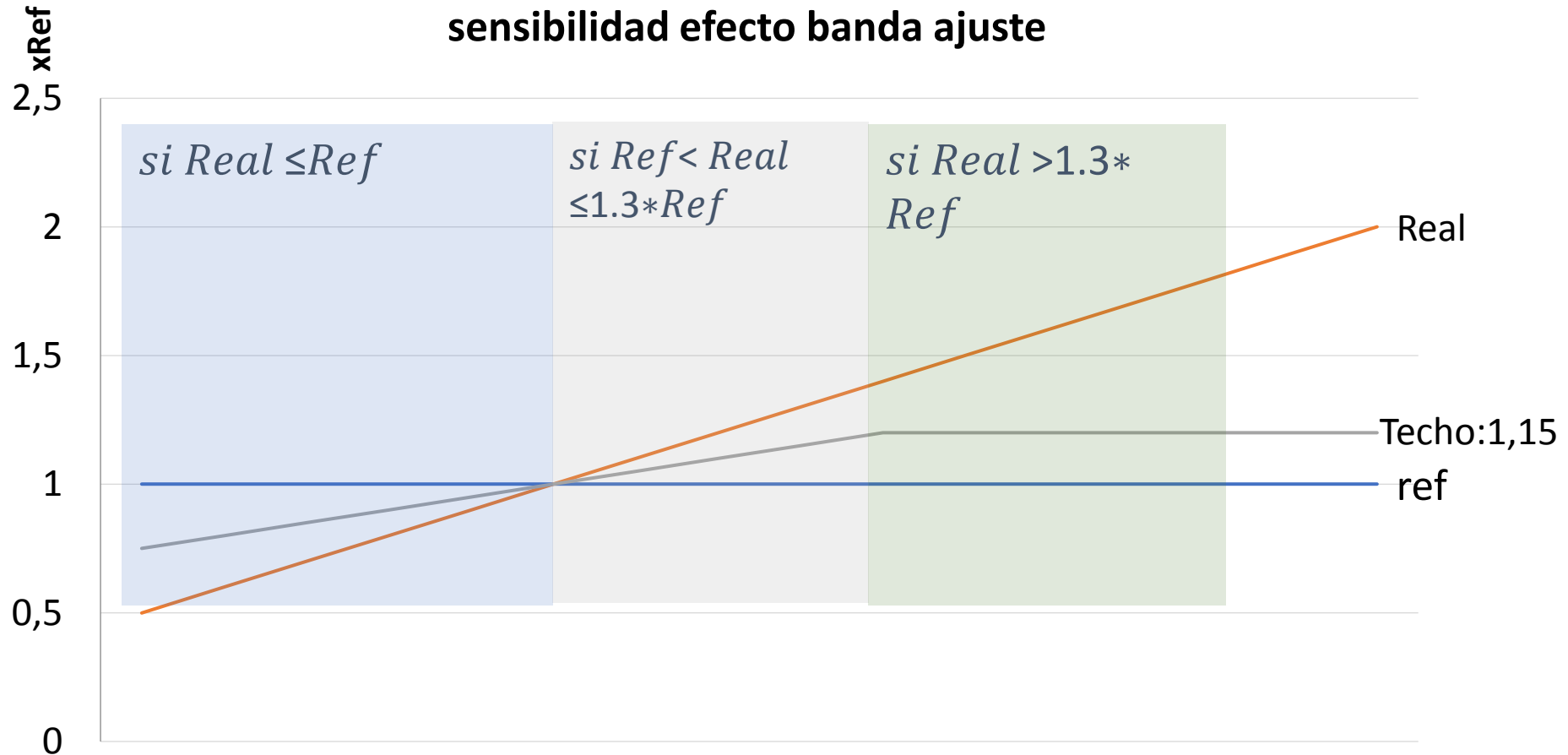
Cruces aéreos

Conexiones

Costo de abandono

Costos de contingencia

Social y ambiental



Rango de exactitud estimación de costos clase 3 (-20%;+30%)

18R-97: Cost Estimate Classification System

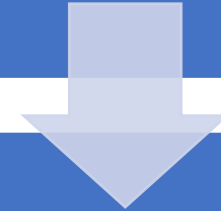
Ref: valor previsto ex ante mediante modelo de valoración CREG

A horizontal blue bar with a white diagonal line on the left side, extending across the top of the slide.

