

**DESARROLLO DE UN PROTOCOLO DE OPERACIÓN PARA LA REDUCCIÓN
DEL CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE EN UNA ESTACIÓN COMPRESORA
DE GAS DE UN GASODUCTO COLOMBIANO**

MARCO DE DIOS MENDOZA JASPE

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
ÉNFASIS EN GAS Y PROCESOS
BUCARAMANGA**

2024

**DESARROLLO DE UN PROTOCOLO DE OPERACIÓN PARA LA REDUCCIÓN
DEL CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE EN UNA ESTACIÓN COMPRESORA
DE GAS DE UN GASODUCTO COLOMBIANO**

MARCO DE DIOS MENDOZA JASPE
Especialista en Ingeniería de Gas

**Trabajo de grado para optar al título de Máster en Ingeniería de Petróleos y
Gas con Énfasis en Procesos de Gas**

Director
Piedad María Delvecchio Parra
**Magister en Administración de Empresas con Especialidad en Dirección de
Proyectos**

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
ÉNFASIS EN GAS Y PROCESOS
BUCARAMANGA

2024

DEDICATORIA

A mi hermosa esposita, por amarme y apoyarme incondicionalmente en todos mis proyectos, por impulsarme cada día a dar lo mejor de mí, y acompañarme en cada trasnocho que realicé para sacar adelante este proyecto.

A mi maravillosa hermana, Patata, por su infinito amor que me llena de felicidad, por hacerme barras en los momentos que sentía que no iba a poder cumplir, por siempre estar ahí para mí.

A mi amado padre, te dedicó este logro por ser valiente y guerrero, saliste adelante de un gran reto para tu salud y hoy celebramos con mucha felicidad tu vida junto a nosotros. ¡Te amamos mucho!

A mis mamás, Sharith a quien siempre llevo en mi corazón, y Lou, gracias por ser tan especial con nosotros y por amarnos tanto.

A todas y cada una de las personas que hicieron de esta meta un logro, un objetivo más cumplido, muchas gracias por su ayuda en este camino... con su apoyo vendrán muchos más...

Marco de Dios Mendoza Jaspe

AGRADECIMIENTOS

De manera muy sincera expreso mis agradecimientos:

A Piedad Delvecchio por su guía, aportes y entrega en la consecución de este proyecto, gracias por la dirección del proyecto y por tu amistad.

A Arides Pineda, Javier Alexander, Andrés Correa y Jairo Meza, por su valioso apoyo para resolver dudas y sortear obstáculos que se presentaron en la realización de este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander, la cual una vez más me recibió con los brazos abiertos para continuar mi formación profesional, orgullosamente egresado UIS.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
0. INTRODUCCIÓN	15
1. GENERALIDADES DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR GASODUCTOS.....	18
1.1 ECUACIÓN GENERAL DE FLUJO.....	23
1.1.1 GRADIENTE DE PRESIÓN Y PRESIÓN PROMEDIO.....	26
1.1.2 ELEVACIÓN	28
1.1.3 NÚMERO DE REYNOLDS	29
1.1.4 FACTOR DE FRICCIÓN.....	30
1.1.5 FACTOR DE TRANSMISIÓN	32
1.2 ECUACIONES DE FLUJO EMPÍRICAS.....	33
1.2.1 COLEBROOK-WHITE.....	33
1.2.2 COLEBROOK-WHITE MODIFICADA.....	34
1.2.3 AGA	35
1.2.4 WEYMOUTH.....	36
1.2.5 PANHANDLE A.....	36
1.2.6 PANHANDLE B.....	37
1.3 SISTEMAS DE COMPRESIÓN.....	40
1.3.1 CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE.....	44
1.3.2 MANTENIMIENTO.....	46
1.3.3 HUELLA DE CARBONO.....	47
1.4 MERCADO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA	50
1.5 GAS DE EMPAQUE O <i>LINEPACK</i>	57
2. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO	59
2.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS FUENTES DE SUMINISTRO F1, F2 Y F3.....	63
2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS CONSUMOS C1, C2, C3, C4 Y C5	75
2.3 CONDICIONES LÍMITE DE PRESIÓN	87

2.4 CARACTERÍSTICAS DE LA ESTACIÓN COMPRESORA EC1	88
3. ELABORACIÓN DE PROTOCOLO DE OPERACIÓN PARA EC1	91
3.1 DESARROLLO DE CORRELACIÓN BASE DEL PROTOCOLO	91
3.2 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA EL USO DE LA CORRELACIÓN	109
3.3 DESARROLLO DE PROTOCOLO DE OPERACIÓN DE EC1.....	116
3.4 ALCANCE Y EXCEPCIONES DEL PROTOCOLO DE OPERACIÓN DE EC1	121
4. CÁLCULO DEL AHORRO POTENCIAL GENERADO POR LA APLICACIÓN DEL PROTOCOLO DE OPERACIÓN PARA EC1	123
10. CONCLUSIONES	132
11. RECOMENDACIONES	134
BIBLIOGRAFÍA.....	135

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Rugosidad típica para diferentes materiales	32
Tabla 2. Factores de arrastre para diferentes índices de curvatura y recubrimientos de tubería.....	36
Tabla 3. Factores de emisión del Gas Natural Genérico según FECOC 2016	49
Tabla 4. Información detallada de tramos de tubería que conforman los dos subsistemas conectados a la EC1.	62
Tabla 5. Capacidad contratada de los tramos regulatorios conectados a la EC1. .	64
Tabla 6. Poderes caloríficos aplicables a las fuentes F1, F2 y F3 para el año 2023.	72
Tabla 7. Longitud, diámetro interno y puntos de referencia de segmentos aguas arriba de EC1.....	93
Tabla 8. Presiones típicas del tramo aguas arriba de EC1 para una condición de 1,160 psig en el punto F1 en escenario de flujo natural.....	99
Tabla 9. LP_{máx} desagregado por segmentos de tubería.....	101
Tabla 10. Presiones típicas del tramo aguas arriba de EC1 para una condición de 1,200 psig en el punto F1 en escenario de flujo natural.....	104

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Sistemas de transporte de gas natural (<i>Midstream</i>)	18
Figura 2. Red de transporte de gas natural en Colombia	20
Figura 3. Transformación de la energía de un fluido en movimiento entre dos puntos	23
Figura 4. Gradiente hidráulico típico del transporte de gas por tuberías.....	27
Figura 5. Diagrama de Moody.....	31
Figura 6. Comparación de ecuaciones de flujo	37
Figura 7. Esquema de gasoducto con <i>loop</i> o tubería instalada en paralelo.....	39
Figura 8. Efecto de la instalación de un <i>loop</i> en la caída de presión y la presión de entrada requerida.....	39
Figura 9. Uso de los términos aguas arriba y aguas abajo.	41
Figura 10. Comparativa de gradientes de presión típicos para flujo natural y compresión al aumentar el flujo de gas de $Q1$ a $Q2$	42
Figura 11. Esquema básico del gasoducto objeto de estudio.	59
Figura 12. Esquema detallado de subsistemas del gasoducto conectados a la EC1.....	60
Figura 13. Nomenclatura de tramos de tubería que conforman los dos subsistemas conectados a la EC1.....	61
Figura 14. Esquema de subsistemas del gasoducto conectados a la EC1, con detalle de diámetro nominal y longitud aproximada de tubería.	62
Figura 15. Flujo instantáneo de la fuente F1 durante el año 2023.	65
Figura 16. Flujo instantáneo de la fuente F2 durante el año 2023.	66
Figura 17. Flujo instantáneo de la fuente F3 durante el año 2023.	67
Figura 18. Flujo instantáneo del grupo FT durante el año 2023.	68
Figura 19. CEA de fuente F1 durante el año 2023.....	69

Figura 20. CEA de fuente F2 durante el año 2023.....	70
Figura 21. CEA de fuente F3 durante el año 2023.....	71
Figura 22. Programas de transporte de F1 durante el año 2023 en términos de flujo.	73
Figura 23. Programas de transporte de F2 durante el año 2023 en términos de flujo.	73
Figura 24. Programas de transporte de F3 durante el año 2023 en términos de flujo.	74
Figura 25. Programas de transporte del grupo FT durante el año 2023 en términos de flujo.	74
Figura 26. Perfil de consumo típico de la demanda doméstica.....	76
Figura 27. Comportamiento típico de la demanda doméstica durante la semana.	77
Figura 28. Perfil de consumo típico de una estación de GNCV.	78
Figura 29. Perfil de consumo típico del grupo CT.	78
Figura 30. Perfil de consumo del componente doméstico y GNCV del punto de consumo C5.....	79
Figura 31. Consumo diario de C1, C2, C3 y C4 durante el primer semestre de 2023.....	80
Figura 32. Consumo diario consolidado del grupo CT durante el primer semestre de 2023.....	81
Figura 33. Consumo horario del grupo CT durante el primer semestre de 2023.	82
Figura 34. Consumo diario industrial de C5 durante el primer semestre de 2023.	83
Figura 35. Consumo diario no industrial de C5 durante el primer semestre de 2023.	84
Figura 36. Consumo horario de C5 durante el primer semestre de 2023.	85
Figura 37. Flujo recibido en la estación EC1 durante el primer semestre de 2023.	86
Figura 38. Ubicación de transmisores de presión en los tramos aguas arriba de EC1.....	92

Figura 39. Caso 1 de evolución de la presión de F1, F2, F3 ante la entrada en servicio de EC1.....	95
Figura 40. Caso 2 de evolución de la presión de F1, F2, F3 ante la entrada en servicio de EC1.....	95
Figura 41. Presiones de los puntos F1, F2 y F3 durante el primer semestre de 2023.....	97
Figura 42. Perfiles de presión del tramo comprendido de P1 a P8 para una condición de 1,160 psig en el punto F1 en escenario de flujo natural.....	98
Figura 43. Perfiles de presión del tramo comprendido de P9 a P13 para una condición de 1,160 psig en el punto F1 en escenario de flujo natural.....	99
Figura 44. Modelo del gasoducto (vista parcial) construido en <i>software</i> de simulación.....	106
Figura 45. Resultado de capacidad de transporte según simulación en estado estable de escenario de flujo natural en EC1.	107
Figura 46. Macro CALCULO LP V2: módulo de consulta a la base de datos del SCADA.	110
Figura 47. Macro CALCULO LP V2: módulo de configuración de la macro y controles de automatización.	110
Figura 48. Macro CALCULO LP V2: módulo de validación de información y recálculo de presiones erradas o faltantes.	111
Figura 49. Macro CALCULO LP V2: módulo de cálculo de <i>linepack</i>	111
Figura 50. <i>Linepack</i> en línea en tablero de Power BI.	112
Figura 51. Protocolo de Operación de la estación compresora EC1.	119
Figura 52. Macro de control operacional con Protocolo de Operación de EC1 integrado.....	120
Figura 53. <i>Linepack</i> de los tramos aguas arriba de EC1 para el primer semestre de 2023.....	123
Figura 54. Flujo total requerido de las fuentes de suministro F1, F2 y F3 para cumplimiento del programa de transporte.....	124

Figura 55. Horas de compresión diarias requeridas según protocolo de operación de EC1 para el primer semestre de 2023.	125
Figura 56. Horas de compresión diarias reales de EC1 para el primer semestre de 2023.....	126
Figura 57. Horas de compresión diarias reales de EC1 para el primer semestre de 2023.....	127
Figura 58. Potencial de horas ahorradas por aplicación de Protocolo de Operación de EC1 para el primer semestre de 2023.	128
Figura 59. Potencial de ahorro volumétrico de gas combustible consolidado por mes, por aplicación de Protocolo de Operación de EC1 para el primer semestre de 2023.....	129
Figura 60. Potencial de ahorro económico de gas combustible consolidado por mes, por aplicación de Protocolo de Operación de EC1 para el primer semestre de 2023.....	130
Figura 61. Potencial de reducción de emisiones de CO2 derivadas de un menor consumos de gas combustible por aplicación de Protocolo de Operación de EC1 para el primer semestre de 2023.	131

RESUMEN

TITULO*

DESARROLLO DE UN PROTOCOLO DE OPERACIÓN PARA LA REDUCCIÓN DEL CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE EN UNA ESTACIÓN COMPRESORA DE GAS DE UN GASODUCTO COLOMBIANO

AUTOR**

MARCO DE DIOS MENDOZA JASPE

PALABRAS CLAVE

Protocolo, operación, compresora, gas combustible, gasoducto, optimización, gas natural.

DESCRIPCIÓN

El transporte de gas natural a través de gasoductos es fundamental para llevar este recurso desde las fuentes de suministro hasta los puntos de consumo. La capacidad de transporte de un gasoducto está determinada por varios factores como el diferencial de presión entre su entrada y salida, la composición del gas y las condiciones del diseño del gasoducto. Cuando se necesita aumentar la capacidad de transporte, se recurre a la instalación de estaciones compresoras en puntos intermedios, las cuales aumentan el diferencial de presión tanto en la succión como en la descarga, permitiendo transportar un mayor flujo de gas. Sin embargo, su funcionamiento debe ser cuidadosamente gestionado para evitar riesgos como cierres de válvulas de protección y afectaciones a la integridad del gasoducto por altas presiones, o incumplimiento de las presiones contractuales pactadas con los clientes.

Debido a que la demanda de transporte varía horaria y diariamente, no siempre se requiere la capacidad adicional que proporcionan las estaciones compresoras. Por lo tanto, es crucial optimizar su operación para minimizar costos y emisiones de gases de efecto invernadero. Para la estación objeto de estudio no se cuenta con un método claro y objetivo para determinar cuándo debe entrar o salir de servicio la estación.

Se desarrolló un protocolo de operación que utiliza datos de flujos de entrada y salida, volumen de gas empacado y capacidad de transporte en flujo natural, el cual permite predecir con exactitud si entrar o salir de servicio la compresora, y en cuantas horas debe hacerlo, con lo cual se estima un ahorro del 37% en el consumo de gas combustible y en los costos derivados, además de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

* TRABAJO DE GRADO DE MAESTRÍA

** FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS. ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS. DIRECTOR: PIEDAD DELVECCHIO PARRA.

ABSTRACT

TITLE*

DEVELOPMENT OF AN OPERATION PROTOCOL FOR THE REDUCTION OF FUEL GAS CONSUMPTION IN A GAS COMPRESSOR STATION OF A COLOMBIAN GAS PIPELINE

AUTHOR**

MARCO DE DIOS MENDOZA JASPE

KEYWORDS

Protocol, operation, compressor, fuel gas, gas pipeline, optimization, natural gas.

DESCRIPTION

The transportation of natural gas through pipelines is essential for carrying this resource from supply to consumption points. The transport capacity of a pipeline is determined by several factors such as the pressure differential between its inlet and outlet, the gas composition, and the pipeline design conditions. When there is a need to increase transport capacity, compressor stations are installed at intermediate points, which increase the pressure differential both at the suction and discharge, allowing for a greater gas flow to be transported. However, their operation must be carefully managed to avoid risks such as valve closures and impacts on pipeline integrity due to high pressures, or non-compliance with contractual pressures agreed with customers.

Since the transportation demand varies hourly and daily, the additional capacity provided by compressor stations is not always required. Therefore, it is crucial to optimize their operation to minimize costs and greenhouse gas emissions. For the station under study, there is no clear and objective method to determine when the station should enter or exit service.

An operating protocol was developed that uses input and output flow data, linepack, and natural flow transport capacity, which accurately predicts whether the compressor should enter or exit service, and how many hours it should do so. This protocol estimates a 37% savings in fuel gas consumption and associated costs, as well as a reduction in greenhouse gas emissions.

* MASTER DEGREE THESIS

** FACULTY OF PHYSICAL-CHEMICAL ENGINEERING. PETROLEUM ENGINEERING SCHOOL. DIRECTOR: PIEDAD DELVECCHIO PARRA.

0. INTRODUCCIÓN

Los gasoductos son sistemas de transporte que permiten la transmisión de las moléculas de gas natural desde las fuentes de suministro (campos productores, conexión con otros transportadores y/o puntos de recibo de gas natural importado) hasta los diversos puntos de consumo de los remitentes. La capacidad de transporte de un gasoducto, expresada en unidades de flujo, es directamente proporcional al diferencial de presión que exista entre el punto de entrada y el punto de salida del gasoducto. Este diferencial se debe a las pérdidas de presión por fricción, las cuales dependen de factores como: la composición del gas, las condiciones de diseño del gasoducto (diámetro, rugosidad y longitud) y las condiciones del proceso (presión, temperatura y flujo).

Hay ocasiones en las que, luego de construido el gasoducto, es necesario aumentar la capacidad de transporte para llevar cantidades adicionales de gas, que surgen del aumento en la oferta (mejora en la producción de pozos existentes o descubrimiento de nuevos pozos) y en la demanda (conexión de nuevos clientes o aumento de los contratos de transporte vigentes). Para ello una de las alternativas que existe es la instalación de una estación compresora en un punto intermedio entre el punto inicial y el punto final del gasoducto.

Las estaciones compresoras logran su objetivo de aumentar la capacidad de transporte a través de dos mecanismos de acción: En el primero se disminuye la presión en la succión para generar un mayor diferencial de presión entre el punto de entrada y la compresora, lo que permite transportar un mayor flujo de gas; en el segundo se aumenta la presión en la descarga logrando así compensar el incremento en la caída de presión, originada por el aumento del flujo, y así poder cumplir con la presión mínima requerida en el punto final.

Existen estaciones compresoras en las que predomina el primer mecanismo de acción mencionado anteriormente, dado que su principal función es facilitar el transporte de una cantidad de gas mayor a la que el gasoducto puede mover por flujo natural (sin compresión), evitando la acumulación del gas y el aumento excesivo de la presión en el tramo del gasoducto comprendido entre el punto inicial y la estación (tramo aguas arriba según el sentido de flujo del gas). No realizar un control efectivo de la presión en estos casos puede resultar en eventos no deseados como cierre de válvulas de protección contra altas presiones, afectación de la integridad del gasoducto y materialización de riesgos de alto impacto para las comunidades vecinas, e incumplimiento del programa de transporte, entre otros.

No obstante, la capacidad de transporte adicional que proporciona la puesta en servicio de la compresión no necesariamente es utilizada todos los días. Esto debido a que el mercado de transporte de gas es dinámico y por ello, así esté contratada toda la capacidad del gasoducto, las nominaciones o solicitudes de transporte de gas que realizan los remitentes varían diariamente, estando en muchas ocasiones por debajo de la capacidad total contratada que es posible mover por flujo natural, por lo que no se requiere tener la estación comprimiendo todos los días. Además, debido a que las entregas en las fuentes de suministro y los consumos en los puntos de salida generalmente se dan con perfil horario (no es un flujo constante durante todo el día), es posible que algunos días la estación compresora solo se requiera durante algunas horas en las que se espere un alto flujo, según el programa de transporte que se tenga para ese día.

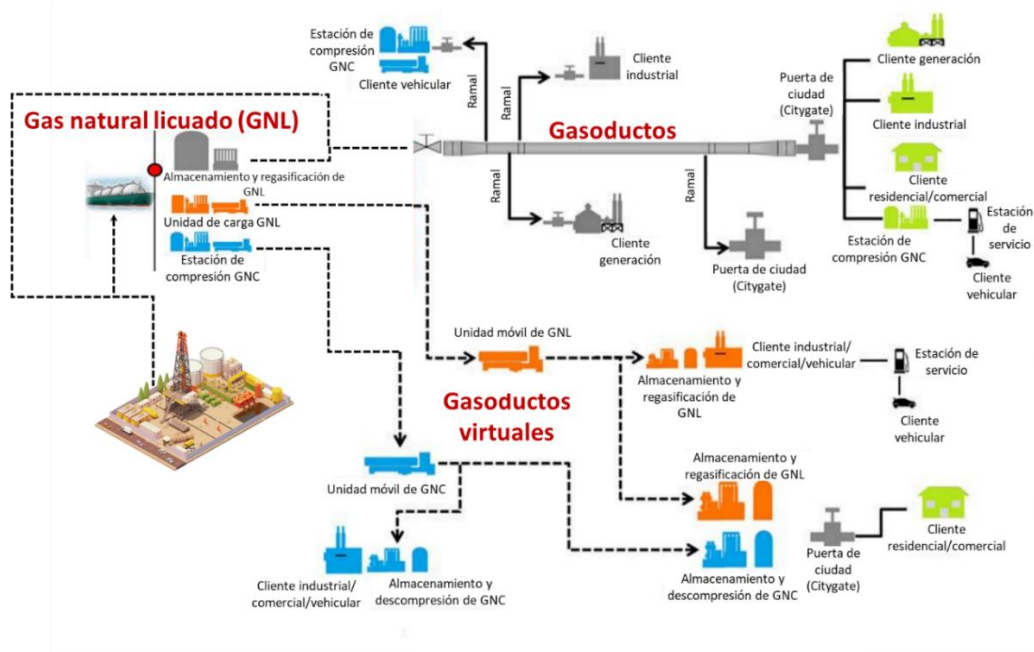
Teniendo esto en cuenta, el operador del centro de control, a cargo de la operación del gasoducto, debe realizar las respectivas solicitudes de encender o apagar la estación compresora según se requiera para cumplir con el programa de transporte de cada día. Tomar estas decisiones únicamente basado en las nominaciones de transporte, la tendencia de la presión del tramo aguas arriba y su experiencia operativa, puede resultar en una operación ineficiente de la estación con horas adicionales de compresión a las que realmente requiere el proceso, debido al desconocimiento de otras variables como: la capacidad de almacenamiento del gasoducto, y los perfiles de la oferta y la demanda que afectan la capacidad de transporte en flujo natural. Esto implica un mayor consumo de gas combustible, aumento de la frecuencia de los mantenimientos preventivos, mayor costo operativo y una mayor emisión de gases de combustión a la atmósfera.

En este trabajo se desarrolla un protocolo de operación que permite predecir de forma anticipada y con precisión los momentos en los que debe entrar o salir de servicio la estación compresora, reduciendo la incertidumbre y la subjetividad en dicha toma de decisión, logrando disminuir las horas de compresión y los costos asociados, sin que con ello se afecte el cumplimiento del programa de transporte.

1. GENERALIDADES DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR GASODUCTOS

Las fuentes de suministro de gas natural generalmente se encuentran ubicadas a muchos kilómetros de distancia de las urbes y los parques industriales donde se concentra la mayor parte de la demanda, por lo cual es necesario contar con sistemas que permitan el transporte del gas. Dependiendo de las condiciones específicas de cada proyecto de transporte de gas, como la distancia por recorrer, los aspectos económicos y los retos legales, constructivos, operativos y de mantenimiento, existen diversas soluciones para abordar dicha necesidad, pertenecientes al bloque intermedio de la cadena del gas natural conocido como Midstream (Ver figura 1).

Figura 1. Sistemas de transporte de gas natural (*Midstream*)



Fuente: MORENO CASTILLO, Luis Ferney¹ (modificado).

¹ MORENO CASTILLO, Luis Ferney. Curso de actualización en regulación de gas natural [diapositivas]. Boletín minero-energético de Universidad Externado de Colombia. Bogotá, 2018. 75 diapositivas. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <<https://boletinmineroenergetico.uexternado.edu.co/wp-content/uploads/sites/14/2018/08/Modelos-de-Regulaci%C3%B3n-de-Gas-Natural-.pdf>>

Una de estas soluciones para el transporte de gas son los gasoductos, los cuales define el Ministerio de Minas² y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)³, como el conjunto de tuberías y accesorios de propiedad de una persona natural o jurídica, que permiten la conducción del gas.

La CREG, en el Reglamento Único de Transporte (RUT)⁴, acuñó el término Sistema Nacional de Transporte (SNT), para referirse al conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las puertas de ciudad, sistemas de distribución, usuarios no regulados, interconexiones internacionales y sistemas de almacenamiento. A su vez, las fuentes de suministro y los consumidores se conectan al SNT en los denominados puntos de entrada y puntos de salida⁵, respectivamente. En la Figura 2 se muestra el trazado de los gasoductos que actualmente conforman el SNT.

Ahora bien, a la hora de comercializar el servicio de transporte para un gasoducto, es importante determinar la máxima cantidad de gas que se puede transportar desde los puntos de entrada hasta los diferentes puntos de salida.

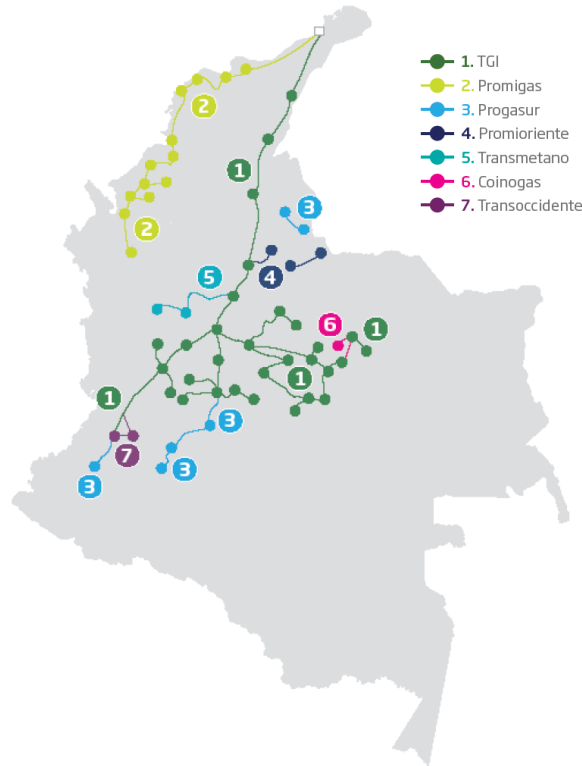
² COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 624 (22 de marzo de 1994). Por el cual se adopta el procedimiento de selección para la contratación de gasoductos de uso público [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 1994. p. 2. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=1353>>

³ COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 071 (3 de diciembre de 1999). Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - (RUT) [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 1999. p. 8. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1999-CREG071-99>>

⁴ Ibid., p. 10.

⁵ Ibid., p. 9.

Figura 2. Red de transporte de gas natural en Colombia



Fuente: PROMIGAS⁶.

A esto se le conoce como Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP), definida por la CREG⁷ como el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada año del horizonte de proyección, calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida.

⁶ PROMIGAS. Informe del Sector de Gas Natural en Colombia [en línea]. Barranquilla, 2022. p. 49. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <<https://www.promigas.com/InformeSectorGas2022/Documents/Promigas%20ISGN%20COL%202022.pdf>>

⁷ COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 175 (8 de octubre de 2021). Por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2021. p. 17. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0175_2021.htm>

Para comprender esta definición es necesario conocer los siguientes conceptos establecidos por la CREG: Horizonte de Proyección⁸, descrito como el período de tiempo con una duración igual a la de la vida útil normativa del gasoducto (...), y Día de Gas⁹, definido como día oficial de la República de Colombia que va desde las 00:00 hasta las 24:00 horas, durante el cual se efectúa el suministro y el transporte de gas.

En el anexo 5 de la Resolución CREG 175 de 2021¹⁰ se establece la metodología para la estimación de la CMMP, la cual consiste en simular la red integrada por la totalidad de los gasoductos del sistema de transporte, empleando modelos de simulación en estado transitorio y aplicando las siguientes reglas:

- Se utilizará como presión en puntos de entrada 1,200 psig, en concordancia con lo dispuesto en el artículo 2 de la Resolución CREG 050 de 2018¹¹.

⁸ COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 175 (8 de octubre de 2021). Por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2021. p. 18. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0175_2021.htm>

⁹ COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 186 (23 de septiembre de 2020). Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2020. p. 13. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0186_2020.htm>

¹⁰ COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 175 (8 de octubre de 2021). Op. cit., p. 180.

¹¹ COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 50 (16 de abril de 2018). Por la cual se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2018. p. 7. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0050_2018.htm>

- Las presiones que se simulen no deberán exceder las máximas presiones de operación permisibles (MPOP o MAOP, por sus siglas en inglés), según lo dispuesto en el numeral 4 de la Norma Técnica Colombiana NTC 3838¹², en concordancia con lo contemplado en el Código ASME B31.8¹³.
- Para cada punto de salida se utilizará el perfil horario del volumen correspondiente al día en que se presente la demanda esperada de capacidad para cada año del horizonte de proyección.
- Para encontrar el volumen máximo transportable en cada año del horizonte de proyección, se adelantará un proceso iterativo mediante incrementos a prorrata de todos los volúmenes de los puntos de salida, hasta encontrar un perfil de volumen diario por encima del cual, en algún punto de salida la presión sea inferior a la mínima pactada contractualmente o inferior a 250 psig (60 psig para sistemas regionales de transporte) si el transportador no tiene contratos firmes para ese punto, o no se cumpla con los volúmenes máximos inyectables en los puntos de entrada.
- Para aquellos gasoductos que se deriven de un sistema de transporte de otro transportador, se utilizarán las presiones promedio obtenidas por el transportador que entrega en el punto de transferencia correspondiente.
- Para aquellos sistemas de transporte que cuenten con infraestructura de compresión, se considerarán las presiones de descarga de cada compresor.

A partir de la revisión de la Ecuación General de Flujo y sus variantes, utilizadas en el modelo de simulación, es posible determinar las variables que inciden en el cálculo de la CMMP de un gasoducto.

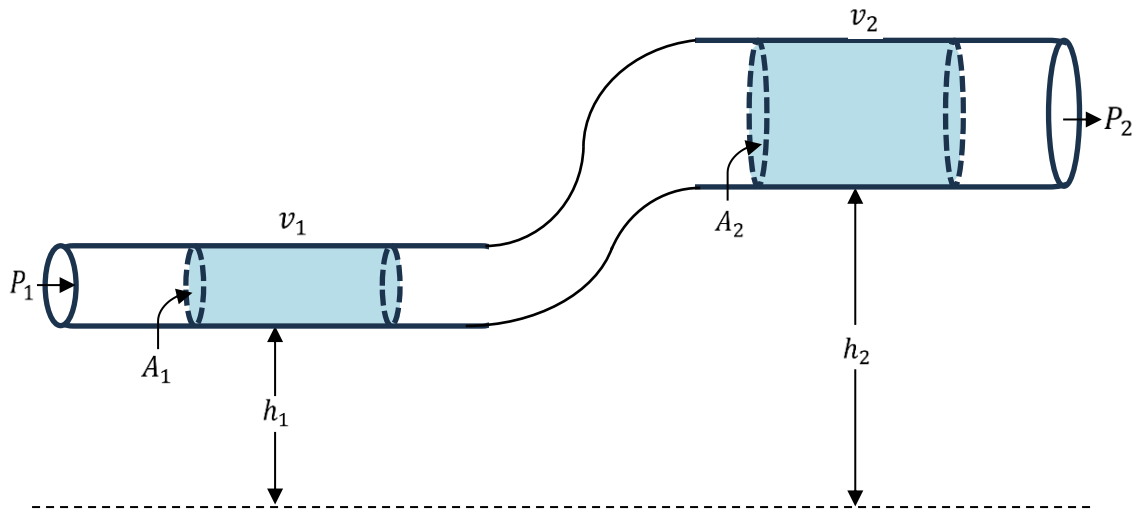
¹² INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Gasoductos. Presiones de operación permisibles para el transporte, distribución y suministro de gases combustibles. NTC 3838. Bogotá D.C.: El Instituto, 2014. 16 p.

¹³ AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS (ASME). Gas Transmission and Distribution Piping Systems. ASME B31.8. Nueva York: ASME, 2021. 228 p.

1.1 ECUACIÓN GENERAL DE FLUJO

De acuerdo con Menon¹⁴, a medida que el gas fluye a través de una tubería, el total de la energía del gas en varios puntos estará compuesto por: energía debido a la presión (P), energía cinética debido a la velocidad (v) y energía potencial debido a la elevación (h) con respecto a un punto de referencia. Uno de los principios que rige la dinámica de fluidos es la ecuación de Bernoulli, la cual resulta de aplicar la ley de la conservación de la energía a los componentes mencionados anteriormente. Para un fluido de densidad ρ , fluyendo bajo la acción de la gravedad g , entre los puntos 1 y 2 de una tubería (Ver figura 3), la expresión básica de la ecuación de Bernoulli es la siguiente (Ver ecuación 1):

Figura 3. Transformación de la energía de un fluido en movimiento entre dos puntos



Fuente: Autor.

$$P_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 + \rho g h_1 = P_2 + \frac{1}{2}\rho v_2^2 + \rho g h_2 \quad (1)$$

¹⁴ MENON, E. Shashi. Gas pipeline hydraulics. Boca Ratón: CRC, 2005. 404 p. ISBN 9780849327858

Si se consideran las pérdidas por fricción y el aumento de presión que generan los compresores, la ecuación anterior (ecuación 1) puede expresarse de la siguiente manera (Ver ecuación 2):

$$P_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 + \rho gh_1 + H_p = P_2 + \frac{1}{2}\rho v_2^2 + \rho gh_2 + h_f \quad (2)$$

A partir de la aplicación de las leyes de los gases, de simplificaciones matemáticas y de expresar algunas variables en función de las características de la tubería, se han desarrollado diversas fórmulas que buscan mostrar la relación entre las propiedades del gas, las características de la tubería y las condiciones del proceso como presión, temperatura y flujo. Teniendo en cuenta que la temperatura del gas tiende a estabilizarse a lo largo de las extensas redes de transporte, para efectos prácticos, es posible asumir un flujo isotérmico¹⁵. De las simplificaciones que resultan de esta asunción nace la denominada Ecuación General de Flujo o Ecuación Fundamental de Flujo, la cual describe el fenómeno de transporte de gas en tuberías para un sistema isotérmico y sin elevaciones en su trazado, siendo su expresión básica la siguiente (Ver ecuación 3):

$$Q = 77.54 \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{GT_f LZ f} \right)^{0.5} \times D^{2.5} \quad (3)$$

Q = Flujo de gas a condiciones estándar (SCFD)

T_b = Temperatura base (°R)

P_b = Presión base (psia)

P_1 = Presión de entrada (psia)

P_2 = Presión de salida (psia)

G = Gravedad específica del gas (adimensional)

T_f = Temperatura promedio del gas fluyendo (°R)

¹⁵ MENON, E. Shashi. Gas pipeline hydraulics. Boca Ratón: CRC, 2005. 404 p. ISBN 9780849327858

L = Longitud del segmento de tubería (millas)

Z = Factor de compresibilidad del gas (adimensional)

f = Factor de fricción (adimensional)

D = Diámetro interno de la tubería (in)

Existen diversas aplicaciones para esta ecuación, dependiendo de la fase en la que se encuentre un proyecto de transporte de gas por tuberías. En la fase de diseño hidráulico, permite calcular el diámetro interno D , requerido para el transporte de un determinado flujo de gas Q a través de la longitud L que tenga el trazado del gasoducto propuesto. Lo anterior, teniendo en cuenta la temperatura promedio del gas T_f (constante a lo largo del trazado del gasoducto), la presión P_1 a la que entrega el gas la fuente de suministro y la presión mínima requerida a la salida P_2 (generalmente asociada a las condiciones a pactar en los contratos de prestación del servicio de transporte).

Por otra parte, en la fase de operación, para un gasoducto o segmento de tubería de longitud L y diámetro interno D conocidos, permite calcular el flujo Q que se puede transportar con un determinado diferencial de presión ($P_1 - P_2$). Esto último es precisamente la base del cálculo de la CMMP, en la cual el diferencial de presión mencionado se obtiene utilizando las diferentes presiones de entrada (1,200 psig o un valor inferior acordado con el cliente) y las presiones mínimas a garantizar en los puntos intermedios (requerida para la operación de equipos compresores) y en los puntos de salida (establecidas en los contratos de transporte) junto con los respectivos consumos esperados en cada punto de salida.

Del análisis de esta ecuación (Ver ecuación 3) se deduce entonces que la CMMP, representada por el flujo Q , será directamente proporcional al diferencial de presión existente y al diámetro interno de la tubería, e inversamente proporcional a la gravedad específica del gas G , a la extensión del gasoducto L , a la temperatura del gas T_f y al factor de fricción f .

Para identificar qué ajustes pueden realizarse sobre la infraestructura de transporte de gas o sobre la operación, en aras de permitir un mayor flujo de gas y aumentar la CMMP, es necesario primero analizar el efecto que tienen el gradiente de presión y el perfil de elevación sobre el cálculo del flujo de gas. Además, definir los conceptos de número de Reynolds, factor de fricción de Darcy y factor de transmisión, y revisar el impacto que tienen sobre el cálculo del flujo de gas utilizando la Ecuación General de Flujo.

1.1.1 Gradiente de presión y presión promedio. La presión del gas no es constante a lo largo del recorrido de la tubería, por el contrario, debido a las pérdidas de presión por fricción, se genera un gradiente de presión que, a diferencia de lo que ocurre en el transporte de líquidos, no exhibe una caída de presión constante a lo largo de la longitud de la tubería.

En la figura 4 se muestra el gradiente hidráulico típico del transporte de gas por tuberías, donde se puede observar que, a medida que el gas avanza en su recorrido y se distancia del punto de entrada, se va incrementando la caída de presión.

Figura 4. Gradiente hidráulico típico del transporte de gas por tuberías



Fuente: MENON¹⁶.

Teniendo en cuenta lo anterior, para facilitar el cálculo de variables dependientes de la presión, como el factor de compresibilidad Z , es necesario dividir la longitud de tubería en pequeños segmentos y realizar los cálculos de presión promedio y demás variables para cada uno de ellos. Dependiendo de que tanto se divida la tubería para estos cálculos, más precisos serán los resultados obtenidos, pero esto implica un aumento considerable de ecuaciones a resolver, por lo cual generalmente se utilizan simuladores que cuentan con algoritmos numéricos avanzados y hacen uso de la capacidad de procesamiento computacional para resolver esa alta cantidad de ecuaciones.

La presión promedio para un segmento de tubería, con presión de entrada P_1 y presión de salida P_2 , se puede calcular con la siguiente ecuación (Ver ecuación 4):

$$P_{promedio} = \frac{2}{3} \left(P_1 + P_2 - \frac{P_1 P_2}{P_1 + P_2} \right) \quad (4)$$

¹⁶ MENON, E. Shashi. Gas pipeline hydraulics. Boca Ratón: CRC, 2005. 404 p. ISBN 9780849327858

Es importante anotar que para el cálculo de la presión promedio, las presiones de entrada y salida deben estar en unidades de presión absoluta, teniendo en cuenta que las presiones utilizadas en la Ecuación General de Flujo se encuentran expresadas de esta manera. Para ello solo debe adicionarse la presión base a la presión manométrica. La CREG en la resolución 050 de 2018¹⁷ establece los valores base aceptados en Colombia: presión estándar de 14.7 psia y temperatura estándar de 60°F.

1.1.2 Elevación (*h*). La Ecuación General de Flujo mostrada anteriormente (Ver ecuación 3) considera una tubería horizontal sin cambios en la elevación entre el punto de entrada y el punto de salida. Para tener en cuenta los cambios de elevación, se utiliza la siguiente versión modificada (Ver ecuación 5):

$$Q = 77.54 \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - e^s P_2^2}{GT_f L_e Z f} \right)^{0.5} \times D^{2.5} \quad (5)$$

En esta versión modificada de la Ecuación General de Flujo se incluye el término e^s y sustituye la longitud L por la longitud equivalente L_e , para tener en cuenta en el cálculo los cambios en la elevación. La longitud equivalente se calcula, en función del parámetro adimensional de ajuste de elevación s , de la siguiente manera (Ver ecuación 6):

$$L_e = \frac{L(e^s - 1)}{s}; \quad e = \textit{euler} \quad (6)$$

¹⁷ COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 50 (16 de abril de 2018). Por la cual se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2018. p. 7. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0050_2018.htm>

El término adimensional s se calcula a partir de la gravedad específica del gas G , la elevación del punto de entrada h_1 , la elevación del punto de salida h_2 , la temperatura del gas T_f y el factor de compresibilidad Z , utilizando la siguiente ecuación (Ver ecuación 7):

$$s = 0.0684G \left(\frac{h_2 - h_1}{T_f Z} \right) \quad (7)$$

Teniendo en cuenta que a lo largo del trazado de un gasoducto puede presentarse varios cambios de elevación, es necesario dividir el gasoducto en segmentos tantas veces como existan cambios de elevación, y expresar la longitud equivalente como una sumatoria del producto de la longitud y cambio de elevación de cada segmento de tubería, como se muestra a continuación (Ver ecuaciones 8 y 9):

$$L_e = j_1 L_1 + j_2 L_2 e^{s_1} + j_3 L_3 e^{s_2} + \dots + j_n L_n e^{s_{n-1}} \quad (8)$$

$$j = \frac{e^s - 1}{s} \quad (9)$$

1.1.3 Número de Reynolds (Re). Menon¹⁸ define el número de Reynolds como un parámetro adimensional utilizado para caracterizar el tipo de flujo en una tubería. La ecuación para el cálculo del número de Reynolds, en función de las propiedades del gas, el flujo y del diámetro de la tubería, es la siguiente (Ver ecuación 10):

$$Re = 0.0004778 \left(\frac{P_b}{T_b} \right) \left(\frac{GQ}{\mu D} \right) \quad (10)$$

Re = Número de Reynolds (adimensional)

¹⁸ MENON, E. Shashi. Gas pipeline hydraulics. Boca Ratón: CRC, 2005. 404 p. ISBN 9780849327858

P_b = Presión base (psia)

T_b = Temperatura base (°R)

G = Gravedad específica del gas (adimensional)

Q = Flujo de gas a condiciones estándar (SCFD)

D = Diámetro interno de la tubería (in)

μ = Viscosidad del gas (lb/ft-s)

Los tipos de flujo en tubería se clasifican en función del número de Reynolds así: flujo laminar para Re inferiores a 2000, flujo turbulento para Re superiores a 4000 y zona de transición para Re entre 2000 y 4000, en la cual el régimen de flujo es inestable pasando constantemente de flujo laminar a turbulento y viceversa.

1.1.4 Factor de fricción (f). El factor de fricción o coeficiente de resistencia de Darcy-Weisbach es un parámetro adimensional utilizado en la ecuación desarrollada por estos investigadores para el cálculo de las pérdidas de energía debido a la fricción que ocurre entre las moléculas del gas fluyendo y las paredes de la tubería. El valor de este factor dependerá del número de Reynolds y la ecuación para su cálculo varía en función del régimen de flujo. La siguiente ecuación aplica para regímenes de flujo laminar (Ver ecuación 11):

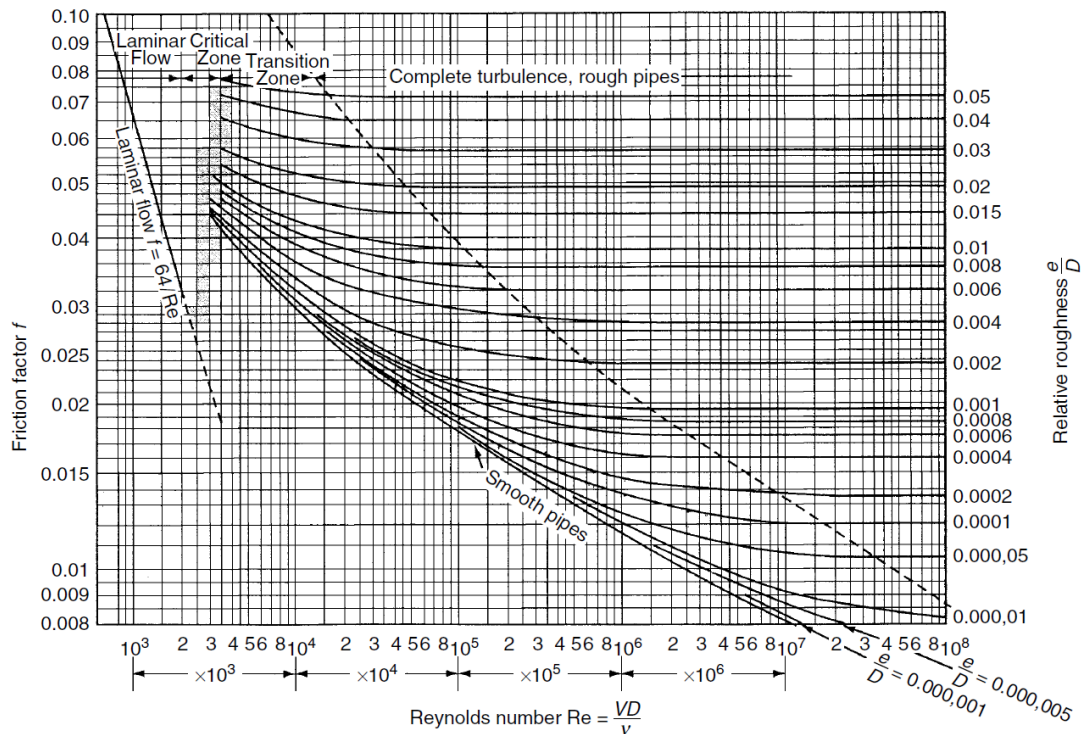
$$f = \frac{64}{Re} \quad (11)$$

No obstante, el flujo de gas natural a través de tuberías se caracteriza por tener valores de Reynolds muy superiores a 4000, incluso del orden de millones, lo cual exhibe un comportamiento inequívocamente turbulento.

Para este régimen de flujo el factor de fricción dependerá de otros factores además del número de Reynolds, como la rugosidad y el diámetro interno de la tubería. Dependiendo de que tan elevado sea el Re , existen tres subdivisiones dentro del régimen turbulento: flujo turbulento en tubería lisa, flujo turbulento en tubería rugosa y flujo turbulento de transición entre tubería lisa y tubería rugosa.

En el régimen turbulento de tubería lisa, aplicable a tuberías con rugosidad despreciable, el factor de fricción dependerá solo del número de Reynolds. En el régimen turbulento de tubería rugosa, el factor de fricción dependerá en mayor medida de la rugosidad absoluta de la tubería. El Diagrama de Moody muestra la relación entre el factor de fricción, el número de Reynolds y la rugosidad relativa (e/D) para los diferentes regímenes de flujo (Ver figura 5):

Figura 5. Diagrama de Moody



Fuente: MENON¹⁹.

¹⁹ MENON, E. Shashi. Gas pipeline hydraulics. Boca Ratón: CRC, 2005. 404 p. ISBN 9780849327858

En la tabla 1 se relacionan los valores típicos de rugosidad interna para diferentes materiales utilizados en la construcción de tuberías:

Tabla 1. Rugosidad típica para diferentes materiales

Material de la tubería	Rugosidad absoluta (e) [in]
Acero remachado	0.0354 a 0.354
Acero comercial	0.0018
Hierro fundido	0.0102
Hierro galvanizado	0.0059
Hierro asfaltado fundido	0.0047
Hierro forjado	0.0018
PVC, vidrio, tubería pulida	0.000059
Concreto	0.0118 a 0.118

Fuente: MENON²⁰.

1.1.5 Factor de transmisión (F). Es un parámetro adimensional opuesto al factor de fricción, que puede entenderse como una medida directa de la facilidad para mover cierta cantidad de gas a través de una tubería²¹. A continuación, se muestra la relación entre el factor de fricción y el factor de transmisión (Ver ecuación 12):

$$F = \frac{2}{\sqrt{f}} \quad (12)$$

La Ecuación General de Flujo puede expresarse en términos del factor de transmisión, quedando de la siguiente manera (Ver ecuación 13):

$$Q = 38.77F \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{GT_f LZ} \right)^{0.5} \times D^{2.5} \quad (13)$$

²⁰ MENON, E. Shashi. Gas pipeline hydraulics. Boca Ratón: CRC, 2005. 404 p. ISBN 9780849327858

²¹ Ibid.

1.2 ECUACIONES DE FLUJO EMPÍRICAS

Diversos investigadores han desarrollado varias correlaciones empíricas para el cálculo del factor de fricción o el factor de transmisión para regímenes de flujo turbulento, para luego utilizarlos en la Ecuación General de Flujo (Ver ecuación 3). Dentro de éstas se encuentran las ecuaciones de Colebrook-White y AGA.

Otros autores han desarrollado sus propias versiones modificadas de la Ecuación General de Flujo, como las ecuaciones de Weymouth y Panhandle, en las cuales no se utiliza el factor de fricción y es reemplazado por coeficientes o parámetros adimensionales, como la eficiencia de la tubería, los cuales también resultan del análisis de grandes bases de datos de laboratorio. Es necesario entonces, revisar las ecuaciones de flujo de gas más utilizadas en la industria, y sus características, para seleccionar la más adecuada para los cálculos de capacidad de transporte durante el desarrollo de este proyecto.

1.2.1 Colebrook-White. Es una de las ecuaciones más utilizadas en la industria para simular el transporte de gas por gasoductos, debido a que sus resultados se encuentran en el punto intermedio respecto a otras ecuaciones, algunas más conservadoras y otras más arriesgadas. Propone la siguiente expresión para el cálculo del factor de fricción para regímenes de flujo turbulento²² (Ver ecuación 14):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{e}{3.7D} + \frac{2.51}{Re\sqrt{f}} \right) \quad (14)$$

²² MENON, E. Shashi. Gas pipeline hydraulics. Boca Ratón: CRC, 2005. 404 p. ISBN 9780849327858

Para el uso de esta ecuación es necesario realizar un proceso iterativo, asumiendo un valor inicial para el factor de fricción, generalmente pequeño como 0.01, sustituirlo en la parte derecha de la ecuación para obtener un nuevo valor de fricción.

Se repite este proceso hasta que el factor de fricción utilizado en la ecuación y el resultante converjan, para lo cual generalmente se requieren 3 a 4 iteraciones. Otra forma de resolver esta iteración es asumir inicialmente un régimen de flujo turbulento en tubería rugosa, con lo cual es número de Reynolds es tan alto que el último término de la ecuación se vuelve despreciable, quedando la siguiente expresión simplificada que permite calcular el valor inicial de f para el proceso iterativo, únicamente utilizando el diámetro y la rugosidad de la tubería (Ver ecuación 15):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{e}{3.7D} \right) \quad (15)$$

1.2.2 Colebrook-White Modificada. En 1956 el Bureau de Minas de Estados Unidos publicó un reporte que introducía una versión más conservadora de la ecuación Colebrook-White, que genera factores de fricción un poco más altos en comparación con la ecuación original²³. A continuación, se muestra la ecuación Colebrook-White Modificada (Ver ecuación 16):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{e}{3.7D} + \frac{2.825}{Re\sqrt{f}} \right) \quad (16)$$

²³ MENON, E. Shashi. Gas pipeline hydraulics. Boca Ratón: CRC, 2005. 404 p. ISBN 9780849327858

Es observable que esta ecuación generará resultados similares a la de Colebrook-White original cuando se tengan números de Reynolds muy elevados que vuelvan despreciable el segundo término, donde se diferencia la ecuación modificada de la original.

1.2.3 AGA. También conocida como método AGA NB-13, fue publicada por la Asociación Americana de Gas entre 1964 y 1965. Plantea el uso de dos ecuaciones para el cálculo del factor de transmisión F , para luego escoger el menor valor y aplicarlo en la Ecuación General de Flujo (Ver ecuación 13)²⁴.

La primera ecuación, denominada ecuación de Von Karman de tubería rugosa, calcula el factor de transmisión para régimen de flujo totalmente turbulento, y se expresa así (Ver ecuación 17):

$$F = 4 \log \left(\frac{3.7D}{e} \right) \quad (17)$$

La segunda ecuación, denominada ecuación de Von Karman de tubería lisa, calcula el factor de transmisión para régimen de flujo parcialmente turbulento, introduciendo un nuevo parámetro llamado factor de arrastre de la tubería (D_f), el cual depende del índice de curvatura o BI (por sus siglas en inglés). A continuación, se muestran las ecuaciones de Von Karman de tubería lisa (Ver ecuación 18) y la tabla de factores de arrastre para diferentes índices de curvatura y recubrimientos de tubería (Ver tabla 2):

$$F = 4 \log \left(\frac{Re}{1.4125F_t} \right); \text{ donde } F_t = 4 \log \left(\frac{Re}{F_t} \right) - 0.6 \quad (18)$$

²⁴ MENON, E. Shashi. Gas pipeline hydraulics. Boca Ratón: CRC, 2005. 404 p. ISBN 9780849327858

Tabla 2. Factores de arrastre para diferentes índices de curvatura y recubrimientos de tubería

	Índices de curvatura (<i>Bl</i>)		
	Bajo 5° a 10°	Promedio 60° a 80°	Alto 200° a 300°
Acero descubierto	0.975–0.973	0.960–0.956	0.930–0.900
Recubrimiento plástico	0.979–0.976	0.964–0.960	0.936–0.910
Acero pulido marraneable	0.982–0.980	0.968–0.965	0.944–0.920
Pulida con chorro de arena	0.985–0.983	0.976–0.970	0.951–0.930

Fuente: MENON²⁵.

1.2.4 Weymouth. Esta ecuación es recomendada para sistemas de recolección de gran diámetro que operen a altas presiones y manejen altos caudales²⁶. En ella se puede observar que no utiliza el factor de fricción o transmisión, y en cambio presenta una versión modificada de la Ecuación General de Flujo con la introducción de un parámetro de eficiencia *E* (decimal menor o igual a 1.0), como se muestra a continuación (Ver ecuación 19):

$$Q = 433.5E \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - e^s P_2^2}{GT_f L_e Z} \right)^{0.5} \times D^{2.667} \quad (19)$$

1.2.5 Panhandle A. Esta ecuación fue desarrollada para gasoductos con números de Reynolds entre 5 y 10 millones, teniendo en cuenta que nace del análisis de una vasta información histórica de gasoductos con Re en este rango. La expresión general de esta ecuación es la siguiente (Ver ecuación 20):

$$Q = 435.87E \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1.0788} \left(\frac{P_1^2 - e^s P_2^2}{G^{0.8539} T_f L_e Z} \right)^{0.5394} \times D^{2.6182} \quad (20)$$

²⁵ MENON, E. Shashi. Gas pipeline hydraulics. Boca Ratón: CRC, 2005. 404 p. ISBN 9780849327858

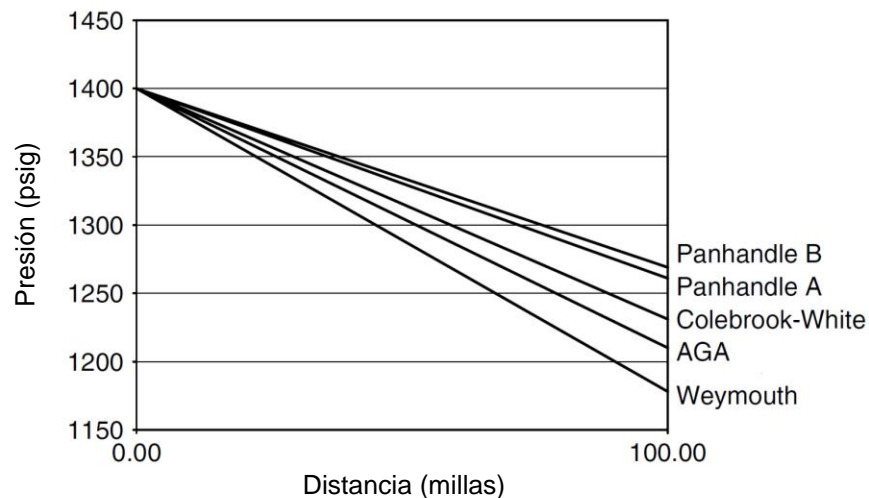
²⁶ Ibid.