Remuneración IPATs

Tramos en donde haya IPAT se remuneran con Ingreso Máximo Regulado

- Cálculo de los cargos con valores de inversiones, demandas y AOM sin considerar los IPAT
- Ingresos por encima del ingreso máximo disminuye el valor a pagar de los beneficiarios



Proyectos IPAT tienen ingreso regulado en 20 años

- Tasa de descuento con nueva metodología para ingreso regulado



Comercialización en cabeza del transportador incumbente

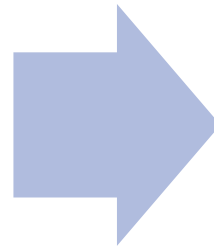
- Reglas de comercialización en Resolución CREG 185 de 2020

A horizontal blue bar with a white diagonal line on the left side, extending across the top of the slide.
A large blue rectangular box containing the main text of the slide.

Activos productor –
comercializador

Objetivo de la modificación: solucionar cuellos de botella, permitir poner gas en el SNT

Nuevas fuentes de suministro
de gas



Necesidad de ampliaciones en T

- Productor – Comercializador, PC, puede pactar ampliaciones en el SNT
- Acceso a la capacidad de estas ampliaciones de uso exclusivo del PC

Remuneración estaciones de regulación de puerta de ciudad -ERPC

PROPUESTA

Las ERPC que estén en la base de activos del transportador y cumplan la vida útil normativa o estén por cumplirla en los siguientes 5 años y que no estén la solicitud de cargos en distribución:

1.El Transportador y distribuidor acuerdan quien asume responsabilidad de la ERPC (máximo tres meses a partir de la vigencia de la metodología de transporte)

1.Si no hay acuerdo:

- a) Queda en Tgn si ERPC afecta el cargo de distribución (Dt) en 10% o mas
- b) Queda en Dgn si ERPC afecta Dt en menos del 10%

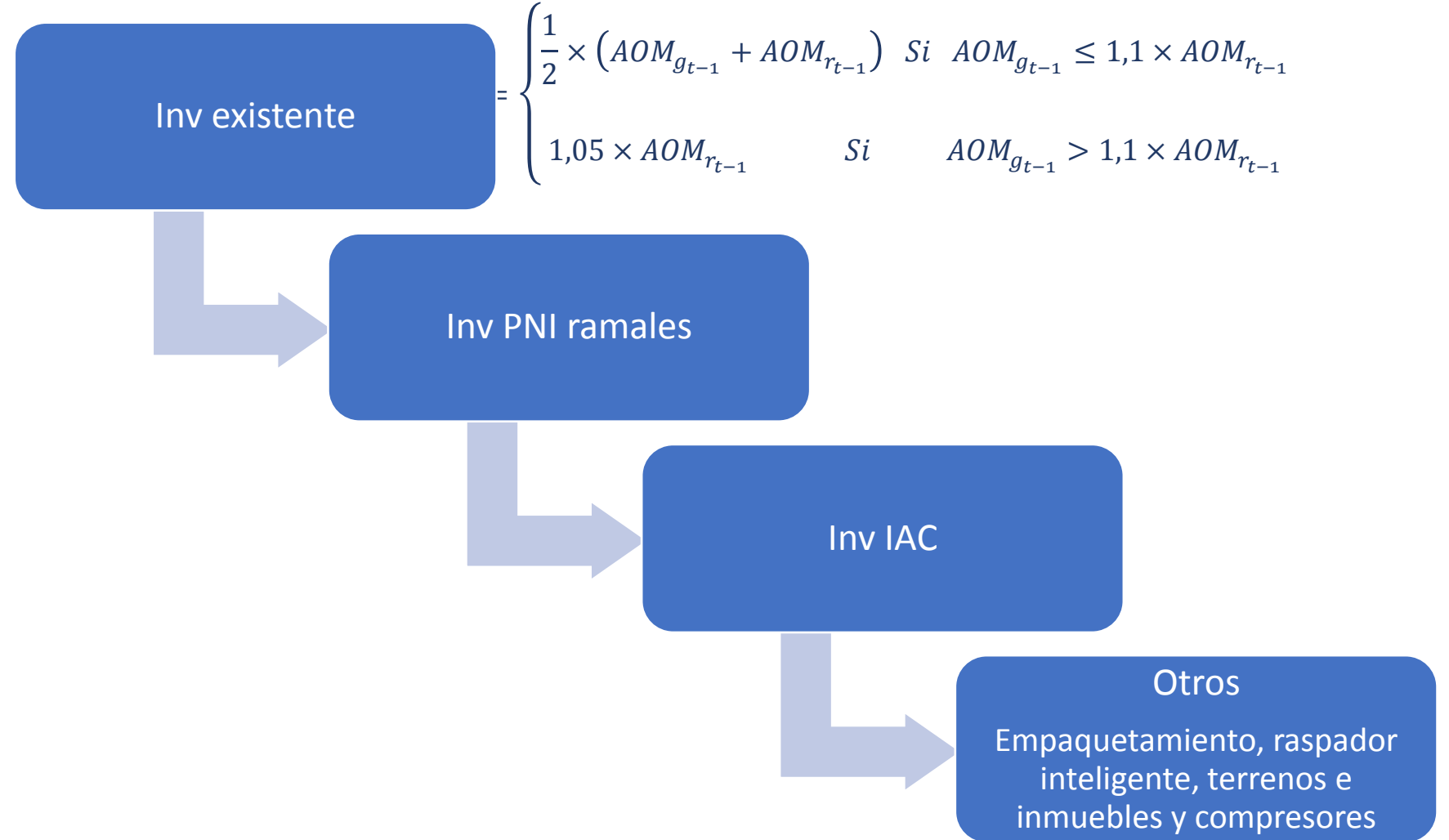
2.El valor a reconocer de las estaciones que se pasen de transporte a distribución es calculado con base en la metodología de distribución.