1.2.6 Panhandle B. También conocida como Ecuación Panhandle Revisada, es una modificación de la ecuación Panhandle A, aplicable a gasoductos de grandes diámetros que operan a alta presión²⁷. A continuación, se muestra su expresión (Ver ecuación 21):

$$Q = 737E \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1.02} \left(\frac{P_1^2 - e^s P_2^2}{G^{0.961} T_f L_e Z} \right)^{0.51} \times D^{2.53} \quad (21)$$

La selección de la ecuación para describir el fenómeno del transporte de gas por tuberías tiene un alto impacto en el diseño de los gasoductos y en la simulación de las condiciones de operación, porque cada una entregará un resultado de flujo diferente para las mismas condiciones de diseño y operación, o visto de otra manera, asumirá una pérdida por fricción diferente para las mismas condiciones de diseño y operación. En la siguiente gráfica se observa una comparación de la presión de salida resultante, utilizando diferentes ecuaciones de flujo para las mismas condiciones de presión de entrada, distancia y flujo (Ver figura 6):

Figura 6. Comparación de ecuaciones de flujo



Fuente: MENON²⁸.

²⁷ MENON, E. Shashi. Gas pipeline hydraulics. Boca Ratón: CRC, 2005. 404 p. ISBN 9780849327858

²⁸ Ibid

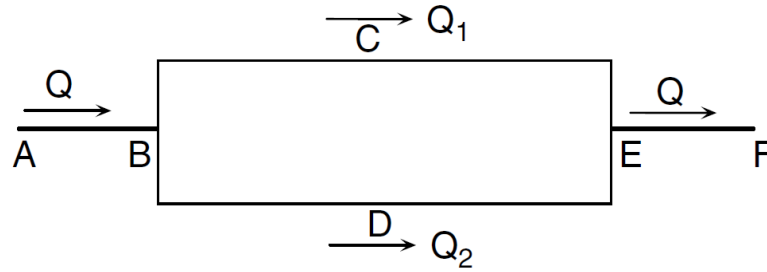
Se puede observar como a medida que el gas recorre una mayor distancia se incrementa la diferencia en la caída de presión y por ende en la presión de salida resultante. También se puede concluir que, como se dijo anteriormente, Colebrook-White es la ecuación con los resultados más balanceados, dado que no es demasiado conservadora como Weymouth, que aplica una gran restricción al flujo y con ello una mayor caída de presión, ni tampoco es tan poco conservadora y arriesgada como las ecuaciones de Panhandle, que suponen valores más bajos de fricción. Para el desarrollo del presente trabajo de investigación se utilizará la ecuación Colebrook-White en conjunto con la Ecuación General de Flujo.

Una vez revisadas las diferentes ecuaciones disponibles para el cálculo del factor de fricción, e identificado como incide cada una de las variables descritas anteriormente en el cálculo de la capacidad de transporte, es importante mencionar que existen ocasiones en las que se hace necesario incrementar la CMMP de un gasoducto existente para transportar volúmenes adicionales de gas.

Este gas adicional es el resultado de dos factores: el aumento en la oferta, debido a la optimización de la producción de pozos existentes o al descubrimiento y desarrollo de nuevos recursos y reservas de gas natural; y el aumento en la demanda con ocasión de la conexión al gasoducto de nuevos clientes o un mayor requerimiento de gas de los clientes existentes.

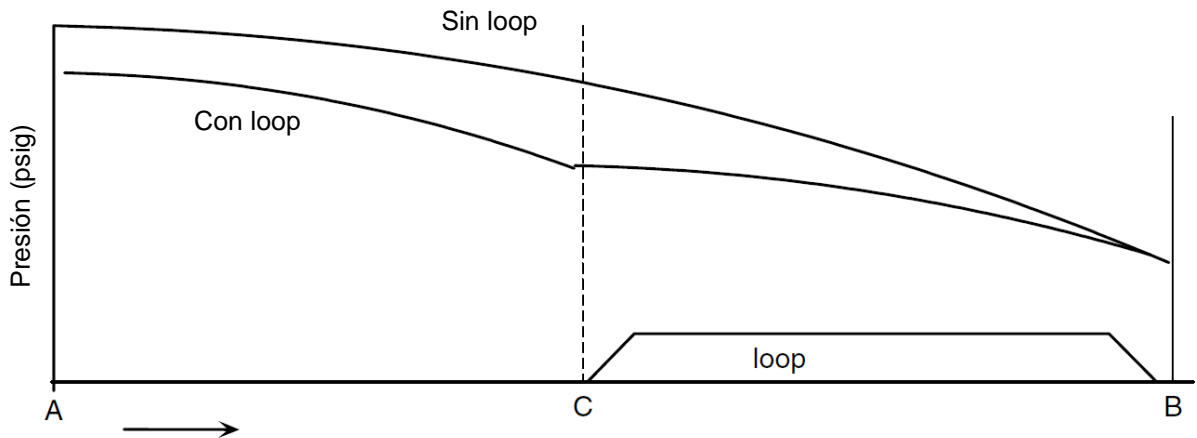
Para cumplir este objetivo existen diversas alternativas, entre las cuales se pueden destacar: el reemplazo de un segmento del gasoducto por uno de mayor diámetro para reducir la caída de presión; la construcción de *loops* o segmentos de tubería instalados en paralelo al gasoducto original para también reducir la caída de presión al bifurcar el flujo (Ver figuras 7 y 8); y la instalación de estaciones compresoras en puntos intermedios del gasoducto para aumentar nuevamente la presión del gas y así compensar las caídas de presión.

Figura 7. Esquema de gasoducto con *loop* o tubería instalada en paralelo.



Fuente: MENON²⁹.

Figura 8. Efecto de la instalación de un *loop* en la caída de presión y la presión de entrada requerida.



Fuente: MENON³⁰.

Cada una de éstas tiene ventajas y desventajas que deben ser evaluadas a la luz de los aspectos técnicos, económicos y regulatorios asociados al gasoducto que requiere un incremento en su capacidad de transporte. Para el desarrollo de este proyecto solo se estudia la alternativa de compresión para el incremento de la capacidad de transporte.

²⁹ MENON, E. Shashi. Gas pipeline hydraulics. Boca Ratón: CRC, 2005. 404 p. ISBN 9780849327858

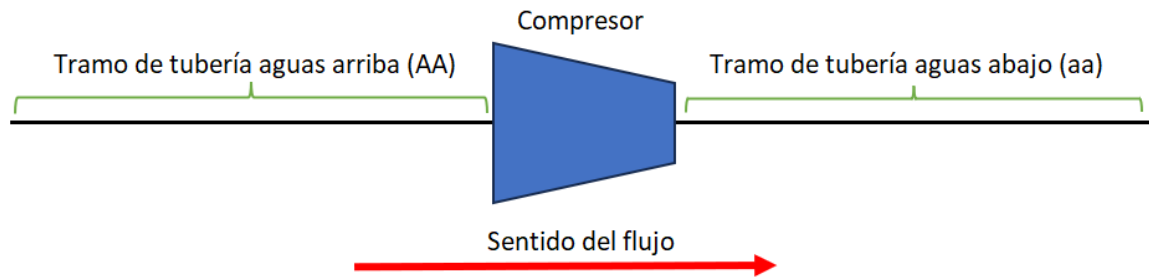
³⁰ Ibid

1.3 SISTEMAS DE COMPRESIÓN

La instalación de una estación compresora en un punto intermedio del gasoducto permite incrementar la capacidad de transporte generalmente sin la necesidad de modificar las condiciones de presión pactadas en los puntos de entrada y los puntos de salida. Esto es de gran utilidad teniendo en cuenta que habitualmente los gasoductos operan con presiones en los puntos de entrada ligeramente inferiores a la MPOP para la cual fueron diseñados, lo que impide aumentar esta condición; y por otra parte los clientes han diseñado sus plantas acorde a la presión mínima que se acordó garantizarles según lo contemplado en sus contratos de transporte, lo cual, si bien es susceptible de modificación, implica procesos complejos y costosos como la negociación de nuevas condiciones contractuales y la adecuación de sus instalaciones y procesos internos a una nueva condición de presión, que en algunos casos resultan inviables.

Para entender como el proceso de compresión consigue aumentar la capacidad de transporte, es necesario primero definir dos términos utilizados en la industria para identificar la ubicación de componentes de un gasoducto con respecto a un punto de referencia según el sentido de flujo: aguas arriba y aguas abajo. Tomando como referencia un componente del gasoducto, como por ejemplo una estación compresora, el término aguas arriba o *upstream* es utilizado para referirse a todo aquello que se encuentra antes de llegar a la estación compresora siguiendo el sentido de flujo del gas. Siguiendo este mismo ejemplo, el término aguas abajo se utiliza para referirse a todo aquello que se encuentra después de la estación compresora siguiendo el sentido de flujo del gas. En la figura 9 se muestra un ejemplo del uso de esta terminología.

Figura 9. Uso de los términos aguas arriba y aguas abajo.

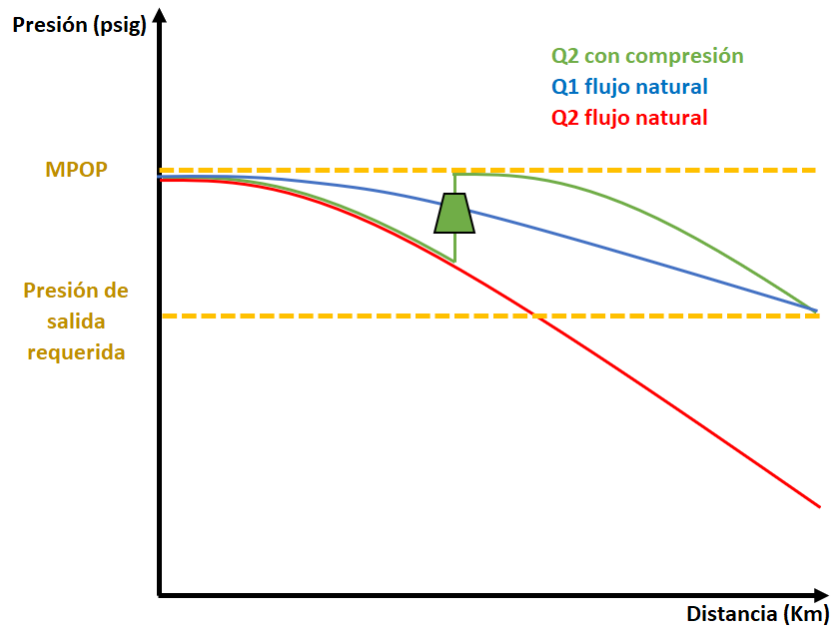


Fuente: Autor.

El incremento en la capacidad de transporte que ofrece la instalación de un sistema de compresión en un punto intermedio del gasoducto ocurre gracias a dos mecanismos de acción inherentes al proceso de compresión. En primer lugar, con la puesta en servicio de una estación compresora se disminuye la presión en la succión o entrada al compresor, generando un mayor diferencial de presión en el tramo de tubería aguas arriba de la estación compresora, lo que da como resultado la capacidad de transportar un mayor flujo de gas, acorde con lo mencionado con anterioridad al analizar la Ecuación General de Flujo (Ver ecuación 3).

En segundo lugar, se aumenta la presión del gas a la salida o descarga de la estación compresora, con respecto a la presión que hubiese en dicho punto sin compresión, lo cual compensa el incremento en la caída de presión que se espera en el tramo aguas abajo por el aumento del flujo de gas, y de esta manera cumplir con la presión mínima requerida en los puntos de salida. A continuación, se muestra una comparación de los gradientes típicos de presión de un gasoducto en escenario de flujo natural (sin compresión) y con una estación compresora en un punto intermedio, cuando se aumenta el flujo de Q_1 a Q_2 (Ver figura 10):

Figura 10. Comparativa de gradientes de presión típicos para flujo natural y compresión al aumentar el flujo de gas de Q_1 a Q_2 .



Fuente: Autor.

Teniendo en cuenta las dos acciones que cumplen las estaciones compresoras acorde a lo mencionado anteriormente, se puede decir que existen dos tipos de estaciones compresoras según la finalidad para la cual se requiere instalarla en un gasoducto. Por un lado, están aquellas estaciones compresoras que se instalan en un punto intermedio del gasoducto con el principal objetivo de permitir un mayor flujo de gas desde las fuentes de suministro o puntos de entrada conectados aguas arriba, con respecto a la capacidad de transporte que tiene el gasoducto en flujo natural, apoyado en el aumento del diferencial de presión al que hace referencia el primer mecanismo de acción mencionado anteriormente.

Por otro lado, están aquellas estaciones compresoras denominadas *booster*, las cuales se instalan con el principal objetivo de mejorar las condiciones de presión en el tramo aguas abajo, para cubrir los requerimientos de presión en los puntos de salida, cuando se presentan condiciones como: aumento de la caída de presión por incremento del flujo, déficit en las entregas de gas o disminución de la presión en las fuentes de suministro. No obstante, independientemente de la finalidad para la cual es instalada una estación compresora, si llegase a requerirse, una estación concebida para aumentar la capacidad de transporte puede ser utilizada como *booster* ante un evento de bajas presiones en el gasoducto y viceversa.

Particularmente las estaciones compresoras instaladas para permitir un mayor flujo de gas cumplen una función importante a la hora de mantener una operación segura del gasoducto que proteja la integridad de los trabajadores, las comunidades vecinas y la infraestructura. Cuando se recibe en los puntos de entrada un flujo de gas mayor al que está en capacidad de transportar el gasoducto por flujo natural, el proceso de compresión permite el paso de ese flujo adicional, evitando la acumulación de gas y el consecuente aumento de la presión en el tramo aguas arriba de la estación compresora. Evitar este aumento excesivo de la presión es de vital importancia para impedir que se materialicen eventos indeseados como: cierre de válvulas de protección contra altas presiones, afectación del recibo de gas en las fuentes de suministro o del consumo en los puntos de salida, y afectación de la integridad del gasoducto que ponga en riesgo a los trabajadores y a las comunidades vecinas.

Ahora bien, es importante mencionar que la capacidad de transporte adicional que aporta la instalación y puesta en servicio de una estación compresora no necesariamente es utilizada a diario. Parafraseando a Rueda³¹, tener una compresora en servicio más tiempo del que realmente requiere la operación da lugar a sobre costos considerables debido al aumento de variables como las horas en servicio, el consumo de gas combustible, los consumibles requeridos para el mantenimiento, entre otras, que terminan generando un impacto negativo en los indicadores económicos del transportador. A continuación, se revisan con mayor detalle algunas de estas variables:

1.3.1 Consumo de gas combustible. En una estación compresora son varios los equipos que necesitan gas natural para su funcionamiento, tales como: generadores eléctricos a gas que ofrecen autonomía para el funcionamiento de equipos auxiliares y/o del mismo compresor para no depender de la disponibilidad de la red eléctrica comercial; actuadores que utilizan el gas para operar neumáticamente las válvulas de la estación; y los compresores que obtienen energía mecánica de la combustión del gas, que luego utilizan en el proceso de compresión. Este último elemento es el principal responsable del consumo total de gas combustible de la estación.

La cantidad de gas combustible que consumen los compresores está sujeta a diversas condiciones del proceso como las presiones de succión y descarga, el flujo de gas a comprimir, la temperatura del gas, entre otras. No obstante, basada en la ficha técnica del fabricante o en el análisis de información histórica del consumo del compresor, se puede establecer un consumo promedio de gas combustible por cada hora que el compresor esté en servicio. De cualquier modo, más horas de compresión representará un mayor consumo de gas combustible.

³¹ RUEDA ALQUICHIRE, Ricardo. Prácticas de manejo y operación integralmente eficientes de una estación compresora de gas – aplicación caso estación compresora de un gasoducto colombiano. Trabajo de grado Máster en Ingeniería de Petróleo y Gas. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2022.78 p.

Si bien el consumo de gas combustible se mide en unidades de volumen como KPC (kilo-pie cúbico o 1000 pies cúbicos estándar) o su equivalente en el sistema internacional SI, la CREG³² establece que las solicitudes de transporte y suministro de gas natural se deben realizar en la unidad de medida de energía MBTU (mega-BTU o un millón de BTU). Para realizar la conversión de volumen a energía se debe utilizar el poder calorífico representativo aplicable al gas recibido en la compresora, expresado en unidades de MBTU/KPC.

Una vez se tiene el consumo en unidades de energía, es necesario establecer su valor monetario utilizando el precio del suministro de gas natural expresado en USD/MBTU (dólares por millón de BTU). Para ello, es importante mencionar que mediante la resolución 088 de 2013 la CREG³³ liberó el precio del gas natural puesto en punto de entrada al sistema nacional de transporte. De acuerdo con esto, para monetizar el consumo de gas combustible se debe utilizar el precio pactado en un contrato de suministro o en su defecto utilizar el precio de referencia del mercado mayorista de gas natural. Según la Bolsa Mercantil de Colombia³⁴, quien cumple las funciones de Gestor de Mercado de Gas, el precio promedio del suministro de gas natural en el mercado primario para el último trimestre del año 2023 fue de 6.82 USD/MBTU.

³² COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 071 (3 de diciembre de 1999). Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - (RUT) [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 1999. p. 23. [consultado el 28 de diciembre de 2023]. Disponible en: <<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1999-CREG071-99>>

³³ COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 088 (11 de agosto de 2013). Por la cual se libera el precio del gas natural puesto en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 1999. p. 5. [consultado el 5 de enero de 2024]. Disponible en: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0088_2013.htm>

³⁴ BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Informe trimestral del mercado de gas natural: septiembre 2023 a noviembre 2023 [en línea]. Santafé de Bogotá, 2023. 54 p. [consultado el 5 de enero de 2024]. Disponible en: <<https://www.bmcbec.com.co/informes/informes-trimestrales>>

1.3.2 Mantenimiento. De acuerdo con Bohlin³⁵, la práctica común para elaborar el plan de mantenimiento de los turbocompresores es programar los mantenimientos preventivos con base en las Horas de Operación Equivalente (*EOH* por sus siglas en inglés) y ciclos o número de arranques del turbocompresor. En 2006 Naga y Achutha³⁶ condujeron una investigación para desarrollar una política de mantenimiento óptima para un turbocompresor, en la cual encontraron que la frecuencia óptima para realizarle mantenimientos preventivos al turbocompresor es de 2,213 horas de operación equivalente, para lo cual consideraron diferentes frecuencias y evaluaron costos asociados y el grado de deterioro que sufrían las piezas del turbocompresor.

De acuerdo con lo anterior, tener el compresor en servicio más horas de las requeridas por la operación implica una aceleración innecesaria del desgaste de las piezas del compresor que reduce la frecuencia entre cada mantenimiento preventivo. Naga y Achutha³⁷ indican en su estudio que cada mantenimiento preventivo tiene un costo estimado de 3,000 USD, a lo que se suma el costo que deriva de tener la unidad compresora no disponible durante 50 horas que aproximadamente toma realizar el mantenimiento, debido a las horas de mantenimiento que se deben declarar sobre los contratos con los clientes si no existe una unidad compresora de respaldo en la estación.

³⁵ BOHLIN, Markus, et. al. A tool for gas turbine maintenance scheduling [en línea]. En: Conferencia de aplicaciones innovadoras de inteligencia artificial. (21: 14-16, julio 2009: Pasadena, California). Asociación para el avance de la inteligencia artificial. p. 2. [consultado el 20 de enero de 2024]. Disponible en: <<https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1042708/FULLTEXT01.pdf>>

³⁶ NAGA, Srinivasa y ACHUTHA, Naikan. An optimal maintenance policy for compressor of a gas turbine power plant. En: Journal of engineering for gas turbines and power [en línea]. Nueva York: American Society of Mechanical Engineers (ASME), marzo de 2008. vol 130, p. 1-5. [Consultado el 20 de enero de 2024]. DOI: 10.1115/1.2795762. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/239399967_An_Optimal_Maintenance_Policy_for_Compressor_of_a_Gas_Turbine_Power_Plant>.

³⁷ Ibid., p. 4.

1.3.3 Huella de carbono. La norma ISO 14064-1³⁸ define los gases de efecto invernadero (GEI) como componentes gaseosos de la atmósfera, tanto natural como antropogénicos, que absorben y emiten radiación a longitudes de onda específicas dentro del espectro de radiación infrarroja emitida por la superficie terrestre, la atmósfera y las nubes. Los seis tipos de GEI contemplados en el anexo A del protocolo de Kioto³⁹ son: dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF_6).

De acuerdo con Incombustión⁴⁰, Colombia adquirió compromisos al suscribir la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, entre ellos llevar un Inventario Nacional de Emisiones antropogénicas de todos los gases de efecto invernadero no controlados por el protocolo de Montreal, que permita monitorear el aporte de GEI del país y establecer planes de mitigación en conjunto con el sector productivo. Por ello, se han sumado muchas empresas, incluyendo el sector minero-energético, estableciendo rutas de descarbonización que contemplen planes de acción y métricas que permitan monitorear y reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero.

³⁸ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARIZATION (ISO). Greenhouse gases — Part 1: Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals. ISO 14064-1. Ginebra, Suiza: ISO, 2018.

³⁹ NACIONES UNIDAS. Protocolo de Kioto de la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático [en línea]. Kioto, 1998. p. 25. [consultado el 10 de febrero de 2024]. Disponible en: <<https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>>

⁴⁰ INCOMBUSTIÓN. Consultoría técnica para el fortalecimiento y mejora de la base de datos de factores de emisión de los combustibles colombianos – FECOC [en línea]. Medellín, 2016. p. 9. [consultado el 10 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://www.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones/aplicacion/Informe_Final_FECOC.pdf>

La huella de carbono es una métrica de las empresas para llevar un control de sus emisiones y evaluar la efectividad de las actividades implementadas para su reducción. La Sociedad Pública de Gestión Ambiental del Gobierno Vasco - IHOBE⁴¹ define la huella de carbono como la cantidad total de GEI causados directa o indirectamente por una organización, un producto o un servicio, medido en toneladas de CO2 equivalente, las cuales tienen en cuenta los seis gases de efecto invernadero mencionados anteriormente. A su vez, IHOBE⁴² indica que la metodología estándar para el cálculo de la huella de carbono de una organización es la contemplada en la familia de normas ISO 14064.

De acuerdo con la ISO 14064:1⁴³ para determinar la huella de carbono de un proceso se debe primero determinar su factor de emisión. Incombustión⁴⁴ define el factor de emisión (FE) como la relación entre la cantidad de contaminante emitido a la atmósfera y una unidad de actividad humana (AD) que da lugar a emisiones que se producen durante un determinado período de tiempo. Los FE se expresan en unidad de peso de GEI por unidad de volumen, peso o energía asociada al proceso generador de GEI. A continuación, se muestra la ecuación para calcular las emisiones de gases de efecto invernadero de un proceso o actividad (Ver ecuación 22):

⁴¹ SOCIEDAD PÚBLICA DE GESTIÓN AMBIENTAL DEL GOBIERNO VASCO - IHOBE. Guía metodológica para la aplicación de la norma UNE-ISO 14064-1:2006 para el desarrollo de inventarios de gases de efecto invernadero en organizaciones [en línea]. Bilbao: Departamento de Medio Ambiente, Planificación Territorial, Agricultura y Pesca del Gobierno Vasco; 2012. p. 11. [consultado el 10 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://www.euskadi.eus/contenidos/documentacion/uneiso14064/es_def/adjuntos/PUB-2012-019-f-C-001.pdf>

⁴² Ibid., p. 12.

⁴³ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION (ISO). Greenhouse gases — Part 1: Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals. ISO 14064-1. Ginebra, Suiza: ISO, 2018.

⁴⁴ INCOMBUSTIÓN. Consultoría técnica para el fortalecimiento y mejora de la base de datos de factores de emisión de los combustibles colombianos – FECOC [en línea]. Medellín, 2016. p. 9. [consultado el 10 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://www.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones/aplicacion/Informe_Final_FECOC.pdf>

$$\text{Emisiones de GEI [toneladas]} = FE \times AD \quad (22)$$

Según Incombustión⁴⁵ para cada uno de los seis GEI mencionados existe un FE según el tipo de combustible, el proceso de combustión y la tecnología utilizada. La UPME desarrolló una herramienta llamada FECOC (Factores de emisión de los combustibles colombianos), en la cual se relacionan factores de emisión para 68 tipos de combustibles, siendo su última actualización en el 2016 a cargo de Incombustión⁴⁶.

Teniendo en cuenta que la estación compresora objeto de estudio recibe el suministro de gas combustible de diferentes fuentes, con una proporción que varía cambiante diariamente, para este proyecto se utilizarán los FE del combustible denominado Gas Natural Genérico, reportados en el informe final de FECOC2016 elaborado por Incombustión⁴⁷. A continuación, se listan los FE mencionados para el CO_2 , CH_4 y N_2O , que conforman el grupo de GEI generados en el proceso de combustión del gas natural (Ver tabla 3):

Tabla 3. Factores de emisión del Gas Natural Genérico según FECOC 2016

FE [Kg CO_2 equivalente/ m^3 std]	CO_2	CH_4	N_2O
	1.9806	0.00099603	0.0009828

Fuente: INCOMBUSTIÓN⁴⁸.

⁴⁵ INCOMBUSTIÓN. Consultoría técnica para el fortalecimiento y mejora de la base de datos de factores de emisión de los combustibles colombianos – FECOC [en línea]. Medellín, 2016. p. 52. [consultado el 10 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://www.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones/aplicacion/Informe_Final_FECOC.pdf>

⁴⁶ Ibid., p. 10.

⁴⁷ Ibid., p. 30-33.

⁴⁸ Ibid., p. 30-33.

Teniendo en cuenta lo anterior, un mayor consumo de gas combustible representa una mayor emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera. A partir de la reducción del consumo de gas combustible que se obtenga de un proceso o mejora implementada en la estación compresora, es posible estimar su impacto sobre la huella de carbono de la empresa transportadora.

Ahora bien, para entender las razones por las cuales no siempre se requiere la capacidad de transporte adicional aportada por una estación compresora, es necesario primero revisar algunos conceptos del mercado de transporte de gas natural en Colombia.

1.4 MERCADO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es una unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, la cual se creó a través de la Ley 142 de 1994⁴⁹ con el objetivo de regular los monopolios y promover la libre competencia en la prestación del servicio público de gas natural. Dentro de sus funciones se encuentra las siguientes⁵⁰:

- Preparar proyectos de ley para someter a la consideración del gobierno, y recomendarle la adopción de los decretos reglamentarios que se necesiten.
- Fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación del servicio.

⁴⁹ COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 142 (11 de julio de 1994). Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 1994. p. 31. [consultado el 10 de enero de 2024]. Disponible en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=2752>

⁵⁰ Ibid., p. 32.

- Establecer fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos, y señalar cuándo hay suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre.
- Determinar las unidades de medida y de tiempo que deben utilizarse al definir el consumo.
- Definir, con bases estadísticas y de acuerdo con parámetros técnicos medibles y verificables, quiénes pueden considerarse 'grandes usuarios'.
- Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible.

La CREG en el ejercicio de sus funciones ha emitido diversas resoluciones que han establecido las reglas de juego de las diversas actividades que conforman el mercado de gas natural, incluyendo la comercialización del suministro de gas natural, las bases de la contratación y la prestación de los servicios de transporte y distribución de gas natural, e incluso la definición del rol, con deberes y derechos, que tienen los consumidores finales de estos servicios.

La CREG en varias de estas resoluciones ha acuñado diferentes términos relevantes para comprender el funcionamiento del mercado de transporte de gas natural. En las resoluciones 185⁵¹ y 186⁵² de 2020 se pueden encontrar los siguientes:

⁵¹ COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 185 (23 de septiembre de 2020). Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2020. p. 9. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0185_2020.htm>

⁵² COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 186 (23 de septiembre de 2020). Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2020. p. 13. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0186_2020.htm>

- **Contrato firme o que garantiza firmeza, CF:** contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de una capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.
- **Contrato con interrupciones, CI:** Contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la utilización o en la disponibilidad de capacidad de transporte de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte.
- **Capacidad disponible primaria de transporte:** Es aquella capacidad de que dispone el transportador y que, de acuerdo con los contratos suscritos, no está comprometida como capacidad firme.
- **Mercado primario de capacidad de transporte:** es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden ofrecer su capacidad de transporte.
- **Remitente primario:** Persona jurídica con la cual un transportador celebra un contrato para prestar el servicio de transporte de gas natural.
- **Capacidad disponible secundaria:** Es aquella capacidad firme que el remitente puede ceder o vender.
- **Mercado secundario de capacidad de transporte:** mercado donde los participantes del mercado con capacidad disponible secundaria pueden negociar sus derechos contractuales.
- **Remitente secundario:** Persona jurídica con la cual un remitente primario celebra un contrato de compraventa de capacidad disponible de transporte en el mercado secundario.

A su vez, en las resoluciones 071 de 1999⁵³ y 123 de 2013⁵⁴, la CREG define estos otros términos:

- **Centros Principales de Control (CPC):** Centros pertenecientes a los diferentes gasoductos (sistemas de transporte) que hagan parte del sistema nacional de transporte, SNT, encargados de adelantar los procesos definidos en el RUT.
- **Capacidad contratada:** Capacidad de transporte de gas natural que el remitente contrata con el transportador para el servicio de transporte, expresada en miles de pies cúbicos estándar por día (KPCD).
- **Nominación de transporte:** Es la solicitud diaria del servicio para el siguiente día de gas, presentada por el remitente al CPC respectivo, que especifica la cantidad de energía a transportar horariamente, o diariamente en el caso de distribuidores; el poder calorífico del gas; así como los puntos de entrada y salida. Una vez el CPC autoriza una nominación de transporte se le denomina Cantidad de Energía Autorizada (CEA).
- **Renominación de transporte:** Nominación sometida a consideración del CPC durante el día de gas, mediante la cual un remitente solicita incrementar o disminuir las nominaciones previamente confirmadas.
- **Programa de transporte:** Es la programación horaria para el transporte de cantidades de energía, elaborada diariamente por un CPC, de acuerdo con las nominaciones de los remitentes y la factibilidad técnica de transporte de los gasoductos respectivos.

⁵³ COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 071 (3 de diciembre de 1999). Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - (RUT) [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 1999. p. 8. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1999-CREG071-99>>

⁵⁴ COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 123 (20 de septiembre de 2013). Por la cual se establece el reglamento de comercialización del servicio público de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural. [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2013. p. 6. [consultado el 28 de diciembre de 2023]. Disponible en: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0123_2013.htm>

En el mercado mayorista de transporte de gas natural no siempre se contrata la totalidad de la capacidad del gasoducto, en ocasiones porque la CMMP vigente es el resultado de proyectos de inversión para la ampliación de capacidad, los cuales consideraron la incorporación de nueva demanda a mediano y largo plazo, por lo que a la fecha no existe demanda suficiente para esos excedentes de capacidad de transporte. Precisamente por este fenómeno es que algunos gasoductos contarán con capacidad disponible primaria para ofrecer al mercado, siendo esta una de las razones por las cuales no siempre se necesita tener todos los compresores de un gasoducto en servicio para habilitar la totalidad de su CMMP.

Por otro lado, aun cuando un gasoducto tenga su capacidad contratada al cien por ciento, algunos remitentes, por las características propias de sus procesos, no siempre hacen uso de la totalidad de su capacidad contratada. Un ejemplo de ello son las termoeléctricas, las cuales requieren contar con suministro de gas y capacidad de transporte suficiente para cubrir su oferta de generación eléctrica, que puede ser requerida total o parcialmente, o incluso descartada según el programa de generación eléctrica emitido por el Centro Nacional de Despacho.

En estos casos donde los remitentes primarios cuenten con excedentes de capacidad de transporte para un determinado día de gas, pueden optar por vender su capacidad de transporte en el mercado secundario. No obstante, en muchas ocasiones, aún con las reventas del mercado secundario, pueden quedar excedentes de capacidad contratada sin utilizar. Es posible entonces que, en algunas ocasiones, el total de las nominaciones de los remitentes del mercado primario y secundario se encuentren no solo por debajo de la capacidad contratada, sino incluso por debajo de la capacidad de transporte que el gasoducto tiene sin hacer uso de uno o varios de sus compresores, por lo cual no se requeriría de la operación de éstos cuando se presenten programas de transporte por debajo de la capacidad de transporte del gasoducto en flujo natural.

Con relación a lo anterior, es importante saber que la capacidad de transporte de un gasoducto, con o sin compresión, está sujeta, entre otras cosas, a como estén distribuidos los consumos de los clientes. Por ejemplo, un alto consumo conectado cerca a una fuente de suministro puede incrementar considerablemente la capacidad de transporte, dado que la porción del flujo destinada a dicho consumo no recorre gran parte del gasoducto y por ello no aumenta las pérdidas de presión por fricción.

De la misma manera, puede afectar la capacidad de transporte el hecho de que las entregas en las fuentes de suministro y los consumos en los puntos de salida generalmente tienen un perfil horario que puede variar en el día. En ese sentido, se puede experimentar un leve aumento de la capacidad contratada en horas pico de consumo para los tramos del gasoducto donde se concentre demanda domiciliaria. Teniendo en cuenta esto, es posible que una estación compresora solo sea requerida algunas horas del día, por ejemplo, en las horas valle o de menor consumo.

Existe otra razón por la cual puede no ser necesario tener una estación compresora en funcionamiento las 24 horas del día, aun cuando el gasoducto tenga toda su capacidad contratada y el programa de transporte inicial sea superior a la capacidad del gasoducto en flujo natural. Dicha razón es las renominaciones a la baja.

Las nominaciones que realizan los remitentes, al igual que los consumos, deben tener un perfil horario, es decir, se debe relacionar como se distribuye la totalidad de su requerimiento de transporte en las 24 horas del día, pudiendo hacerlo de forma simétrica o no. Debido al dinamismo propio del mercado de gas natural, diariamente se reciben renominaciones que pueden aumentar o disminuir el suministro y transporte requerido por un remitente. De acuerdo con el numeral 4.5.1.3. del RUT⁵⁵, cada remitente puede realizar hasta cuatro (4) renominaciones diarias, siempre y cuando se realicen con al menos seis (6) horas de anticipación a la hora del perfil de nominación que se requiere modificar.

No obstante, la resolución 185 de 2020 de la CREG⁵⁶ indica que se pueden recibir renominaciones con menos de seis horas de anticipación cuando sean solicitadas por termoeléctricas para cumplir un redespacho de generación que les asignó el Centro Nacional de Despacho. Entonces, se puede presentar el escenario en el cual se inicie el día con un programa de transporte alto que requiera compresión, pero se reciban renominaciones a la baja que disminuyan el programa de transporte hasta tal punto que lo requerido para cumplir con éste sea flujo natural, y por ende ya no se requiera la compresión.

Una variable importante para la gestión operativa que permite atender los perfiles de consumo mientras viajan las moléculas de gas desde los puntos de entrada, y que a su vez permite gestionar las presiones del gasoducto mientras se realizan los ajustes de entregas y consumos cuando hay renominaciones, es el gas de empaquetamiento o *linepack*.

⁵⁵ COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 071 (3 de diciembre de 1999). Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - (RUT) [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 1999. p. 23. [consultado el 28 de diciembre de 2023]. Disponible en: <<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1999-CREG071-99>>

⁵⁶ COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 185 (23 de septiembre de 2020). Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2020. p. 44. [consultado el 28 de diciembre de 2023]. Disponible en: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0185_2020.htm>

1.5 GAS DE EMPAQUE O LINEPACK

El gas de empaque o *linepack* es definido por la CREG⁵⁷ como el volumen promedio de gas natural contenido en un sistema de transporte de gas, estimado con base en modelos de dinámica de fluidos a condiciones físicas promedio de operación, que permite el movimiento del fluido transportado por diferencia de presiones.

Por su parte, Menon⁵⁸ lo define como el volumen de gas contenido en una tubería presurizada, medido a condiciones estándar, e indica la siguiente ecuación para su cálculo en unidades KPC (Ver ecuación 23):

$$V_b = 0.028798 \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_{promedio}}{Z_{promedio} T_{promedio}} \right) (D^2 L) \quad (23)$$

Debido a que la temperatura y la presión varían a lo largo del gasoducto, y con ello también lo hace el factor de compresibilidad Z, Menon⁵⁹ recomienda dividir el gasoducto en pequeños tramos, realizar el cálculo de empaque para cada uno de ellos y luego hacer la sumatoria para obtener el empaque total del gasoducto, obteniendo de esta manera resultados más precisos.

⁵⁷ COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 175 (8 de octubre de 2021). Por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2021. p. 18. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0175_2021.htm>

⁵⁸ MENON, E. Shashi. Gas pipeline hydraulics. Boca Ratón: CRC, 2005. 404 p. ISBN 9780849327858

⁵⁹ Ibid.

De acuerdo con lo expuesto hasta el momento, no siempre será requerido tener las estaciones compresoras en servicio. Por esto, el Centro Principal de Control, como responsable del monitoreo y control de las condiciones del gasoducto, debe decidir en qué momento encender o apagar la estación compresora, según lo requiera la operación y el programa de transporte de gas. No tomar esta decisión contemplando todas las variables del proceso y/o partiendo de criterios derivados de la experiencia operativa, la cual es relativa y difiere para cada ingeniero del Centro de Control, puede resultar en los sobrecostos mencionados anteriormente.

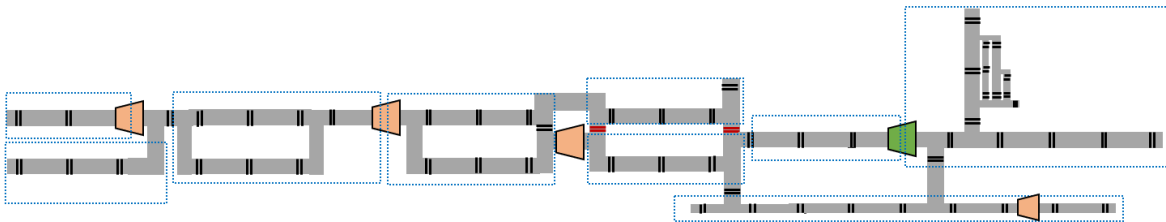
A continuación, se describe el gasoducto y la estación compresora objeto de estudio, además de revisar las consideraciones que actualmente toma el ingeniero del Centro Principal de Control para solicitar el encendido o el apagado de la estación compresora en cuestión, que permitan evaluar de qué forma se puede optimizar esta toma de decisión.

2. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

La estación compresora objeto de estudio, en adelante denominada EC1, es una de las 5 estaciones compresoras que hacen parte de un gasoducto perteneciente al SNT de Colombia. Este gasoducto está compuesto por una extensa y compleja red de líneas troncales y regionales, *loops* e interconexiones, que cuenta con varios puntos de entrada y un gran número de puntos de salida conectados a lo largo de su trazado. Teniendo en cuenta las condiciones operativas y el sentido del flujo que normalmente se presentan en los diferentes tramos de tubería, además del perfil de MPOP y las válvulas instaladas a lo largo del gasoducto, es posible establecer fronteras para dividir el gasoducto en subsistemas, y de esta manera facilitar el análisis de los fenómenos que ocurren en cada uno de ellos.

De acuerdo con la información de planos P&ID de la empresa transportadora⁶⁰ se construye el siguiente esquema básico de las líneas troncales del gasoducto, en el cual se delimitan con línea punteada azul los diferentes subsistemas que lo componen (Ver figura 11):

Figura 11. Esquema básico del gasoducto objeto de estudio.

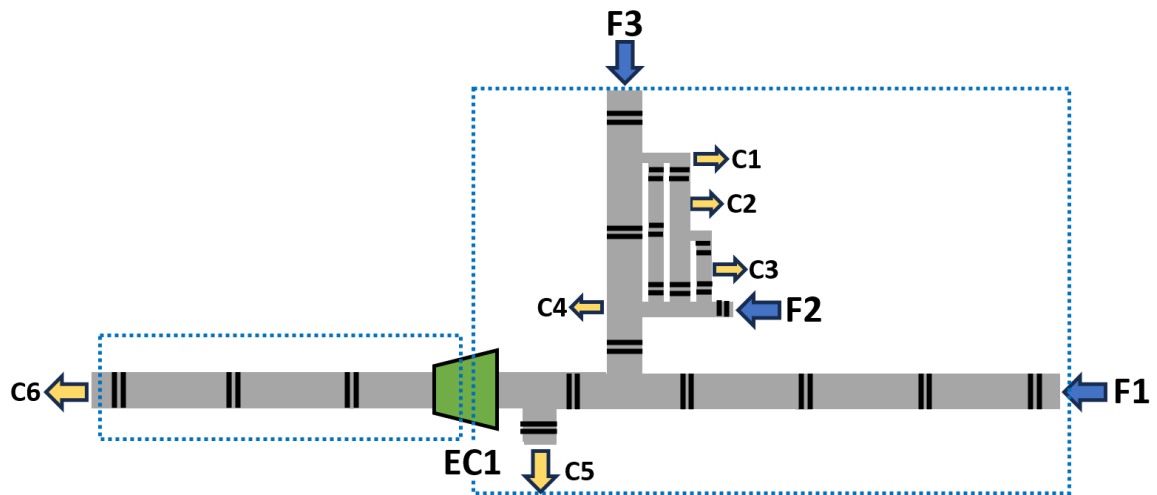


Fuente: Autor.

⁶⁰ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Diagrama de tuberías e instrumentación (P&ID). 2023.

En la figura 11 se representan las válvulas instaladas en el gasoducto con una doble línea sólida, negra si está normalmente abierta y roja si está normalmente cerrada. Además, se representan las estaciones compresoras con un trapecio de color naranja, excepto la EC1 representada con un trapecio de color verde. Allí se puede observar que la EC1 establece una frontera entre dos subsistemas: el primero, ubicado aguas arriba de la EC1, el cual comprende 2 extensos tramos de tubería, uno de ellos con varios *loops*, y una conexión con el subsistema ubicado en la parte inferior; y el segundo comprende una única tubería ubicada aguas abajo de la EC1. A continuación, se muestra un esquema más detallado de los dos subsistemas conectados a las EC1 (Ver figura 12):

Figura 12. Esquema detallado de subsistemas del gasoducto conectados a la EC1.



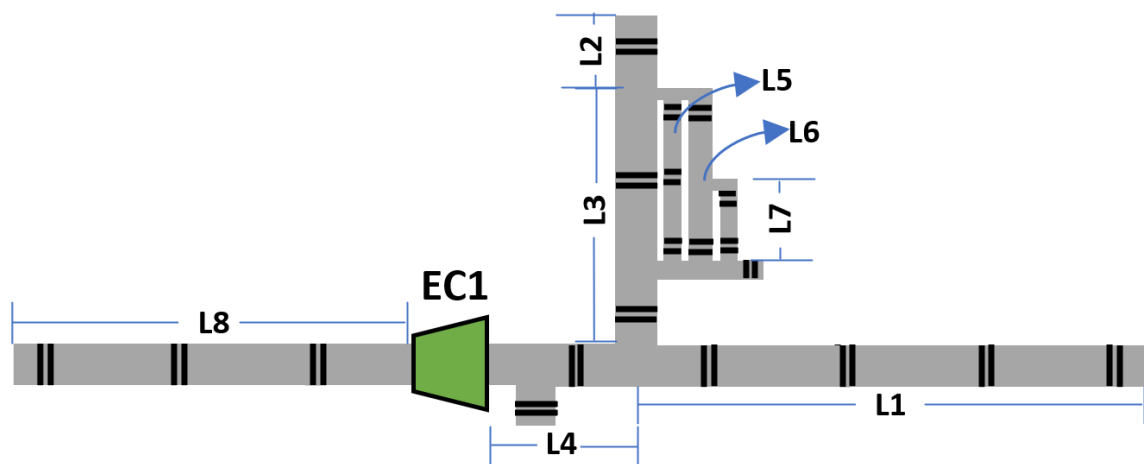
Fuente: Autor.

En la figura 12 se observa que aguas arriba de la estación compresora EC1 se conectan 3 fuentes de suministro denominadas F1, F2 y F3, representadas con flechas azules. Adicionalmente, aguas arriba también se conectan varias líneas regionales en los puntos C1, C2, C3 y C4, los cuales agrupan la demanda de la zona, principalmente doméstica, y además se representa como el consumo C5 el gas que fluye hacia el subsistema inferior, el cual está compuesto principalmente por demanda industrial.

Por último, en el tramo aguas abajo de la EC1 no hay punto de salida o fuente de suministro conectado a lo largo del recorrido desde la EC1 hasta la estación donde empalma con los demás subsistemas. El excedente de gas que surge del balance entre el gas entregado por las fuentes F1, F2 y F3, menos el consumo de los puntos C1, C2, C3, C4 y C5, es representado como un consumo C6 al final del tramo aguas abajo de la EC1, donde continua su recorrido para atender la demanda distribuida a lo largo del resto del gasoducto. En adelante, para facilitar el análisis de la información, cuando sea posible la agregación de los datos de las fuentes F1, F2 y F3, se denominará grupo FT al valor total agregado de estas tres fuentes. Del mismo modo, cuando sea posible la agregación de los datos de los puntos de salida C1, C2, C3 y C4, se denominará grupo CT al valor total agregado de estos cuatro puntos de salida. El consumo de C5 será tratado de forma separada por tener un tipo de demanda predominante diferente del grupo CT.

En la figura 13 se muestra la nomenclatura asignada a cada tramo de tubería para facilitar su identificación, la cual se utiliza en la tabla 4 donde se relaciona información detallada de cada tramo de tubería:

Figura 13. Nomenclatura de tramos de tubería que conforman los dos subsistemas conectados a la EC1.



Fuente: Autor.

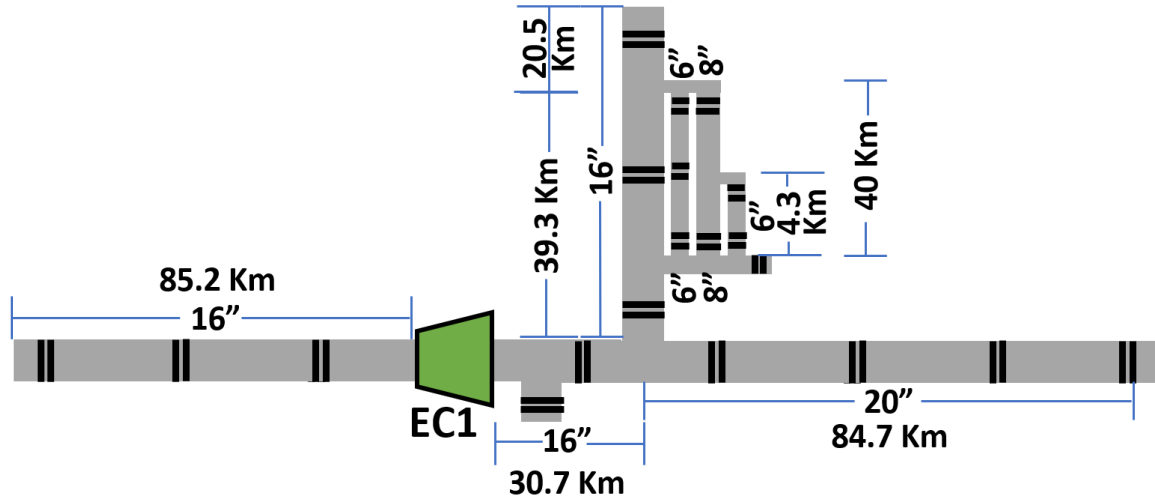
Tabla 4. Información detallada de tramos de tubería que conforman los dos subsistemas conectados a la EC1.

LÍNEA	DIÁMETRO NOMINAL [in]	DIÁMETRO INTERNO [in]	LONGITUD [km]
L1	20	19.262	84.694
L2	16	15.224	20.5
L3	16	15.224	56.368
L4	16	15.224	30.719
L5	6	5.44	39.132
L6	8	7.446	40.87
L7	6	5.562	4.34
L8	16	15.224	85.213

Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL⁶¹.

A continuación, se muestra un resumen gráfico con los datos de diámetro nominal y longitud aproximada de tubería (Ver figura 14):

Figura 14. Esquema de subsistemas del gasoducto conectados a la EC1, con detalle de diámetro nominal y longitud aproximada de tubería.



Fuente: Autor.

⁶¹ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Sistema de información geográfica – GIS. 2024.

Ahora bien, es importante determinar, a partir de información histórica, los rangos de operación esperados para los subsistemas mencionados anteriormente, estudiando variables como: flujo en las fuentes de suministro, consumos en los puntos de salida, programas de transporte y límites de presión. Esto permitirá delimitar las condiciones que rigen el fenómeno de transporte en estos subsistemas, para luego enlazarlo con el impacto que tiene la estación compresora EC1 sobre estas variables y la capacidad de transporte.

2.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS FUENTES DE SUMINISTRO F1, F2 Y F3

Como se mencionó anteriormente, el programa de transporte cambia diariamente en función de las necesidades de los clientes, y en ese sentido, también lo hacen las entregas que deben realizar las fuentes de suministro F1, F2 y F3 para cumplir con dicho programa. Sin embargo, con la revisión de la capacidad de transporte contratada para los tramos regulatorios donde se conecta cada fuente de suministro, es posible establecer una cota superior para las entregas esperadas desde estas fuentes.

El total de las entregas de las fuentes de suministro conectadas a un tramo regulatorio no debe superar la capacidad de transporte contratada en el sentido de flujo predominante para dicho tramo. Todo gas adicional por encima de este límite no podrá ser transportado y su inyección generaría un aumento progresivo del empaque que se vería reflejado en el incremento de las presiones del tramo.

Tomando de referencia la nomenclatura indicada en la figura 13, el tramo regulatorio A solo comprende la línea L1, el tramo regulatorio B comprende las líneas L2, L3, L5, L6 y L7, y el tramo regulatorio C comprende las líneas L4 y L8. Observando la figura 11, la fuente F1 se conecta al tramo regulatorio A en el sentido de flujo hacia la EC1, y las fuentes F2 y F3 se conectan al tramo regulatorio B en el sentido de flujo hacia la EC1. Para estos tres tramos, tanto en escenario de flujo natural como de compresión con EC1, el sentido de flujo que predomina es el que va desde las fuentes F1, F2 y F3 hacia EC1 y C5. A continuación, se relacionan la CMMP y capacidades contratadas en este sentido de flujo para los tramos mencionados, de acuerdo con el BEO⁶² de la empresa transportadora (Ver tabla 5):

Tabla 5. Capacidad contratada de los tramos regulatorios conectados a la EC1.

TRAMO REGULATORIO	CMMP [KPCD]	CAPACIDAD CONTRATADA [KPCD]
A	181,645	180,545
B	92,000	100,299*
C	267,845	264,495
*De esta capacidad contratada 51,277 KPCD corresponden a contratos interrumpibles que se aprueban a prorrata, según los requerimientos de los clientes, hasta el máximo dado por la CMMP.		

Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL⁶³.

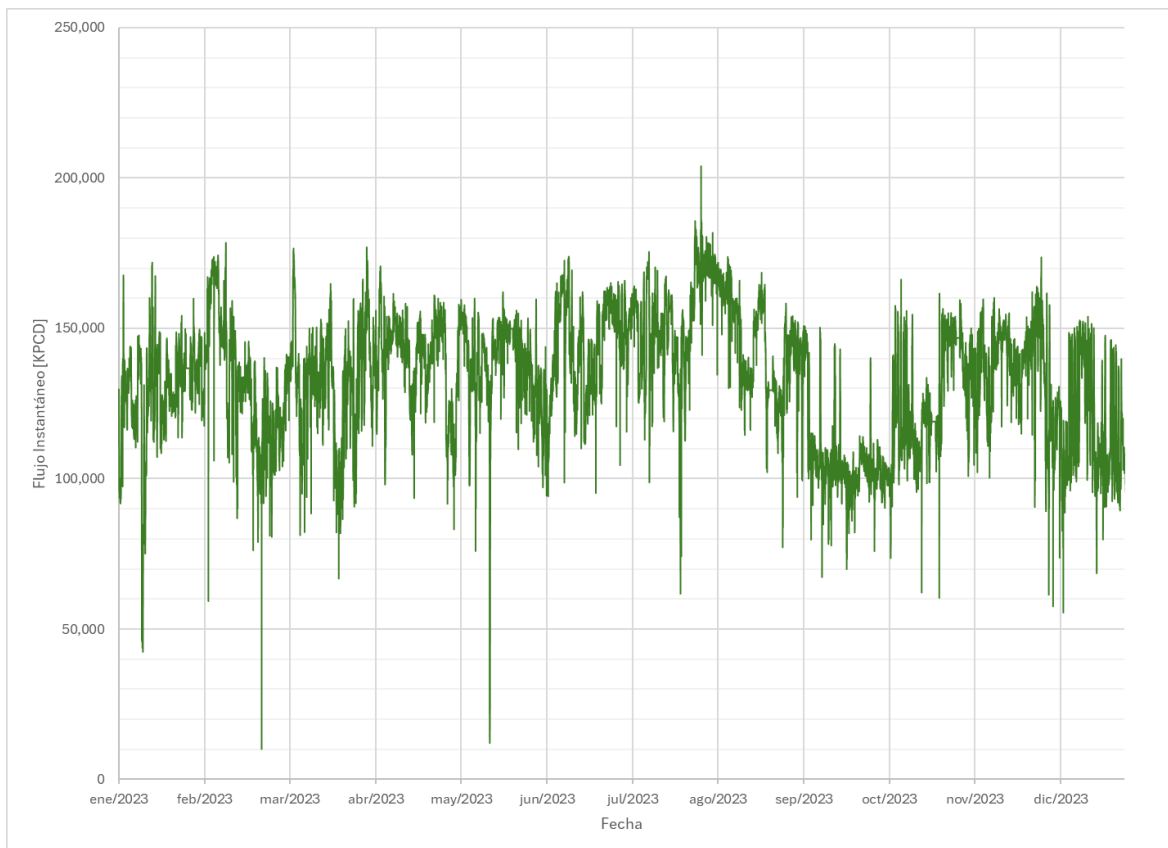
La capacidad contratada puede variar debido a la expiración de contratos antiguos y la firma de nuevos contratos firmes o interrumpibles, por lo cual se tomará de referencia para este estudio como valores máximos los establecidos en la CMMP (Ver tabla 5), los cuales se mantendrán vigentes e invariables mientras no se realicen modificaciones sustanciales a la infraestructura de transporte.