Comisión de Regulación
de Energía y Gas

AOM

Objetivo de la modificación:
señal de eficiencia
en los AOM que
se reconocen



A horizontal blue bar with a white diagonal line on the left side, extending across the top of the slide.

AOM Estaciones compresoras

Objetivo de la modificación:
señal de eficiencia en los AOM que se reconocen de las compresoras

AOM fijo compresor Inv existente

$$GFC_{i,h} = \begin{cases} \frac{1}{2} \times (AOMfc_{i,t-1} + AOMfr_{i,t-1}) & \text{Si } AOMfc_{i,t-1} \leq 1,1 \times AOMfr_{i,t-1} \\ 1,05 \times AOMfr_{i,t-1} & \text{Si } AOMfc_{i,t-1} > AOMfr_{i,t-1} \end{cases}$$

AOM combustible o energía

- Mensualmente en función de los costos fijos y variables de los AOM de combustible o energía eléctrica



Comisión de Regulación
de Energía y Gas



Demanda

A large, solid blue rectangular area occupies the center of the slide, serving as a background for the word 'Demanda'.

El transportador reportará para cada tramo o proyecto, para el horizonte de proyección:

IE_t

- DEC_t
- DEV_t
- Capacidad total contratada

IAC_t

- DEC_t^{IAC}
- DEV_t^{IAC}
- Capacidad total contratada

PNI_{II}

- DEC_{II}^{PNI}
- DEV_{II}^{PNI}
- Capacidad total contratada

Las demandas deberán estar debidamente soportadas con:

- Escenarios macroeconómicos.
- Infraestructura prevista.
- Análisis de mercado.
- Contratos firmes de transporte vigentes para el horizonte de proyección, entre otros.

Con el inicio del trámite tarifario, el Director Ejecutivo de la Comisión publicará mediante circular:

- Demandas esperadas de capacidad y de volumen reportadas por el transportador
- La capacidad total contratada declarada por el agente

Los interesados tendrán 15 días hábiles para realizar preguntas relacionadas con las proyecciones realizadas por el transportador. El Transportador debe responder las inquietudes de los interesados (15 días hábiles).

La Comisión analizará y confrontará la información reportada con la disponible en la Comisión y podrá exigir explicaciones al transportador. Se podrán decretar pruebas como parte del proceso y solicitar revisar y ajustar las proyecciones.

Las demandas resultantes a partir de: las respuestas del transportador a las inquietudes, los análisis de la Comisión y la información del gestor del mercado serán tenidas en cuenta para el cálculo de los cargos de transporte.

Se prevé que en el horizonte de proyección los valores de demanda no pueden ser inferiores al promedio de la información en el gestor del mercado para los últimos tres años.

En la situación en que en un gasoducto efectivamente la demanda que se proyecta sea más baja que la información del gestor del mercado, el transportador deberá justificar esta situación.

A horizontal blue bar with a white diagonal line on the left side, extending across the top of the slide.

Factor utilización

Algunos transportadores solicitaron que para IAC el cálculo del factor de utilización se realice desde el primer año de puesta en operación comercial del primer gasoducto y no desde la ampliación.

La CREG, luego de analizar los argumentos aportados, en aras de que se ejecuten las inversiones, propone flexibilizar la disposición para que se tome el valor promedio de los dos años.



Cuando en un tramo regulatorio el transportador ejecuta una IAC el primer año para contar el factor corresponde al promedio entre el primer año de vida útil normativa del tramo regulatorio y el año de puesta en operación comercial de la ampliación.

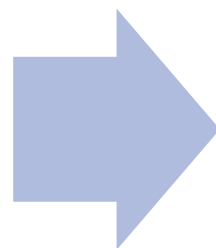
Derogación del 10% de reserva de capacidad

Objetivo:

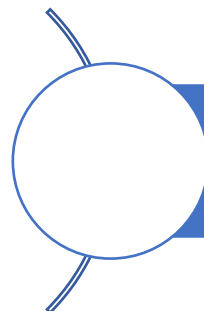
Derogatoria reserva del 10% de capacidad

Resolución CREG 185 de 2020

- La asignación de capacidad se hace en un proceso transparente y organizado
- En consecuencia no hace sentido mantener la disposición del 10%



Por tanto se deroga la disposición sobre que el 10% de reserva de capacidad

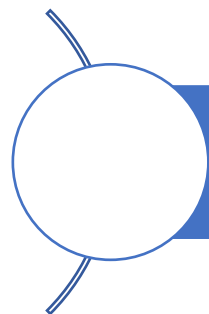


Solicitud de cargos segunda etapa

Con el objetivo de contar con la mejor información disponible, el transportador deberá presentar a la CREG como parte de la solicitud de cargos en segunda etapa:

Impactos en los cargos tarifarios.

Archivo georreferenciado en formato kmz para cada uno de los activos que están en los cargos tarifarios.



Indicadores

1. Indicador de cumplimiento etapa 1:

$$I_1 = \frac{NC1_i}{NCT1}$$

Donde:

I_1 : Indicador de cumplimiento de publicación de cargos calculados por los agentes [%].

$NC1_i$: Cargos calculados por el transportador i para la etapa 1 dentro de la fecha definida en la resolución.

$NCT1$: Total de cargos a calcular para la etapa 1 dentro de la fecha definida en la resolución.

2. Indicador de cumplimiento etapa 2:

$$I_2 = \frac{NC2_i}{NCT2}$$

Donde:

I_2 : Indicador de cumplimiento de publicación de cargos calculados por la Comisión [%].

$NC2_i$: Cargos calculados por la comisión para la etapa 2 dentro de la fecha definida en la resolución.

$NCT2$: total de cargos a calcular para la etapa 2 dentro de la fecha definida en la resolución.

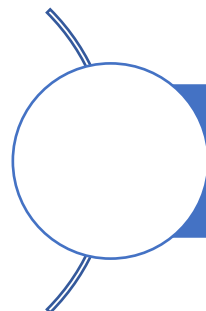
3. Indicador de cumplimiento plan de inversiones

El indicador de cumplimiento para este caso el indicador es:

$$I_{3,i} = \frac{FPOC_i - FPROC_i}{FPOC_i}$$

$$I_4 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{i=n} I_{3,i}$$

$I_{3,i}$:	Indicador de cumplimiento de puesta en operación de los proyectos del plan de inversiones aprobado en los cargos [%].
$FPOC_i$:	Fecha de puesta en operación comercial del proyecto i .
$FPROC_i$:	Fecha propuesta por el agente en la solicitud de cargos de puesta en operación comercial del proyecto i .
n :	El numero total de proyectos.
I_4 :	Desviación promedio del cumplimiento del plan de inversiones [%].



Impactos

Metodología

- Análisis cualitativo de la propuesta metodológica.
- En el análisis se observaron las principales variables y efectos en el cargo a los usuarios considerando las señales de eficiencia propuestas.
- Se incluyó también una revisión de efectos desde la perspectiva del transportador.

Análisis cualitativo alternativas: impacto positivo en los cargos usuarios

#	Variables	Peso relativo	No emitir nueva metodología (0-5)	cargos con nueva metodología (0-5)
1	Tasa de descuento	20%	3	5
2	Remuneración activos cumplen Vida útil normativa	18%	0	4
3	Cargos en COP	15%	0	2
4	Estampillamiento/seccionamiento de tramos	15%	0	2
5	Valoración de gasoductos con banda de ajuste	15%	1	2
6	Demanda	6%	0	1
7	AOM	6%	0	1
8	Remuneración activos IPAT en incumbente.	5%	0	1
Calificación		100%	0,75	2,79

Cualitativamente tiene un mayor impacto positivo en los cargos desde la perspectiva del usuario y asimismo incluye mejoras para el agente transportador

Desde la perspectiva del agente transportador

1. La flexibilidad de ajustar los tramos de gasoducto permitiendo proponer estampillar tramos o seccionar tramos.
2. La descripción detallada de cómo se hace el proceso para calcular los cargos en los eventos de infraestructura IPAT.
3. El conocimiento ex -ante de la valoración de gasoductos mediante el modelo expuesto en el Anexo 1 de la resolución, además de aplicar una banda de ajuste.



Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Preguntas



Comisión de Regulación
de Energía y Gas



GRACIAS



[@ComisionCREG](#)



www.creg.gov.co



creg@creg.gov.co