⁶² EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Boletín electrónico de operaciones – BEO: Capacidad del sistema de transporte [en línea]. 2024.

⁶³ Ibid.

De acuerdo con esto, el volumen máximo diario que se puede recibir de la fuente F1, conectada al tramo regulatorio A, será de 181,645 KPC. Por su parte, el volumen máximo diario que se puede recibir en conjunto de las fuentes F2 y F3, conectadas al tramo regulatorio B, será de 92,000 KPC. Esto resulta en un total máximo a recibir del grupo FT de 273,645 KPC. Lo anterior concuerda con la información histórica del flujo instantáneo recibido desde las tres fuentes de suministro (Ver figuras 15, 16 y 17), con un valor total máximo para el año 2023 de 240,000 KPCD aproximadamente (Ver figura 18), que se encuentra por debajo de la CMMP mencionada.

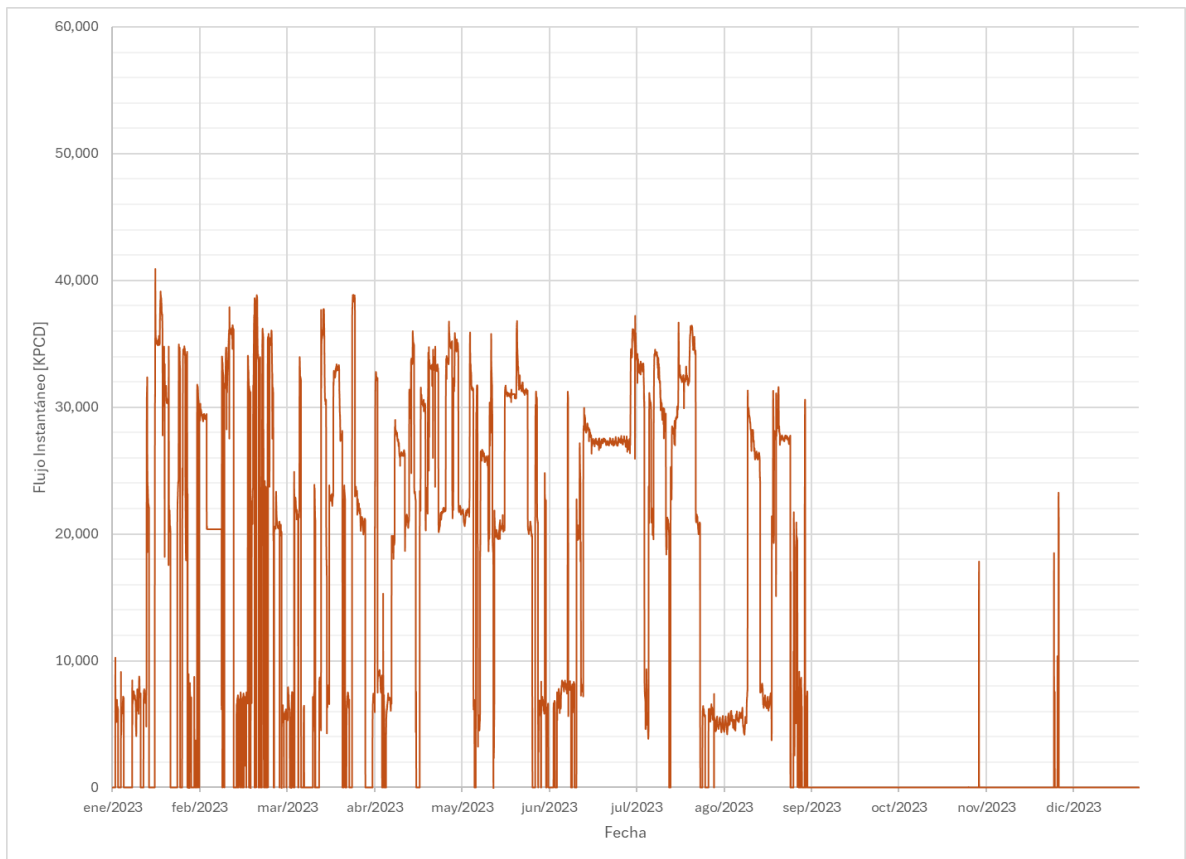
Figura 15. Flujo instantáneo de la fuente F1 durante el año 2023.



Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS⁶⁴.

⁶⁴ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Base de datos del sistema de supervisión, control y adquisición de datos – SCADA. 2024.

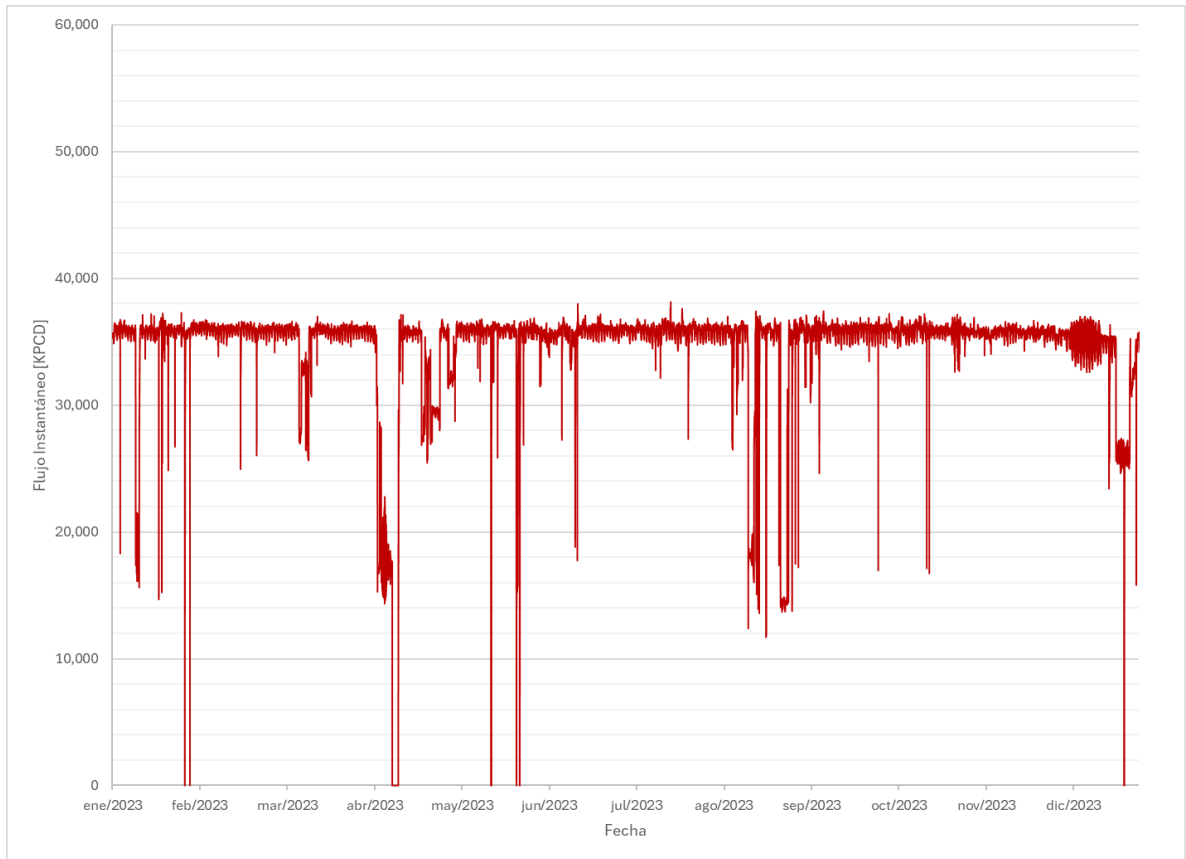
Figura 16. Flujo instantáneo de la fuente F2 durante el año 2023.



Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS⁶⁵.

⁶⁵ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Base de datos del sistema de supervisión, control y adquisición de datos – SCADA. 2024.

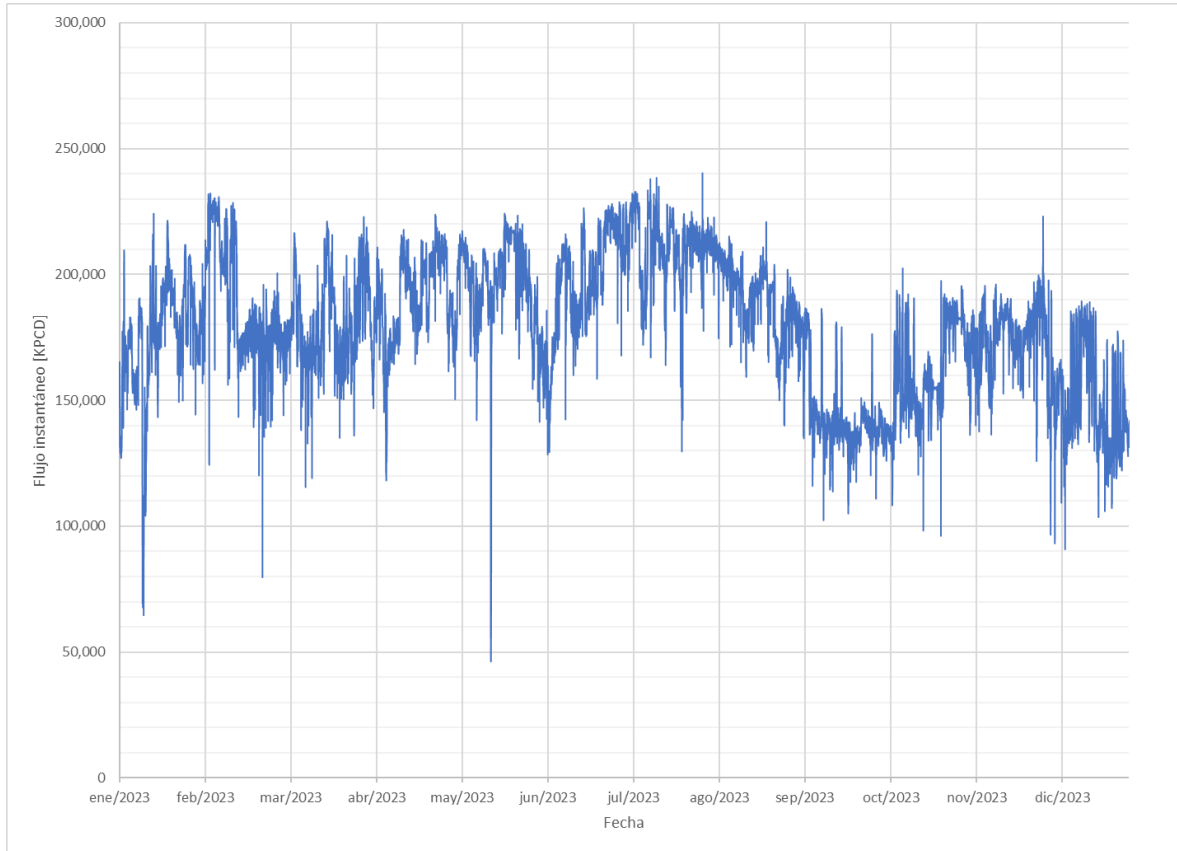
Figura 17. Flujo instantáneo de la fuente F3 durante el año 2023.



Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS⁶⁶.

⁶⁶ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Base de datos del sistema de supervisión, control y adquisición de datos – SCADA. 2024.

Figura 18. Flujo instantáneo del grupo FT durante el año 2023.



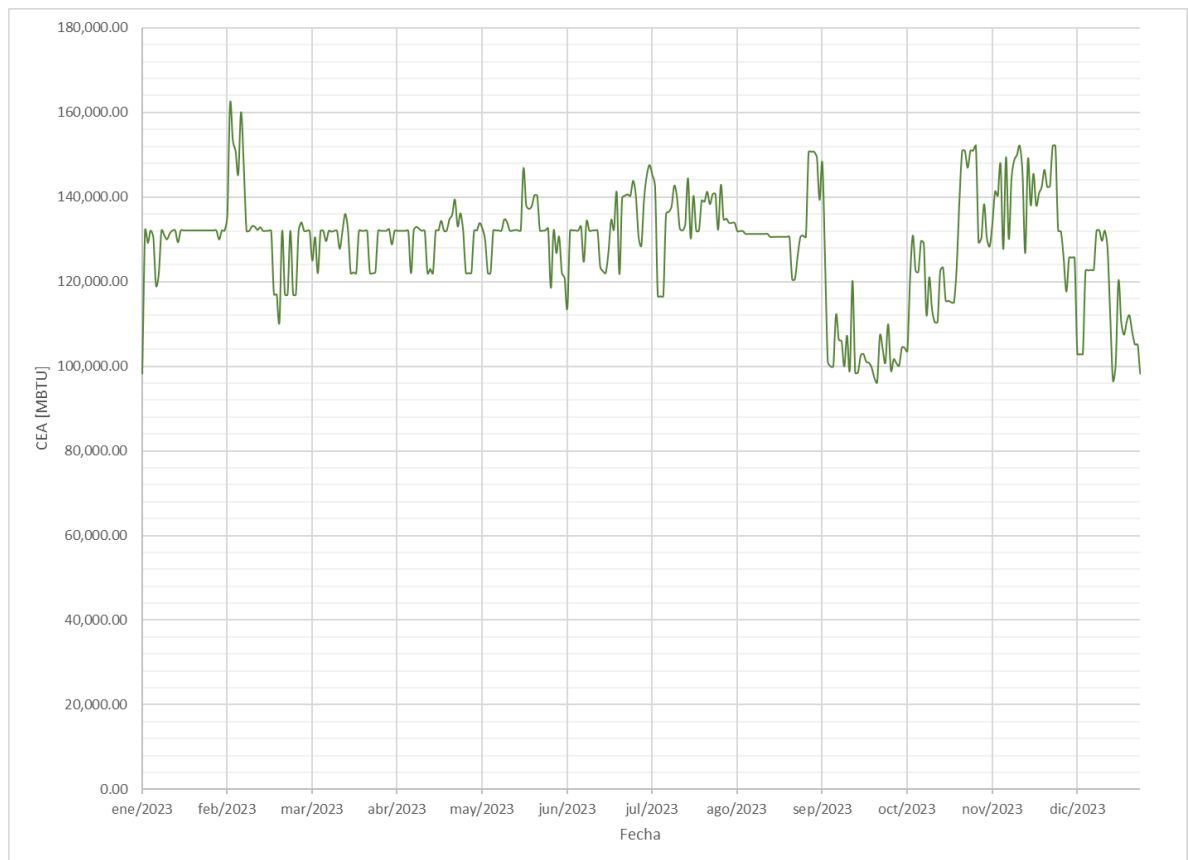
Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS⁶⁷.

En la figura 18 se puede observar que durante el año 2023 se registraron en contadas ocasiones flujos instantáneos del grupo FT por debajo de 100,000 KPCD, con un mínimo de 45,000 KPCD aproximadamente. Sin embargo, estos valores son puntuales y atípicos para el conjunto de datos mostrados, los cuales se conocen en estadística como *outliers*, y no deben interpretarse como el mínimo flujo que se espera transportar en condiciones normales desde las fuentes de suministro mencionadas, ya que generalmente están asociados a afectaciones momentáneas en los procesos de los productores y no corresponden a flujos requeridos para cumplir con el programa de transporte, en este caso de la fuente F1 que muestra un comportamiento similar al observar la figura 15.

⁶⁷ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Base de datos del sistema de supervisión, control y adquisición de datos – SCADA. 2024.

El flujo mínimo esperado desde las fuentes de suministro F1, F2 y F3 se puede establecer a partir de información histórica de los programas de transporte o, dicho de otra forma, de la cantidad de energía autorizada (CEA) para cada fuente durante el año 2023, la cual se encuentra disponible en el Boletín Electrónico Central del Gestor de Mercado⁶⁸ y se muestra en las figuras 19, 20 y 21.

Figura 19. CEA de fuente F1 durante el año 2023.

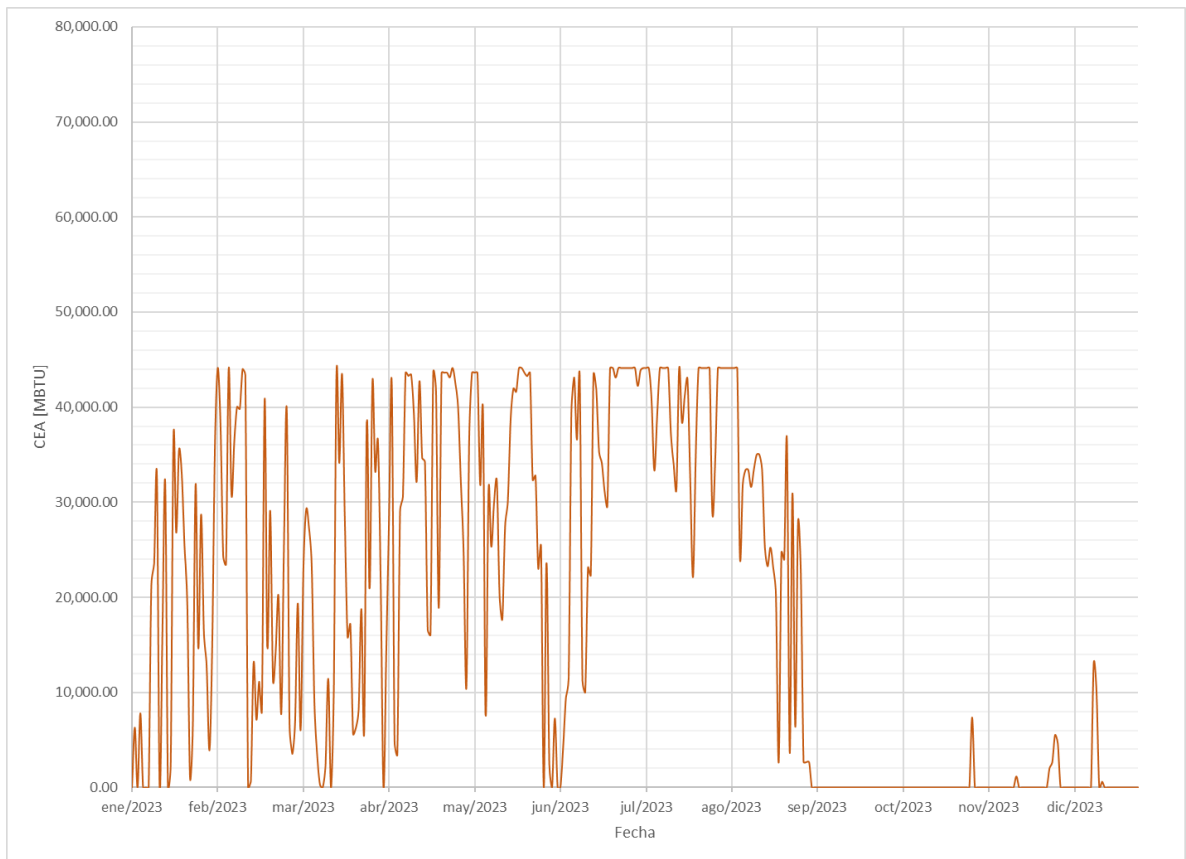


Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA⁶⁹.

⁶⁸ BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Boletín electrónico de operaciones del Gestor de Mercado de Gas Natural: Información operativa – energía a suministrar [en línea]. Santafé de Bogotá. [consultado el 30 de enero de 2024]. Disponible en: <<https://www.bmcbec.com.co/información-operativa/energía-a-suministrar>>

⁶⁹ Ibid.

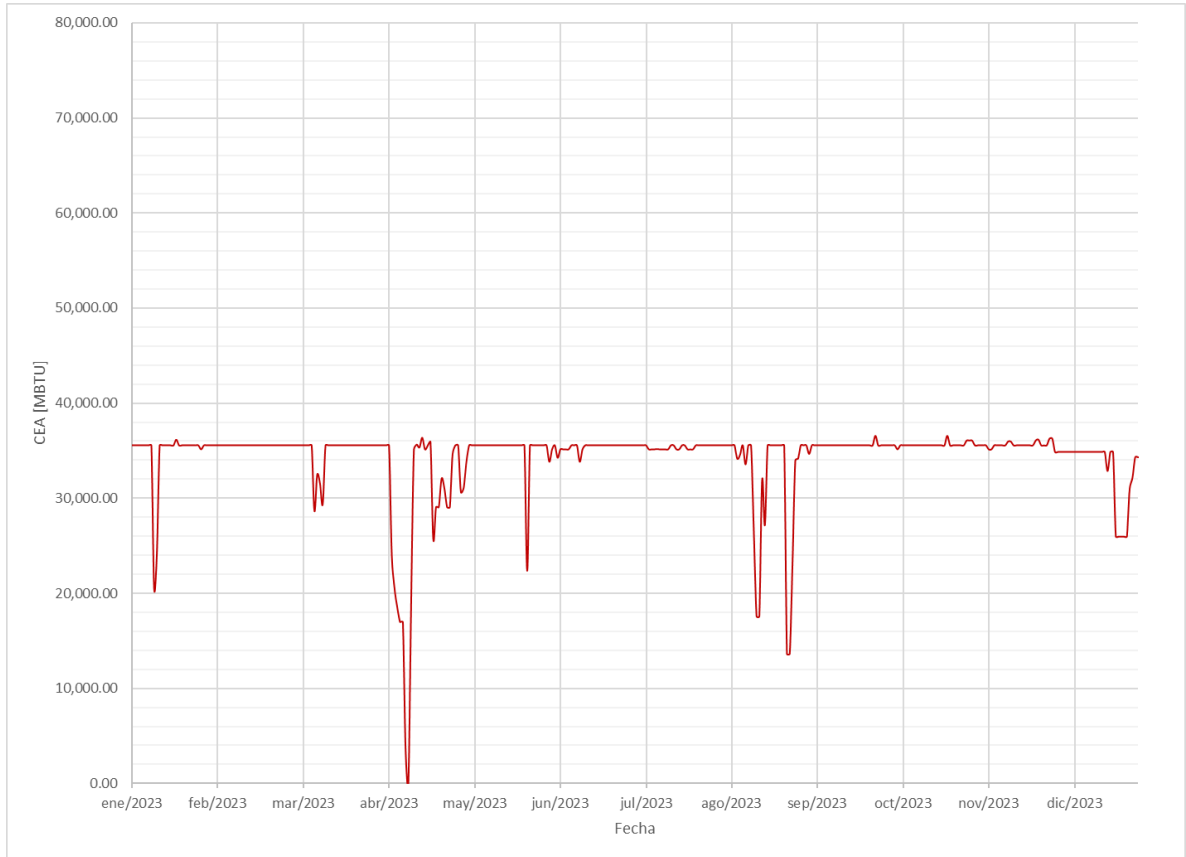
Figura 20. CEA de fuente F2 durante el año 2023.



Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA⁷⁰.

⁷⁰ BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Boletín electrónico de operaciones del Gestor de Mercado de Gas Natural: Información operativa – energía a suministrar [en línea]. Santafé de Bogotá. [consultado el 30 de enero de 2024]. Disponible en: <<https://www.bmcbec.com.co/información-operativa/energía-a-suministrar>>

Figura 21. CEA de fuente F3 durante el año 2023.



Fuente: BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA⁷¹.

Teniendo en cuenta que las nominaciones de suministro y transporte se realizan en MBTU que es una unidad de energía, es necesario convertir los datos históricos de CEA a unidad de volumen, utilizando el poder calorífico que aplica a cada una de las fuentes de suministro. A continuación, se relaciona el listado de poderes caloríficos vigentes para cada mes del año 2023, según el BEO del transportador⁷² (Ver tabla 6):

⁷¹ BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Boletín electrónico de operaciones del Gestor de Mercado de Gas Natural: Información operativa – energía a suministrar [en línea]. Santafé de Bogotá. [consultado el 30 de enero de 2024]. Disponible en: <<https://www.bmcbec.com.co/información-operativa/energía-a-suministrar>>

⁷² EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Boletín electrónico de operaciones – BEO: Capacidad del sistema de transporte [en línea]. 2024.

Tabla 6. Poderes caloríficos aplicables a las fuentes F1, F2 y F3 para el año 2023.

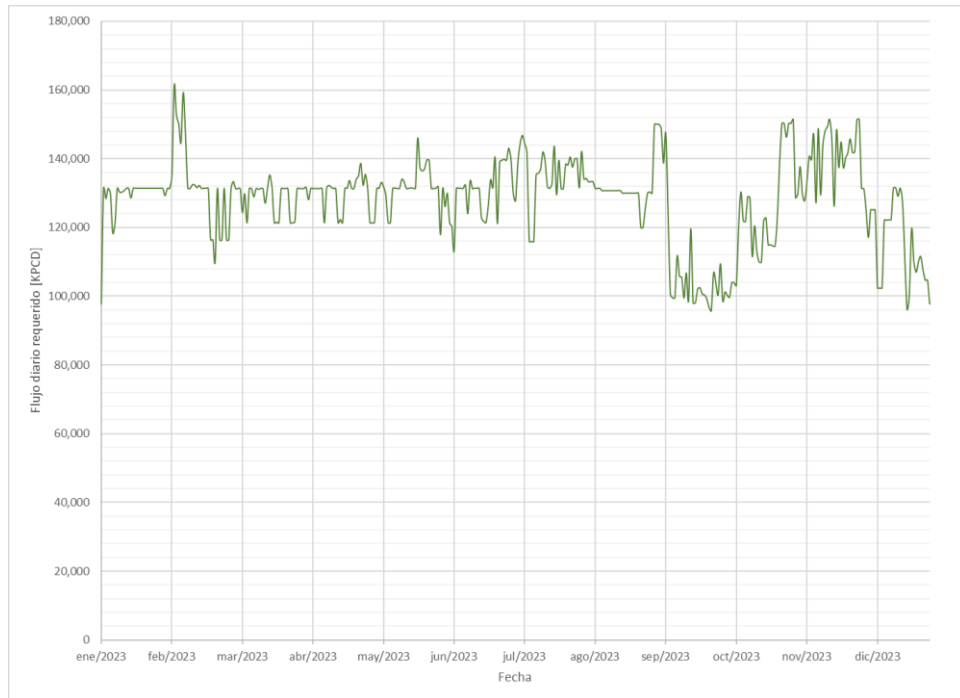
Mes	PC VIGENTE [MBTU/KPC]		
	F1	F2	F3
Enero	1.00532	0.99831	1.00471
Febrero	1.00473	0.99845	1.00521
Marzo	1.00524	0.99851	1.00521
Abril	1.00524	0.99834	1.00521
Mayo	1.00524	0.99812	1.00521
Junio	1.00524	0.99804	1.00521
Julio	1.00524	0.99810	1.00521
Agosto	1.00432	0.99809	1.00515
Septiembre	1.00432	0.99804	1.00515
Octubre	1.00432	0.99814	1.00515
Noviembre	1.00432	0.99815	1.00515
Diciembre	1.00432	0.99831	1.00515

Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL⁷³.

Utilizando los datos anteriores y la información de las figuras 19, 20 y 21, se obtiene el volumen requerido desde cada fuente para cumplir con los programas de transporte autorizados de las fuentes F1, F2 y F3 para cada día del año 2023. Teniendo en cuenta que la entrega de estos volúmenes debe hacerse en un intervalo de tiempo de un día según la definición de día de gas, éstos pueden ser expresado en unidades de flujo (KPCD), lo que permite compararlos con el flujo instantáneo real recibido desde cada fuente y así poder realizar el seguimiento del cumplimiento del programa de transporte. A continuación, se muestra el programa de transporte de las fuentes F1, F2 y F3 en términos de flujo diario requerido (Ver figuras 22, 23 y 24), así como el valor total agregado del grupo FT (Ver figura 25):

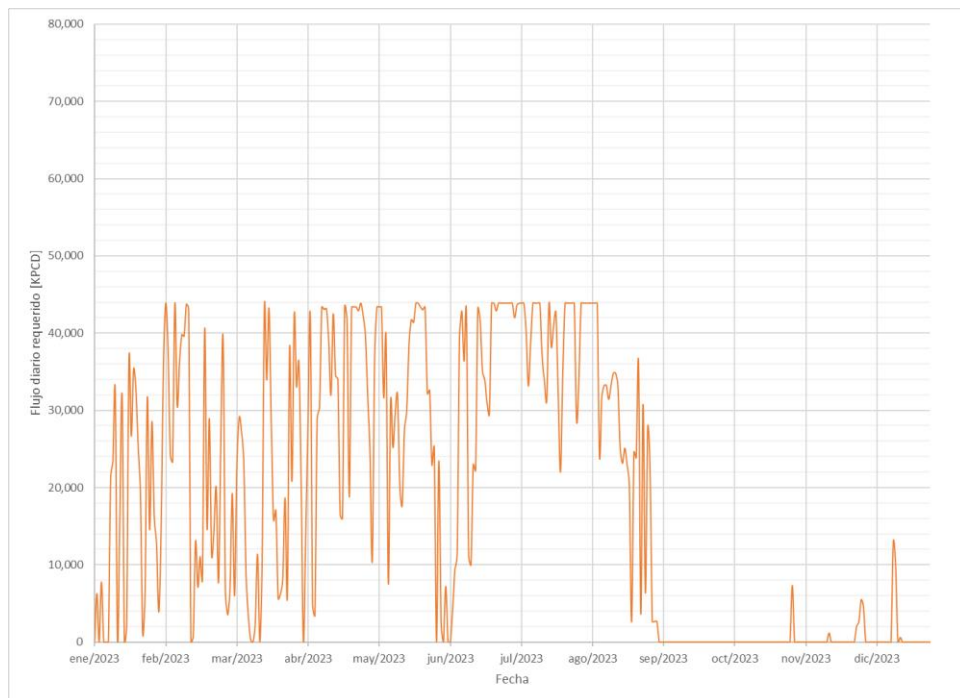
⁷³ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Boletín electrónico de operaciones – BEO: Capacidad del sistema de transporte [en línea]. 2024.

Figura 22. Programas de transporte de F1 durante el año 2023 en términos de flujo.



Fuente: Autor.

Figura 23. Programas de transporte de F2 durante el año 2023 en términos de flujo.



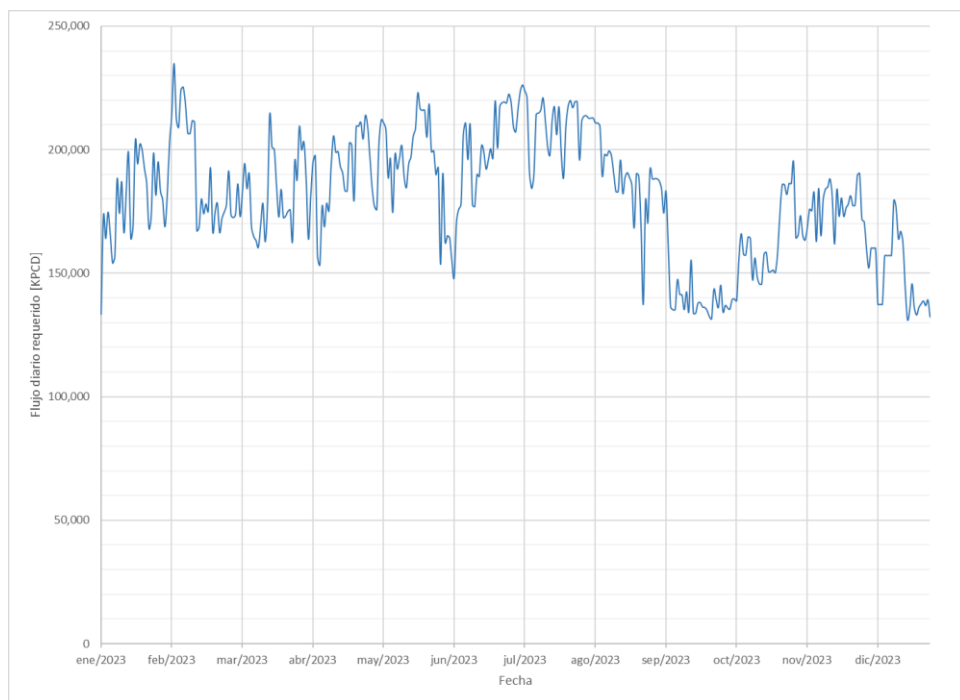
Fuente: Autor.

Figura 24. Programas de transporte de F3 durante el año 2023 en términos de flujo.



Fuente: Autor.

Figura 25. Programas de transporte del grupo FT durante el año 2023 en términos de flujo.



Fuente: Autor.

En la figura 25 se puede observar que los programas de transporte del grupo FT se mantuvieron en un rango entre 130,000 y 235,000 KPCD durante el año 2023, lo cual confirma que los valores de flujo instantáneo inferiores a 100,000 KPCD de la figura 18 están asociados al descenso puntual en las entregas de F1, y no corresponden a flujos requeridos según el programa de transporte, sino a eventos aislados de producción de la fuente mencionada.

Además, también se puede evidenciar en la figura 25 que desde septiembre de 2023 se presenta un descenso considerable en el programa de transporte del grupo FT, con una ligera recuperación a mediados de octubre de 2023 que no se logra mantener en el tiempo. Esto obedece a una falla mayor en los procesos productivos de las fuentes F1 y F2, ocurrida a inicios de septiembre de 2023, lo cual derivó en que parte de la demanda de gas tuviese que ser atendida con otras fuentes de suministro conectadas al gasoducto. Teniendo en cuenta que este descenso en el suministro es algo temporal y no es consecuente con las condiciones operativas y programas de transporte que normalmente se presentan, para el desarrollo de este proyecto solo se utilizará la información del primer semestre de 2023.

Ahora bien, para determinar el rango de flujo real que se requiere transportar en el punto donde se encuentra instalada la compresora EC1, observando la figura 12, es necesario descontarle al suministro del grupo FT los consumos C1, C2, C3, C4 y C5, los cuales serán revisados a continuación.

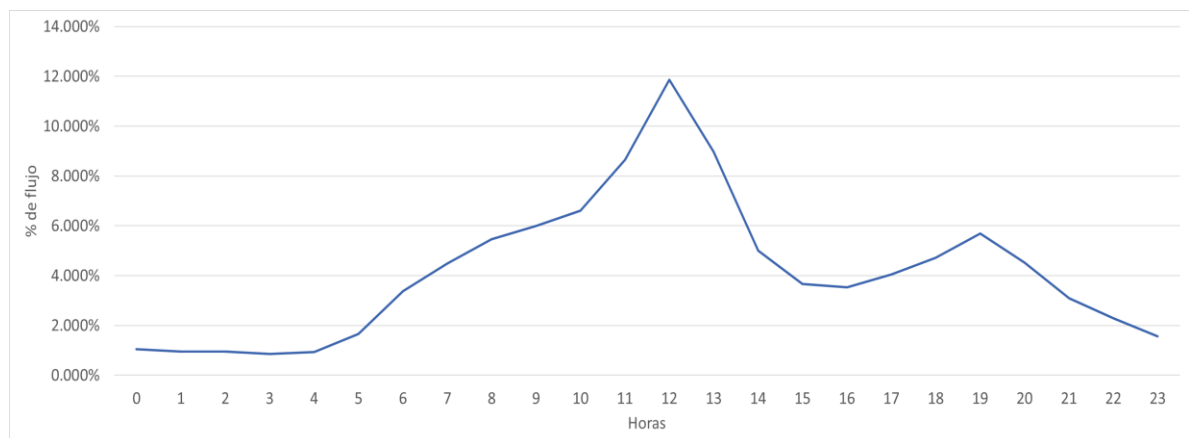
2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS CONSUMOS C1, C2, C3, C4 Y C5

Al igual que ocurre con las entregas de las fuentes de suministros, la demanda varía diariamente según los requerimientos de los clientes. Además, dependiendo del tipo de mercado, puede variar horariamente durante el día de gas.

Por ejemplo, la demanda industrial generalmente es estable a lo largo del día de gas, y tiende a mantenerse estable durante varios días e incluso semanas o meses, solo descendiendo el consumo de algunas industrias durante horas y días no hábiles en los cuales disminuyen o detienen su operación. Por el contrario, la demanda doméstica, la termoeléctrica y la de gas natural comprimido vehicular (GNCV) usualmente varían horaria y diariamente, cada una con un comportamiento particular del mercado atendido. A esta variación horaria de la demanda se le conoce como perfil de consumo.

La demanda doméstica se caracteriza por tener un perfil de consumo bien definido que sigue el siguiente comportamiento: en las primeras horas del día el consumo es muy bajo, aproximadamente a las 05:00 horas inicia el aumento del consumo hasta alcanzar el pico máximo a las 12:00 horas, posterior al cual sigue un período de descenso del consumo hasta las 18:00 o 19:00 horas cuando se presenta un segundo pico de consumo (menor al anterior), y finalmente sigue descendiendo hasta llegar a bajos consumos con los que se cierra el día. A continuación, se muestra el perfil de consumo típico de la demanda doméstica (Ver figura 26):

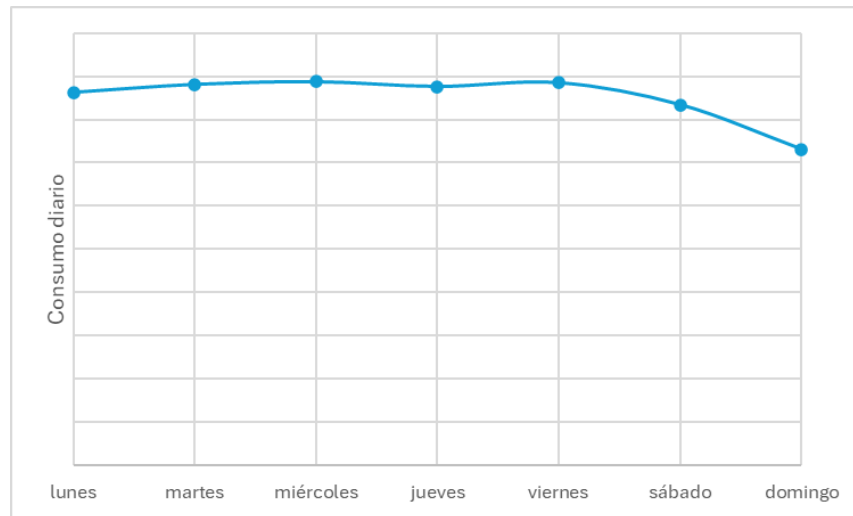
Figura 26. Perfil de consumo típico de la demanda doméstica.



Fuente: Autor.

Además, la demanda doméstica también varía durante la semana, disminuyendo generalmente el consumo los fines de semana y días festivos, pero el perfil característico diario de consumo se mantiene. A continuación, se muestra el comportamiento diario típico de la demanda doméstica durante la semana (Ver figura 27):

Figura 27. Comportamiento típico de la demanda doméstica durante la semana.



Fuente: Autor.

Por su parte, la demanda termoeléctrica, puede variar horaria y diariamente, en función de las solicitudes de generación que realiza el Centro Nacional de Despacho eléctrico (CND). Entonces, es posible encontrar consumos muy variables entre un día y otro, algunos consumiendo a máxima capacidad, otros consumiendo solo durante algunas otras, y otros sin consumo durante todo el día.

Por último, la demanda del mercado de GNCV varía horariamente, exhibiendo un perfil de consumo por baches, en los cuales se consume a máximo flujo durante un corto período de tiempo, varias veces durante el día cada vez que se encienden los compresores de la estación de GNCV. A continuación, se muestra el perfil de consumo típico de una estación de GNCV (Ver figura 28):

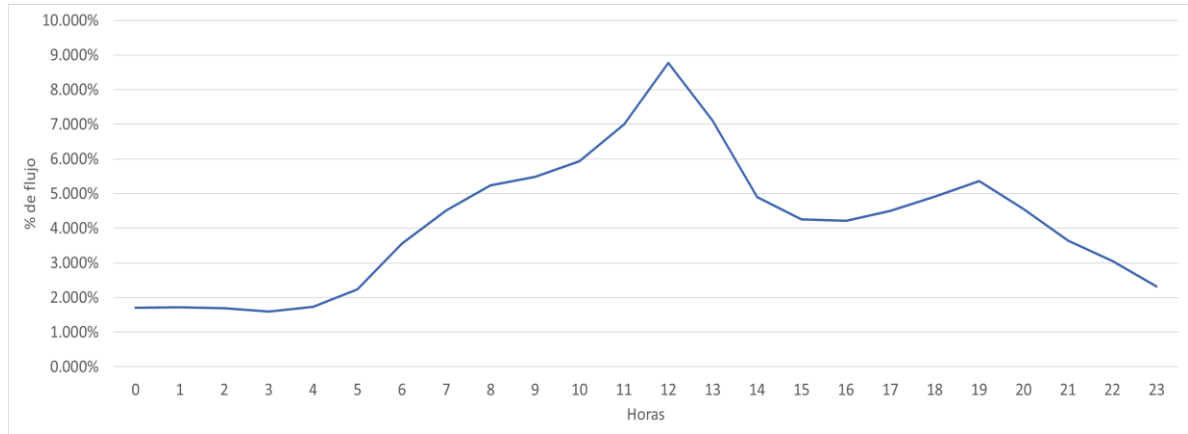
Figura 28. Perfil de consumo típico de una estación de GNCV.



Fuente: Autor.

Dicho esto, los consumos de los puntos C1, C2, C3 y C4 están compuestos en un 80% por demanda doméstica, un 11% GNCV y el 9% restante corresponde a pequeñas industrias. Con base en la composición de la demanda y los perfiles de consumo típicos mencionados, se construyó el siguiente perfil de consumo aplicable al grupo CT compuesto por estos cuatro puntos (Ver figura 29):

Figura 29. Perfil de consumo típico del grupo CT.

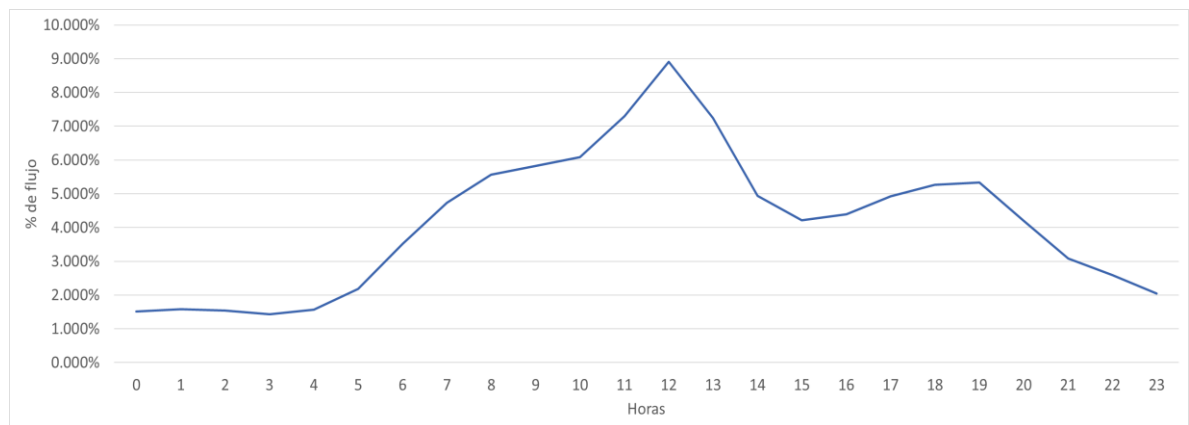


Fuente: Autor.

Comparando las figuras 26 y 29, se puede apreciar que se conserva el comportamiento característico del consumo doméstico, con una leve disminución en la variación de los picos de consumo respecto a las horas de bajo consumo.

Por otra parte, como se mencionó anteriormente, el consumo C5 se encuentra compuesto principalmente por demanda industrial, la cual representa el 83%, seguido de demanda doméstica con un 17% y por último un 1% de demanda GNCV. Teniendo en cuenta que la demanda industrial tiene un perfil de consumo plano, solo es necesario construir el perfil aplicable a los consumos doméstico y GNCV que componen la demanda de C5, el cual se muestra a continuación (Ver figura 30):

Figura 30. Perfil de consumo del componente doméstico y GNCV del punto de consumo C5

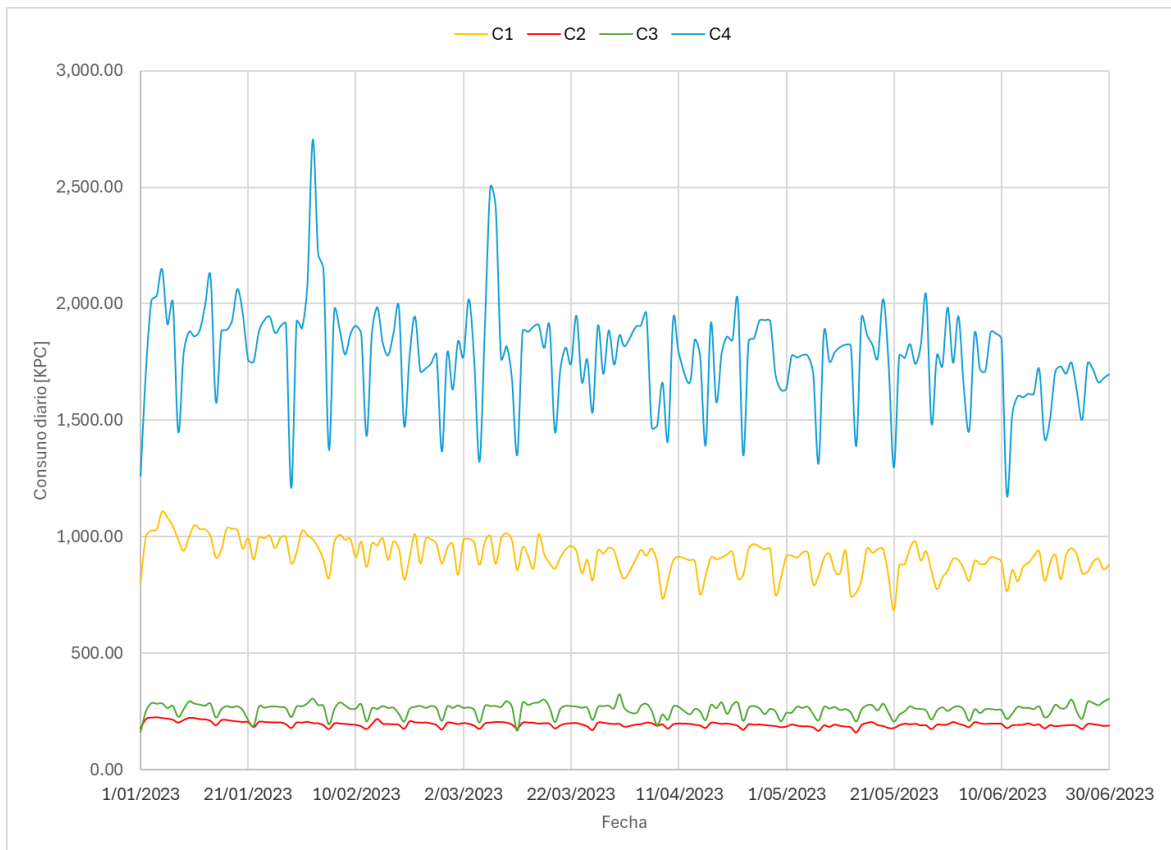


Fuente: Autor.

Debido a que muchos de estos puntos no cuentan con telemetría o un sistema de medición robusto que registre la información horaria (algunos sitios solo tienen instalado un odómetro), es imposible hacer un seguimiento de los consumos en tiempo real o tener el histórico de los consumos horarios a partir de mediciones de campo. Sin embargo, es posible reconstruir la medición horaria histórica aplicando el perfil de consumo de la figura 29 a los consumos diarios⁷⁴ de los sitios conectados a C1, C2, C3 y C4. En la figura 31 se muestran los consumos diarios durante el primer semestre de 2023 para los puntos C1, C2, C3 y C4, y en la figura 32 se muestra el consolidado del grupo CT.

⁷⁴ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Base de datos del sistema de supervisión, control y adquisición de datos – SCADA. 2024

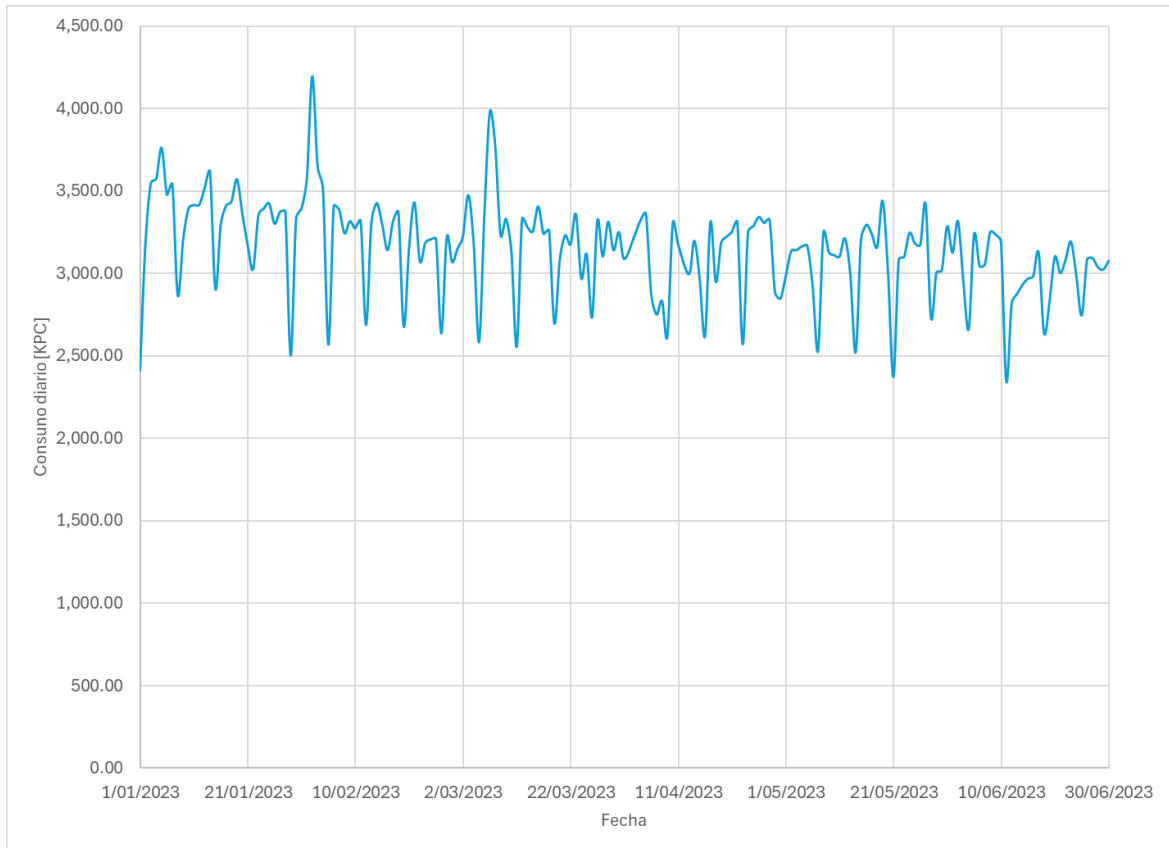
Figura 31. Consumo diario de C1, C2, C3 y C4 durante el primer semestre de 2023.



Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL⁷⁵.

⁷⁵ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Base de datos del sistema de supervisión, control y adquisición de datos – SCADA. 2024.

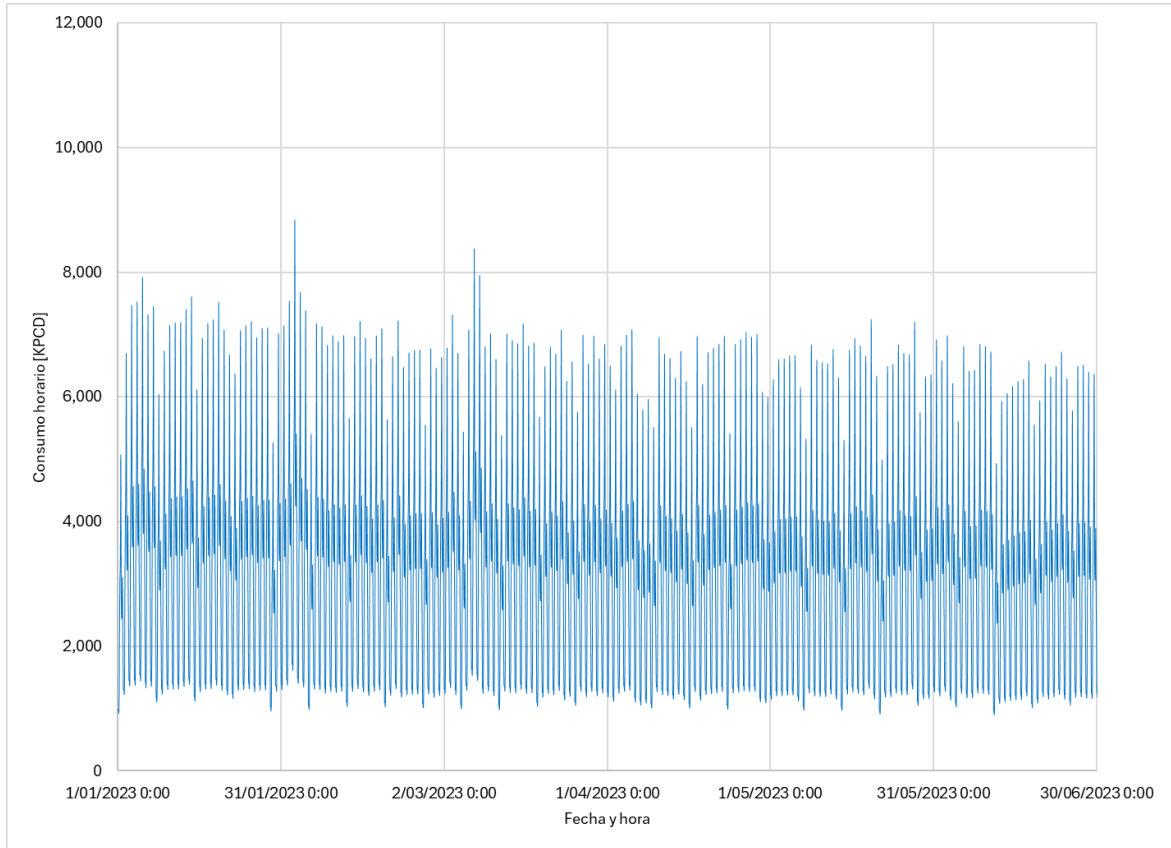
Figura 32. Consumo diario consolidado del grupo CT durante el primer semestre de 2023.



Fuente: Autor.

Luego, aplicando el perfil de consumo de la figura 29, se obtiene el siguiente consumo histórico horario reconstruido para el grupo CT durante el primer semestre de 2023, expresado en unidades KPCD (Ver figura 33):

Figura 33. Consumo horario del grupo CT durante el primer semestre de 2023.

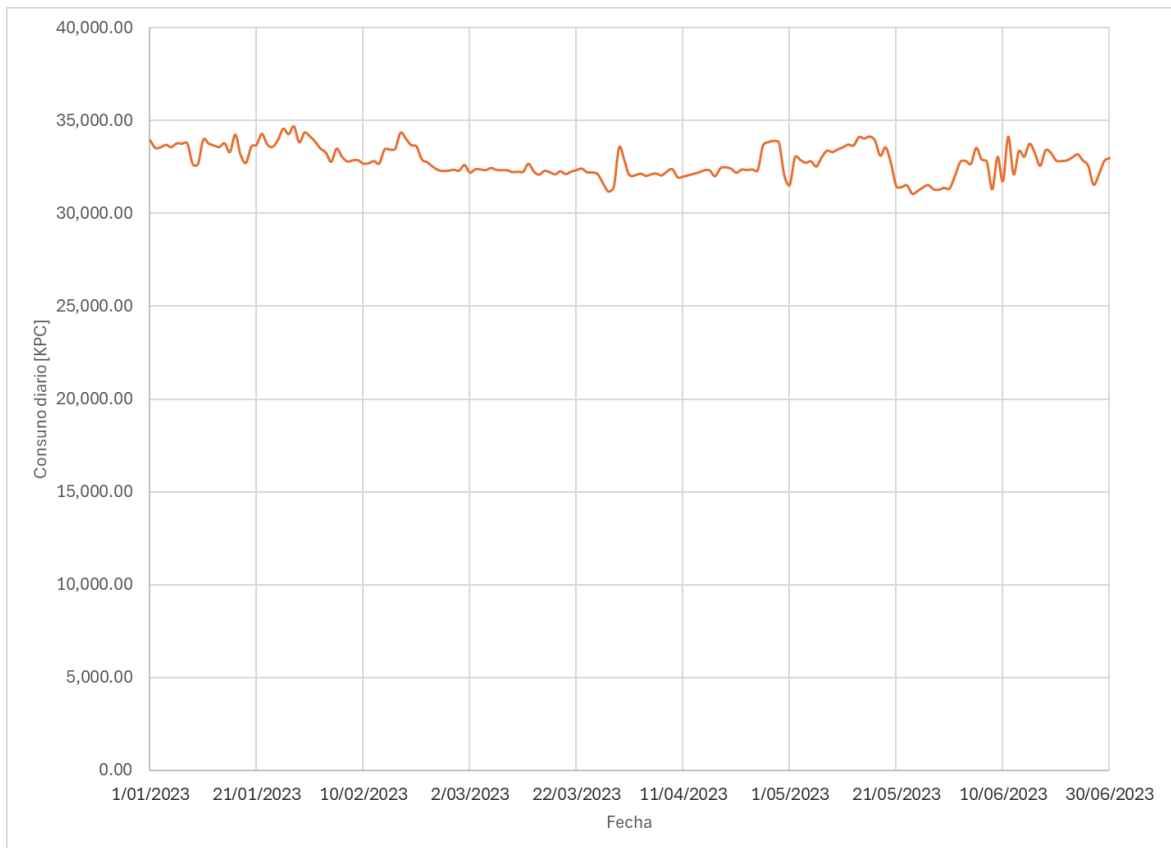


Fuente: Autor.

De forma similar, para la reconstrucción de la medición horaria histórica de C5 es necesario conocer el consumo diario, pero en esta ocasión dividiéndolo en dos partes: una que solo contemple la demanda industrial a la cual no se le aplicará perfil (consumo plano), y la otra conformada por los demás tipos de demanda presentes en C5 a los cuales se le aplicará el perfil de consumo de la figura 30. A continuación, se relacionan los consumos diarios⁷⁶ durante el primer semestre de 2023 para la demanda industrial (Ver figura 34) y la demanda no industrial (Ver figura 35) conectada a C5:

⁷⁶ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Base de datos del sistema de supervisión, control y adquisición de datos – SCADA. 2024.

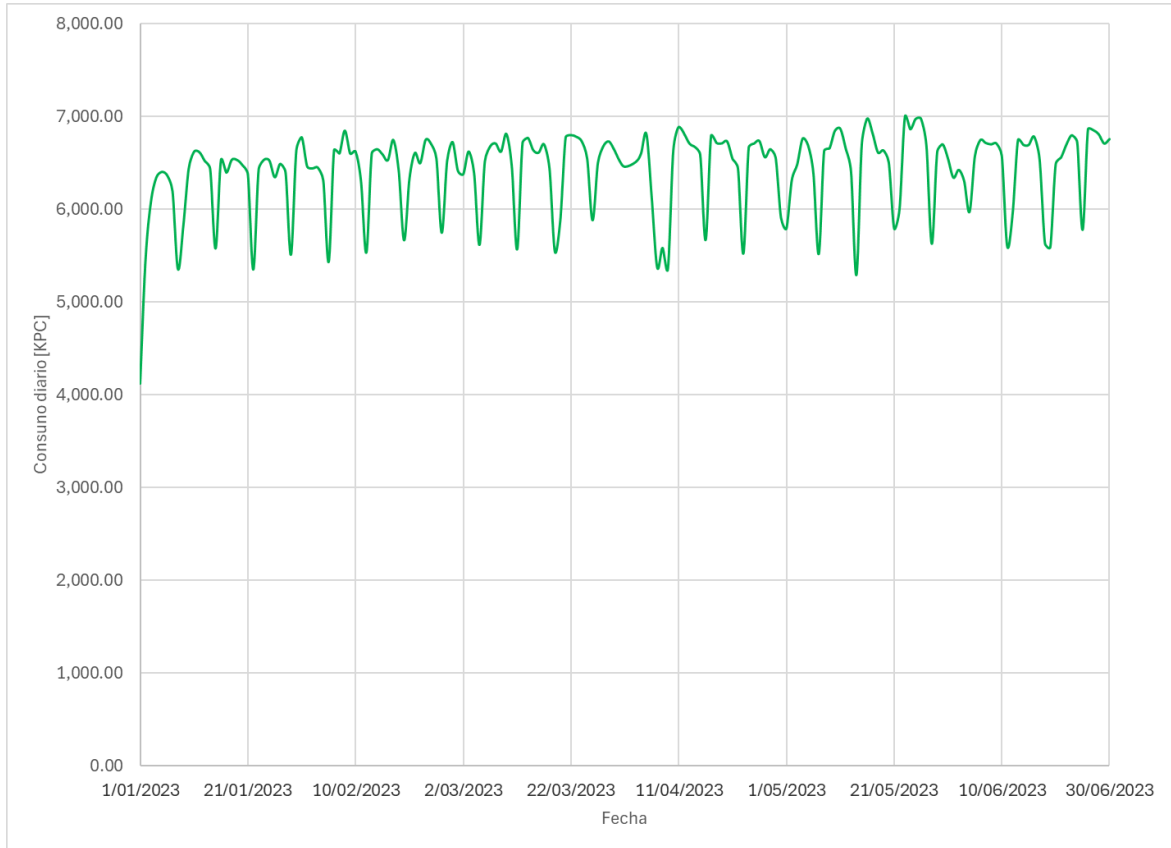
Figura 34. Consumo diario industrial de C5 durante el primer semestre de 2023.



Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL⁷⁷.

⁷⁷ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Base de datos del sistema de supervisión, control y adquisición de datos – SCADA. 2024.

Figura 35. Consumo diario no industrial de C5 durante el primer semestre de 2023.

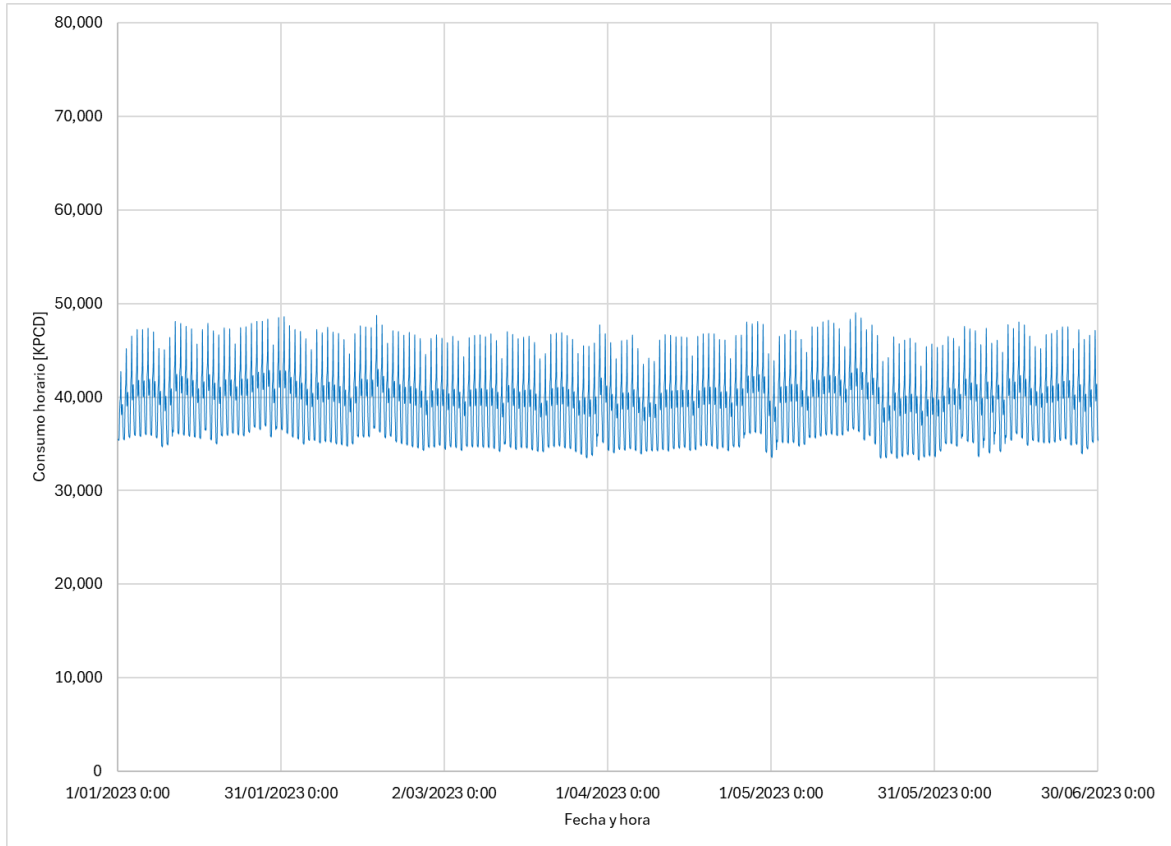


Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL⁷⁸.

Luego, aplicando el perfil de consumo de la figura 30 a los datos de la figura 35, y adicionando los datos de la figura 34 bajo un perfil plano (distribuidos de igual manera en las 24 horas del día), se obtiene el siguiente consumo histórico horario reconstruido para el punto C5 durante el primer semestre de 2023, expresado en unidades KPCD (Ver figura 36):

⁷⁸ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Base de datos del sistema de supervisión, control y adquisición de datos – SCADA. 2024.

Figura 36. Consumo horario de C5 durante el primer semestre de 2023.



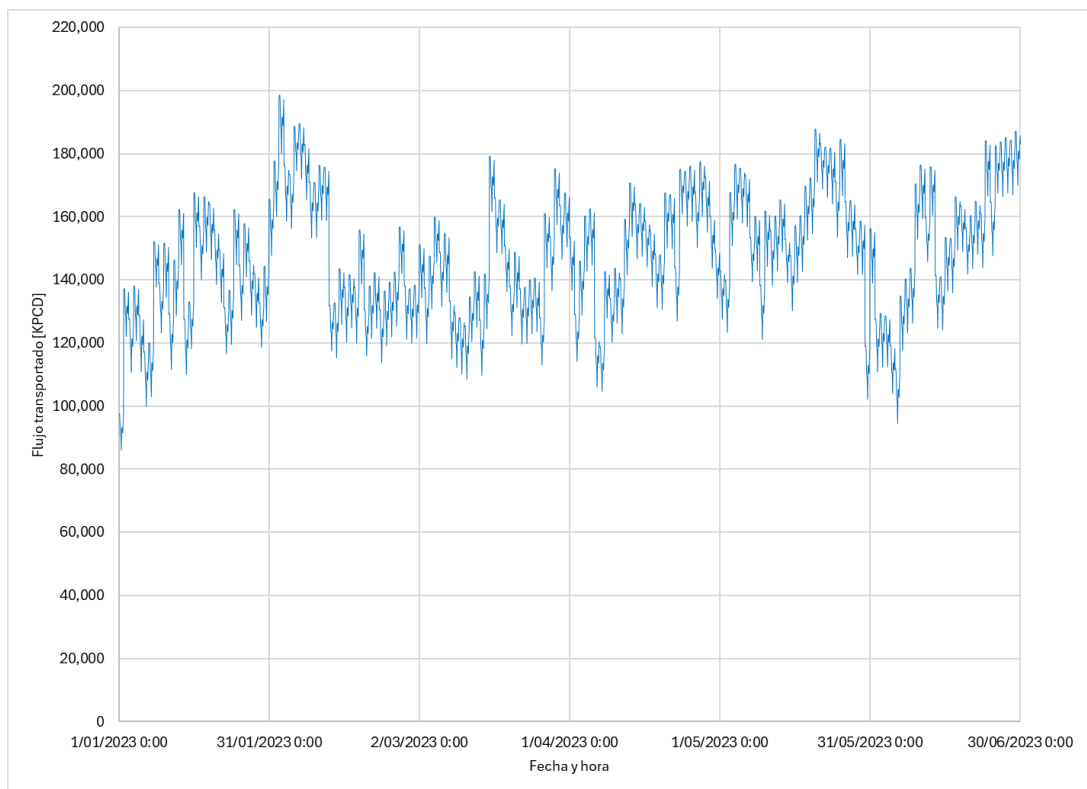
Fuente: Autor.

En cuanto al seguimiento de los consumos en tiempo real, es posible estimarlo mediante la aplicación del perfil de consumo correspondiente a la nominación de transporte de cada punto de consumo. Para facilitar el proceso de nominación de transporte, generalmente se crean puntos virtuales llamados nodos de nominación, los cuales permiten realizar una sola nominación para un grupo de puntos de salida que compartan alguna característica como: conectarse al mismo tramo regulatorio, atender el mismo tipo de demanda, atender demanda de poblaciones cercanas, o diferentes líneas de medición que pertenecen a una misma estación de un cliente, entre otras.

En línea con lo anterior, la demanda del grupo CT se encuentra agrupada en un único nodo N1 al cual le aplicaría el perfil de consumo de la figura 29, mientras que la demanda del punto C5 se encuentra dividida en dos nodos: N2 para nominar el transporte requerido por la demanda industrial, y N3 para nominar el transporte requerido por la demanda que no es industrial y que le aplicaría el perfil de consumo de la figura 30.

Una vez definidos los rangos operativos de flujo en las fuentes de suministro y en los puntos de salida, es posible calcular el flujo esperado en la estación EC1, equivalente a la diferencia de flujos entre el suministro del grupo FT (Ver figura 25) y los consumos del grupo CT (Ver figura 33) y de C5 (Ver figura 36). A continuación, se muestra el flujo horario transportado por el tramo donde se encuentra la estación EC1 durante el primer semestre de 2023 (Ver figura 37):

Figura 37. Flujo recibido en la estación EC1 durante el primer semestre de 2023.



Fuente: Autor.

Observando la figura 37 se puede deducir que, en condiciones normales de operación, el volumen a transportar a través del tramo donde se encuentra instalada la EC1 oscila entre 85,000 y 200,000 KPCD aproximadamente, de acuerdo con los programas de transporte y consumos del primer semestre de 2023.

Además, de las condiciones operativas de flujo, es necesario establecer las limitantes de presión que gobiernan el transporte de gas a través de este gasoducto, los cuales serán revisado a continuación.

2.3 CONDICIONES LÍMITE DE PRESIÓN

Todos los tramos de tubería que componen la sección del gasoducto mostrado en la figura 14 tienen una MPOP de 1,200 psig⁷⁹. Dicho esto, en escenario de flujo natural, los puntos de mayor presión se encontrarán en las entradas F1, F2 y F3, a partir de las cuales empieza a bajar la presión debido a la caída de presión, en concordancia con lo mencionado anteriormente (Ver sección 1.1.1). Entonces, es posible decir que, para escenarios de flujo natural, mientras se controle la presión en los puntos F1, F2 y F3 por debajo de 1,200 psig, se puede garantizar que la presión en los demás puntos no alcanzará la MPOP. Por otra parte, en escenario de compresión en la EC1, existe un cuarto punto donde se debe controlar que la presión no supere los 1,200 psig: la descarga del compresor.

Una vez definidos los rangos operativos de flujo y las limitaciones de presión aplicables a los tramos donde se conecta la estación EC1, es necesario describir las características de la estación mencionada.

⁷⁹ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Sistema de información geográfica – GIS. 2024.

2.4 CARACTERÍSTICAS DE LA ESTACIÓN COMPRESORA EC1

La estación compresora EC1 fue diseñada y construida con el objetivo de aumentar la capacidad de transporte de los tramos ubicados aguas arriba de la estación, por lo cual predomina en su operación el primer mecanismo de acción de los dos mencionados anteriormente (Ver sección 1.3). Para cumplir con este objetivo, la estación cuenta con dos turbocompresores de características idénticas, cada uno con una capacidad instalada de 7,700 HP⁸⁰, los cuales operan de forma alternada y no en simultáneo, es decir, el escenario de compresión contempla solo comprimir con una unidad compresora, mientras la otra queda de respaldo.

Entonces, cada vez que es requerido el escenario de compresión, se pone en servicio una de las dos unidades compresoras, alternando su uso con cada entrada en servicio, de tal forma que se mantenga al mínimo posible la diferencia de horas de servicio entre ambas unidades compresoras. Esta distribución del factor de uso evita generar un desgaste excesivo en una unidad con respecto a la otra, de tal forma que se prolongue la vida útil de estos activos y se reduzca la frecuencia y los costos asociados al mantenimiento.

No obstante, esta alternancia en el uso de las unidades compresoras solo es posible siempre y cuando ambas unidades se encuentren disponibles, es decir, no presenten algún tipo de falla o se encuentre en curso alguna actividad de mantenimiento que imposibilite su utilización. De llegarse a presentar esta situación, solo será posible poner en servicio la unidad compresora disponible independientemente de las horas de servicio que lleve.

⁸⁰ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Sistema de información geográfica – GIS. 2024.

Es posible se presenten ocasiones en las que no esté disponible el escenario de compresión para toda la estación EC1, lo cual implicaría una restricción de la capacidad de transporte de los tramos aguas arriba de dicha estación. En este caso, debe tenerse en cuenta esta limitación durante el proceso de autorización del programa de transporte del siguiente día de gas.

Ahora bien, el rango de operación de la EC1 está definido por las siguientes condiciones⁸¹: la presión mínima de succión a la que puede operar es de 550 psig, la presión máxima de descarga es de 1,200 psig (como se mencionó anteriormente en la sección 2.3), y el flujo máximo que puede comprimir oscila entre los 200,000 y 220,000 KPCD, según las especificaciones del fabricante. Esto último concuerda con la capacidad de transporte residual del tramo, que se obtiene al descontar de la CMMP (267,845 KPCD) el consumo promedio del grupo CT y C5 (45,000 KPCD, aproximadamente). En cuanto al consumo, cada hora de operación de cualquiera de las unidades compresoras representa un consumo promedio de 37.4 KPC.

La actual filosofía de operación de la estación EC1 no se encuentra debidamente documentada y nace de un consenso basado meramente en la experiencia operativa del Centro de Control. Ésta contempla que es posible transportar por flujo natural un suministro total del grupo FT de hasta 190,000 KPCD y, por lo tanto, debe ponerse en servicio la compresora cada vez que se deba transportar un flujo total del grupo FT superior a éste. Además, no se tienen definido una metodología precisa para decidir cuando ya no se requiere la compresión, dejándolo a criterio del ingeniero en turno del Centro de Control según la tendencia de las presiones y el margen de seguridad que él considere respecto a la MPOP del tramo.

⁸¹ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Sistema de información geográfica – GIS. 2024.

Utilizar preceptos carentes de sustento matemático como el haber establecido un valor fijo de 190,000 KPCD de suministro del grupo FT para la capacidad de transporte en flujo natural, desconociendo otras variables operativas del proceso, y no contar con un método claro y fundamentado para determinar la salida del compresor, demuestra la falta de rigurosidad y objetividad en la toma de decisión de poner o sacar de servicio la estación compresora, de la cual es responsable el ingeniero del Centro de Control.

Teniendo en cuenta la alta variabilidad observada en los flujos transportados a través del tramo en el cual se encuentra instalada la estación compresora EC1 (Ver figura 37), se deduce que esta toma de decisión se realiza con bastante frecuencia, lo que implica una alta probabilidad de generar sobrecostos según lo expuesto anteriormente y lo mencionado en la sección 1.3. Se demuestra con esto la necesidad de establecer un protocolo de operación que permita reducir la incertidumbre y subjetividad en esta toma de decisión, logrando así mitigar los sobrecostos mencionados sin poner en riesgo el cumplimiento del programa de transporte.

3. ELABORACIÓN DE PROTOCOLO DE OPERACIÓN PARA EC1

El protocolo de operación que se desarrolle para la estación compresora EC1 debe permitirle al ingeniero del Centro de Control tomar una decisión objetiva respecto a la entrada o salida de servicio de la estación, teniendo en cuenta todas las variables disponibles, el requerimiento de transporte y las restricciones inherentes a la operación del gasoducto. Para cumplir con este propósito, el protocolo debe estar basado en una correlación que permita calcular con precisión el tiempo en el cual debe encenderse o apagarse la estación compresora.

3.1 DESARROLLO DE CORRELACIÓN BASE DEL PROTOCOLO

La correlación debe basarse, de forma directa o indirecta, en un variable que establezca un límite operativo, de modo que sea posible calcular el tiempo para el apagado o encendido de EC1 en función de este límite y su conjugación con las demás variables del proceso. De todas las variables analizadas en el capítulo anterior, la presión es la única que representa un límite claro e inquebrantable para garantizar la seguridad de la operación en el tramo aguas arriba EC1, según lo mencionado en la sección 2.3. Dicho esto, no existe una relación directa entre la presión, con sus respectivos límites de MPOP, y el flujo que se requiere transportar a través del tramo donde se encuentra instalada la estación EC1.

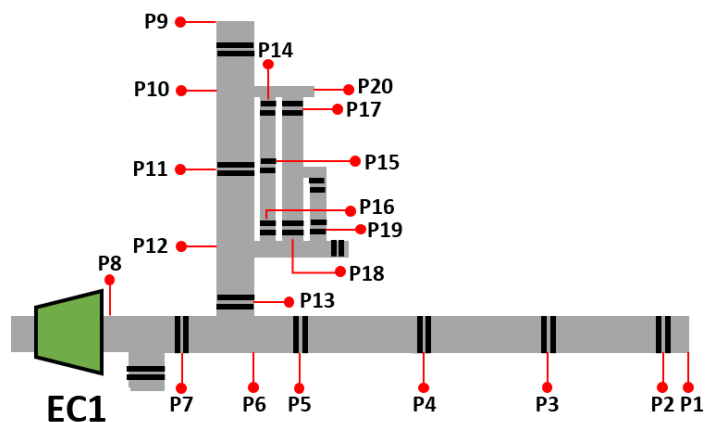
No obstante, sí es posible establecer una relación indirecta de estas variables a través del empaque del gasoducto o *linepack*. De acuerdo con la ecuación 23, el gas empaçado en una tubería dependerá de la presión y temperatura del gas, del diámetro y longitud de tubería, y del factor de compresibilidad del gas, el cual a su vez depende de la composición, presión y temperatura.

Teniendo en cuenta que la composición del gas proveniente de las 3 fuentes de suministro es relativamente estable, que la variación de la temperatura para este gasoducto es despreciable en comparación con la variación de la presión, y que el diámetro y la longitud de tubería son valores ya definidos e invariables, es válido decir que el empaque dependerá principalmente de la presión.

Entonces, es posible expresar la limitación de presión que establece la MPOP de los tramos aguas arriba de EC1 en términos de un máximo empaque de gas permisible para dichos tramos, el cual en adelante se denominará $LP_{m\acute{a}x}$. Teniendo en cuenta la recomendación de Menon mencionada en la sección 1.5, y que según lo expuesto en la sección 1.1.1 la presión no es constante a lo largo del gasoducto, es necesario dividir los tramos aguas arriba de EC1 en segmentos con presiones intermedias que permitan calcular con mayor precisión el empaque.

En los tramos aguas arriba de EC1 se tienen instalados 20 transmisores de presión, incluyendo los asociados a las fuentes de suministro y a la entrada de la estación compresora, los cuales permiten realizar una adecuada segmentación del gasoducto para el cálculo del gas empacado. A continuación, se muestra la ubicación de estos transmisores de presión (Ver figura 38):

Figura 38. Ubicación de transmisores de presión en los tramos aguas arriba de EC1.



Fuente: Autor.

A su vez, en la tabla 7 se relacionan los datos de longitud y diámetro interno de cada segmento de tubería, necesarios para el cálculo del empaque:

Tabla 7. Longitud, diámetro interno y puntos de referencia de segmentos aguas arriba de EC1.

Segmento	Longitud [km]	Diámetro interno [in]	Presión de referencia 1	Presión de referencia 2
1	14.608	19.262	P1	P2
2	19.192	19.262	P2	P3
3	23.029	19.262	P3	P4
4	22.261	19.262	P4	P5
5	5.604	19.262	P5	P6
6	10.942	15.224	P6	P7
7	19.777	15.224	P7	P8
8	20.500	15.224	P9	P10
9	22.958	15.224	P10	P11
10	16.395	15.224	P11	P12
11	17.015	15.224	P12	P13
12	27.067	5.44	P14	P15
13	12.065	5.44	P15	P16
14	40.870	7.446	P17	P18
15	4.340	5.562	P19	P19
16	29.241	3.526	P20	P20
17	12.971	6	P20	P20
18	21.892	4	P20	P20
19	29.260	2	P20	P20

Los segmentos 16 al 19 conforman un regional que solo cuenta con la medición de presión P20 en el Km 0 (inicio del regional).

Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL⁸².

⁸² EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Sistema de información geográfica – GIS. 2024.

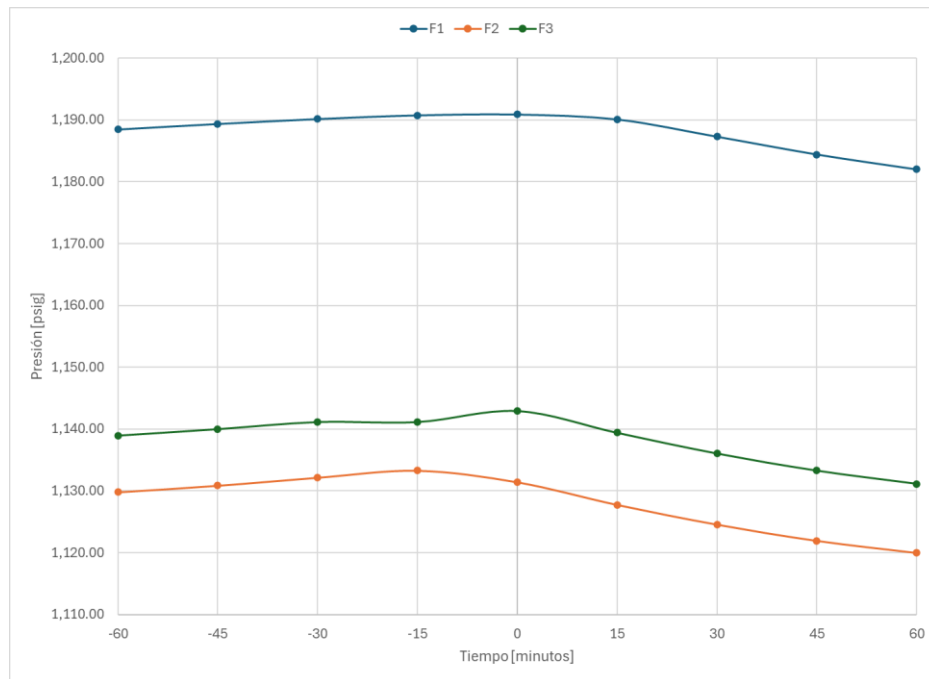
Considerando lo expuesto en las secciones 1.1.1 y 2.3, para determinar los valores de presión aplicables a estos 20 puntos que permitan calcular el $LP_{m\acute{a}x}$, es necesario encontrar el perfil de presión que se presenta cuando se han registrado las máximas presiones en los transmisores de presión instalados donde se conectan las fuentes de suministro (P1, P9, P18).

Sin embargo, en un escenario de aumento progresivo de la presión por represamiento del gas en el tramo aguas arriba de EC1, esperar a estar muy cerca del límite de 1,200 psig para tomar la decisión de poner en servicio la compresión puede resultar contraproducente para la seguridad de la operación, debido al tiempo que demora en reflejarse el efecto de la compresión.

Dicho tiempo de retraso obedece a dos factores: el primero es el tiempo que le toma al operador local de EC1 realizar las maniobras necesarias para poner en servicio la compresión (alineación de válvulas, presurización de la estación, arranque de equipos auxiliares, arranque de unidad compresora y aumentar carga del compresor), el cual oscila entre 45 minutos y una hora; el segundo es el tiempo que demora en viajar la onda de caída de presión, desde la succión del compresor hasta donde se conectan F1, F2 y F3.

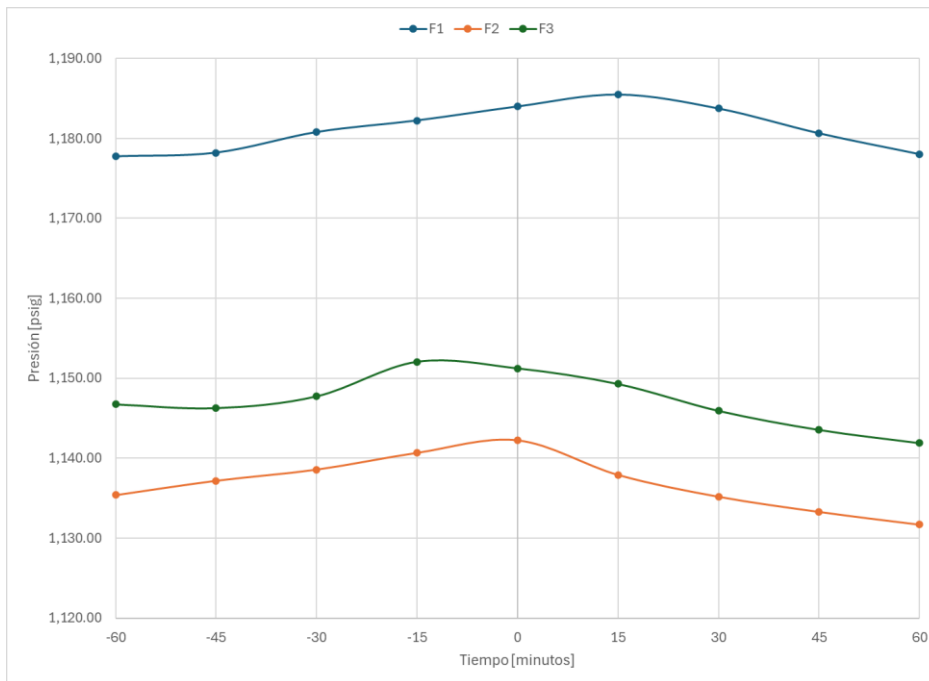
Para analizar el segundo factor, se muestra a continuación las tendencias de presión de las tres fuentes de suministro, para dos casos en los que se puso en servicio el compresor (Ver figuras 39 y 40):

Figura 39. Caso 1 de evolución de la presión de F1, F2, F3 ante la entrada en servicio de EC1.



Fuente: Autor.

Figura 40. Caso 2 de evolución de la presión de F1, F2, F3 ante la entrada en servicio de EC1.



Fuente: Autor.

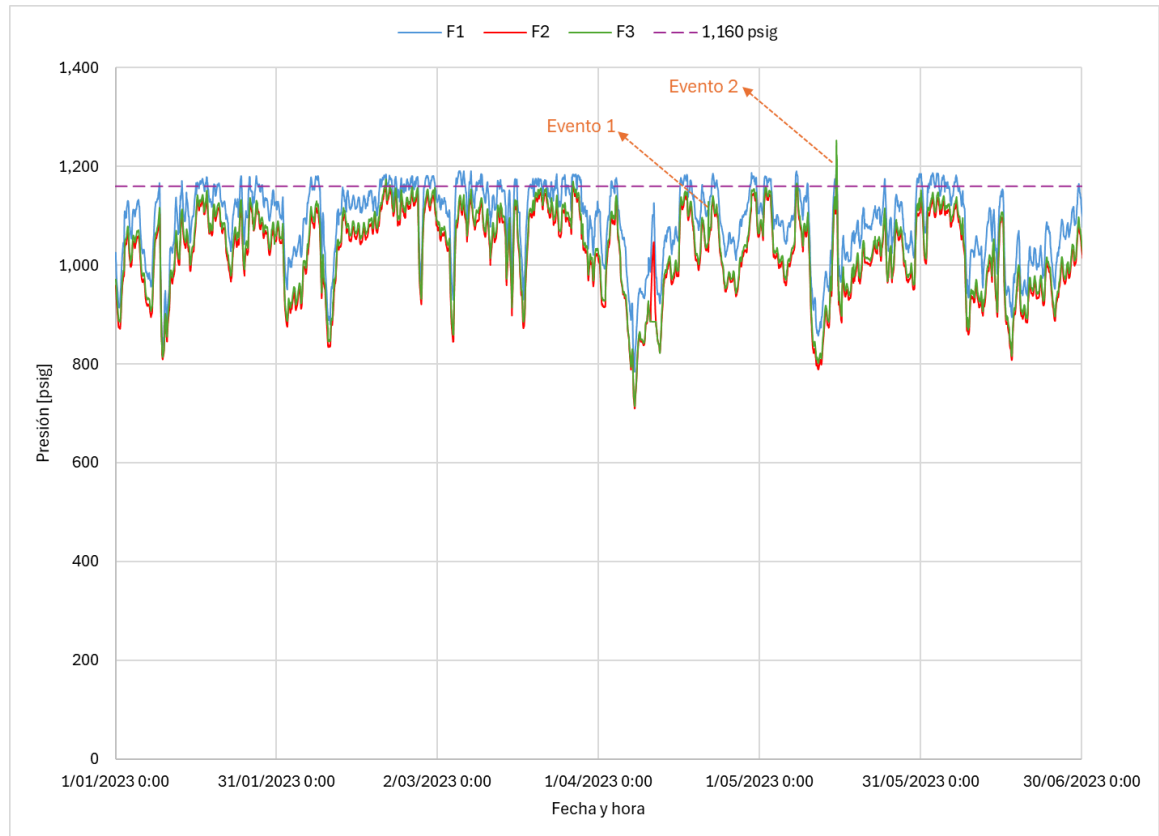
Al analizar los gráficos anteriores se observa como para ambos casos se venía presentando un incremento de presión, más marcado en F1, y luego en el tiempo igual a cero entra en servicio la compresión, mostrando su reflejo en la presión de F2 y F3 en tan solo 15 minutos, pero tal efecto se observa en F1 solo 30 minutos después de haberse puesto en servicio la compresión, debido a que es la fuente más alejada de la estación EC1.

Teniendo en cuenta que el protocolo debe estar pensado para salvaguardar la seguridad de la operación en todos los puntos, tomando de referencia F1 como punto crítico por su lejanía respecto a EC1, se tiene un tiempo estimado de retraso total de hora y media para obtener el efecto deseado sobre la presión de F1, contado a partir de que se solicita poner en servicio EC1.

Considerando que ante un escenario de represamiento de gas se puede generar una tasa de incremento de presión de hasta 20 psi por hora en el punto F1, el tiempo de retraso de hora y media mencionado anteriormente equivale a un margen de -30 psi que debe considerarse en la toma de decisión sobre EC1. Además, es prudente agregar un margen de -10 psi adicionales respecto al límite de presión por MPOP en F1, para evitar realizar los cálculos considerando operar sobre un valor de 1,200 psig en el cual se cerrarían los actuadores por alta presión.

De acuerdo con lo anterior, la presión límite para establecer el $LP_{m\acute{a}x}$ será de 1,160 psig. A continuación, se muestran las presiones registradas en los puntos F1, F2 y F3 durante el primer semestre de 2023, resaltando las fechas y horas en que se registraron presiones de 1,160 psig durante escenario de flujo natural (Ver figura 41):

Figura 41. Presiones de los puntos F1, F2 y F3 durante el primer semestre de 2023.



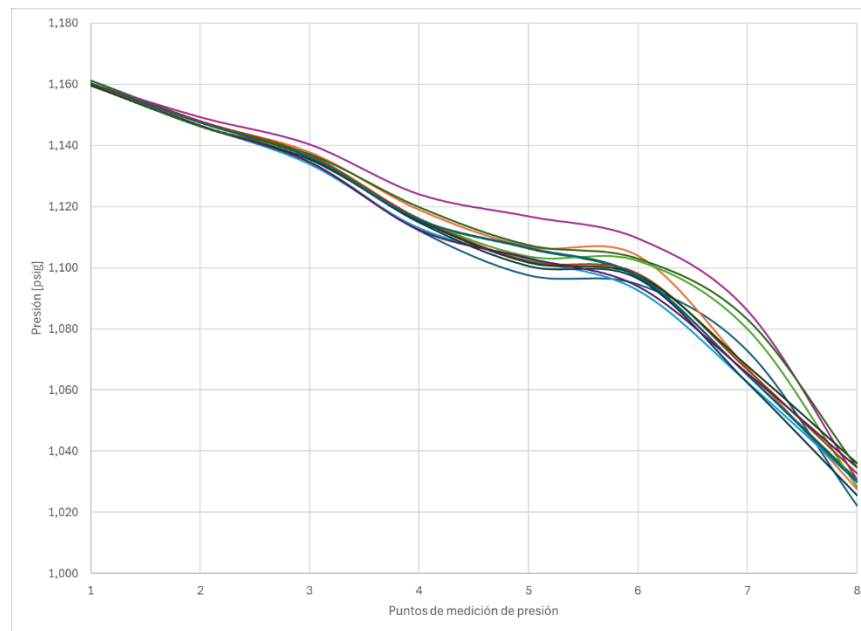
Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL⁸³.

En la figura 41 se puede confirmar que en el 99% del período analizado siempre estuvo más alta la presión de F1 con respecto a las otras dos fuentes, con dos excepciones en las que estuvo por encima la presión de F3, en la primera ocasión debido al cierre de un actuador cercano durante unas pruebas de estabilidad (Evento 1), y la segunda ocasión debido al cierre en cadena de actuadores cercanos por alcanzar límite de alta presión (Evento 2).

⁸³ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Base de datos del sistema de supervisión, control y adquisición de datos – SCADA. 2024.

En la figura 41 también se puede observar que en cada mes del período analizado al menos una vez se sobrepasó en F1 la línea de 1,160 psig. Entonces, para tener una muestra representativa, para cada mes se seleccionan dos puntos en los que se haya registrado 1,160 psig en F1, para los cuales se obtienen los siguientes perfiles de presión para el tramo comprendido entre P1 y P8 (Ver figura 42):

Figura 42. Perfiles de presión del tramo comprendido de P1 a P8 para una condición de 1,160 psig en el punto F1 en escenario de flujo natural.

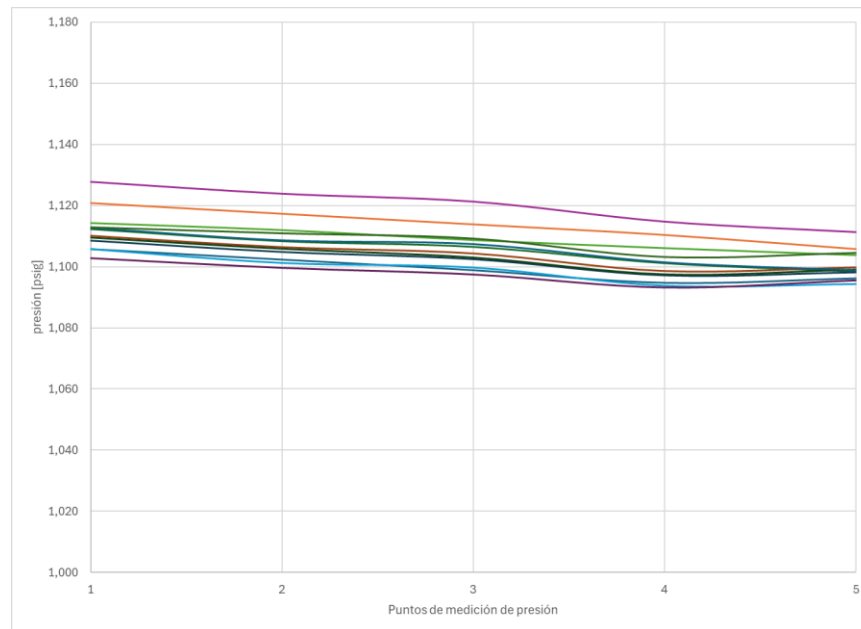


Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL⁸⁴.

A su vez, en la figura 43 se muestran los perfiles de presión obtenidos para el tramo comprendido entre P9 y P13:

⁸⁴ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Base de datos del sistema de supervisión, control y adquisición de datos – SCADA. 2024.

Figura 43. Perfiles de presión del tramo comprendido de P9 a P13 para una condición de 1,160 psig en el punto F1 en escenario de flujo natural.



Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL⁸⁵.

En los gráficos anteriores se puede evidenciar que el perfil de presión en escenario de flujo natural tiene una tendencia bien definida. Se selecciona el perfil con menor desviación estándar respecto a la media, el cual se detalla a continuación (Ver tabla 8):

Tabla 8. Presiones típicas del tramo aguas arriba de EC1 para una condición de 1,160 psig en el punto F1 en escenario de flujo natural.

Punto de medición	Presión [psig]
P1	1,160
P2	1,148
P3	1,136

Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL⁸⁶.

⁸⁵ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Base de datos del sistema de supervisión, control y adquisición de datos – SCADA. 2024.

⁸⁶ Ibid.

Tabla 8. Presiones típicas del tramo aguas arriba de EC1 para una condición de 1,160 psig en el punto F1 en escenario de flujo natural (Continuación).

Punto de medición	Presión [psig]
P4	1,116
P5	1,106
P6	1,097
P7	1,065
P8	1,031
P9	1,112
P10	1,108
P11	1,107
P12	1,101
P13	1,099
P14	1,108
P15	1,106
P16	1,100
P17	1,109
P18	1,100
P19	1,100
P20	625

Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL⁸⁷.

Con la información de las tablas 7 y 8, utilizando una temperatura promedio de 85°F (según la información histórica disponible⁸⁸), y aplicando las ecuaciones 4 y 23, se obtiene un $LP_{m\acute{a}x}$ de **90,229.7 KPC**. En la siguiente tabla (Ver tabla 9) se detalla el $LP_{m\acute{a}x}$ desagregado para cada uno de los segmentos de tubería relacionados en la tabla 7:

⁸⁷ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Sistema de información geográfica – GIS. 2024.

⁸⁸ Ibid.

Tabla 9. $LP_{m\acute{a}x}$ desagregado por segmentos de tubería.

Segmento	Empaque [KPC]
1	8,411.47
2	10,915.99
3	12,890.93
4	12,275.64
5	3,061.29
6	3,658.95
7	6,383.34
8	7,057.55
9	7,880.65
10	5,607.41
11	5,795.73
12	1,186.10
13	526.49
14	3,344.85
15	197.32
16	290.20
17	372.75
18	279.61
19	93.43

Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL⁸⁹.

Una vez definido el $LP_{m\acute{a}x}$, es necesario establecer una correlación con las variables que permitan introducir la magnitud física de tiempo en la ecuación, las cuales son: la capacidad de transporte y los flujos (entregas y consumos).

⁸⁹ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Sistema de información geográfica – GIS. 2024.

Si bien se mencionó anteriormente que el volumen de gas empaquetado depende en gran medida de la presión a la que se encuentre el gas, se puede expresar la variación del empaque en función de un balance de masas, de tal forma que, en un sistema abierto de límites definidos, dicha variación del empaque corresponda a la acumulación de gas que resulta de la diferencia entre las entradas y las salidas de gas. En este caso de estudio el sistema abierto de límites definidos corresponde a los tramos aguas arriba de EC1.

Dicho balance de masas puede ser dinámico, es decir, puede ser expresado en función del tiempo. Entonces, la variación del *linepack* en el tiempo será igual a la diferencia entre el flujo total recibido de F1, F2 y F3, y los consumos de C1, C2, C3, C4 y C5, más una salida adicional correspondiente al gas que se puede transportar a través del tramo donde se encuentra EC1, es decir, la capacidad de transporte del tramo L4. Lo anterior se encuentra expresado en la siguiente ecuación (Ver ecuación 24):

$$\Delta LP_{AA-EC1} = \sum \text{entregas} - \sum \text{consumos} - \text{capacidad}_{L4} \quad (24)$$

ΔLP_{AA-EC1} = Variación del *linepack* en los tramos aguas arriba de EC1 (KPCD)

$\sum \text{entregas}$ = Sumatoria de flujos de F1, F2 y F3 (KPCD)

$\sum \text{consumos}$ = Sumatoria de consumos de C1, C2, C3, C4 y C5 (KPCD)

capacidad_{L4} = Capacidad de transporte del tramo L4 (KPCD)

Del análisis de la ecuación anterior se puede deducir que el empaque aguas arriba de la estación EC1 se mantendrá estable en la medida que el gasoducto esté en capacidad de transportar la totalidad del flujo de gas excedente que resulta de la diferencia entre la sumatoria de las entregas y la sumatoria de los consumos. Es decir, mientras el flujo de gas que llega a la estación compresora sea inferior a la capacidad de transporte del tramo L4, no habrá represamiento de gas o aumento del empaque.

Teniendo en cuenta que la capacidad de transporte del tramo L4 depende de si se encuentra en servicio o no la compresión en EC1, es necesario determinar dicha capacidad en escenario de flujo natural, de tal forma que permita calcular para este escenario la variación del *linepack* en el tiempo a partir del flujo de gas excedente que llega a la estación EC1.

Para el cálculo de la capacidad utilizando la ecuación General de Flujo (Ver ecuación 3) y la de Colebrook White (Ver ecuación 14), es necesario conocer las propiedades de la mezcla de gas recibida en el tramo L4. De acuerdo con los registros históricos de la empresa transportadora⁹⁰, la mezcla de gases recibida en este punto tiene una gravedad específica promedio de 0.559 y una viscosidad de 1.8E-08 lbm/ft-s.

Con la información anterior, los datos relacionados en la tabla 7 para los segmentos 6 y 7 que conforman el tramo L4, y un flujo esperado en la estación que oscila entre 85,000 y 200,000 según lo indicado en la figura 37, se calcula el rango de número de Reynolds esperado en dicho tramo utilizando la ecuación 10, el cual oscila entre 5.47E+06 y 1.29E+07, tal y como se muestra a continuación:

$$Re = 0.0004778 \left(\frac{14.7}{520} \right) \left(\frac{0.559 * 85000}{(1.8 * 10^{-8}) * 15.224} \right) = 5.47 * 10^6$$

$$Re = 0.0004778 \left(\frac{14.7}{520} \right) \left(\frac{0.559 * 200000}{(1.8 * 10^{-8}) * 15.224} \right) = 1.29 * 10^7$$

⁹⁰ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Base de datos del sistema de supervisión, control y adquisición de datos – SCADA. 2024.

Con estos números de Reynolds tan elevados, el segundo término de la ecuación 14 tiendo a cero, permitiendo calcular el factor de fricción con la ecuación simplificada de Colebrook White (ecuación 15), que da como resultado un valor para f de 0.0124:

$$f = \left(\frac{1}{-2 \log \left(\frac{0.0018}{3.7 * 15.224} \right)} \right)^2 = 0.0124$$

Teniendo en cuenta los requerimientos mencionados en el capítulo 1 para el cálculo de la CMMP, de manera similar para el cálculo de la máxima capacidad de transporte en escenario de flujo natural se debe considerar la máxima presión en los puntos de entrada (1,200 psig). Aplicando el mismo método utilizado para determinar el perfil de presión de la tabla 8, se elabora el siguiente perfil para una presión en F1 de 1,200 psig (Ver tabla 10):

Tabla 10. Presiones típicas del tramo aguas arriba de EC1 para una condición de 1,200 psig en el punto F1 en escenario de flujo natural.

Punto de medición	Presión [psig]
P1	1200
P2	1,192
P3	1,179
P4	1,160
P5	1,150
P6	1,141
P7	1,102
P8	1,061
P9	1,152

Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL⁹¹.

⁹¹ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Sistema de información geográfica – GIS. 2024.

Tabla 10. Presiones típicas del tramo aguas arriba de EC1 para una condición de 1,200 psig en el punto F1 en escenario de flujo natural (Continuación).

Punto de medición	Presión [psig]
P10	1,149
P11	1,146
P12	1,141
P13	1,142
P14	1,149
P15	1,146
P16	1,141
P17	1,149
P18	1,140
P19	1,140
P20	640

Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL⁹².

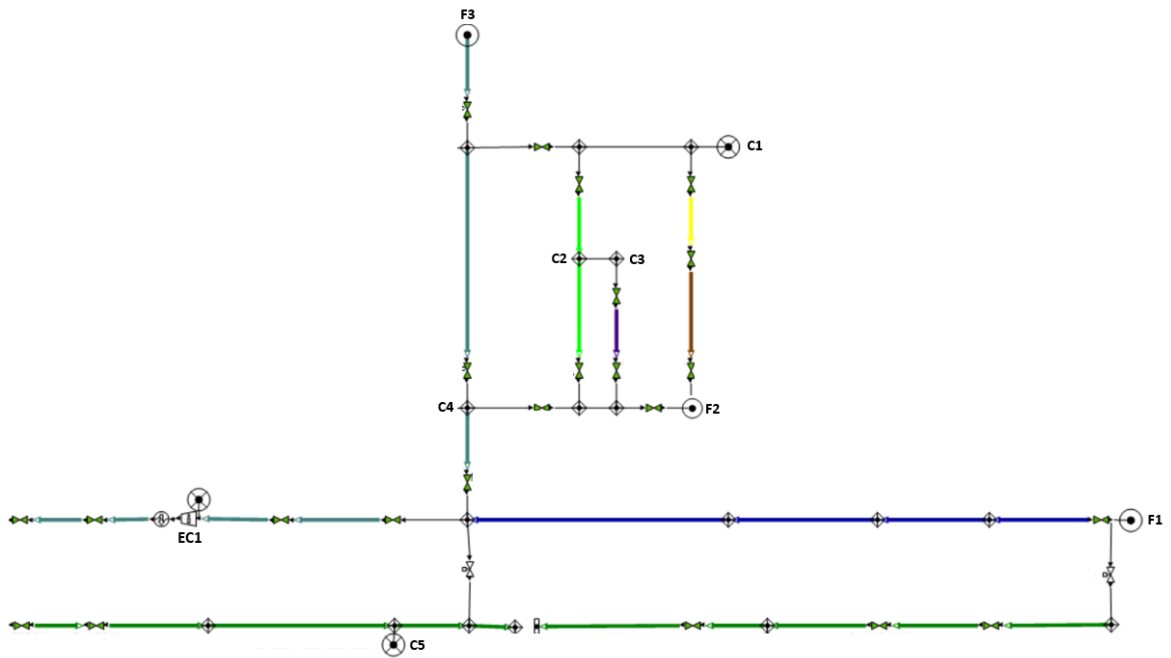
Empleando la ecuación 4 y la información de la tabla 10, se obtiene una presión promedio para el segmento 6 (puntos P6 y P7) de 1,136.31 psia, y una presión promedio para el segmento 7 (puntos P7 y P8) de 1,096.33 psia. Con esta información y la temperatura aplicable mencionada anteriormente, se obtiene un factor de compresibilidad Z de 0.88.

Una vez obtenida toda la información necesaria, se utiliza la ecuación 3 para el cálculo de la capacidad de transporte en escenario de flujo natural, con un resultado de **131,418.38 KPCD**. Este resultado se puede corroborar realizando una simulación en estado estable del gasoducto con la presión de entrada de F1 conocida y definida en 1,200 psig, y los flujos conocidos de las otras dos fuentes y de los consumos descritos previamente.

⁹² EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Sistema de información geográfica – GIS. 2024.

A continuación, se muestra el modelo del gasoducto construido en el *software* de simulación adquirido por la empresa transportadora⁹³ (Ver figura 44) y el resultado que se obtiene para el tramo L4 (Ver figura 45):

Figura 44. Modelo del gasoducto (vista parcial) construido en *software* de simulación.

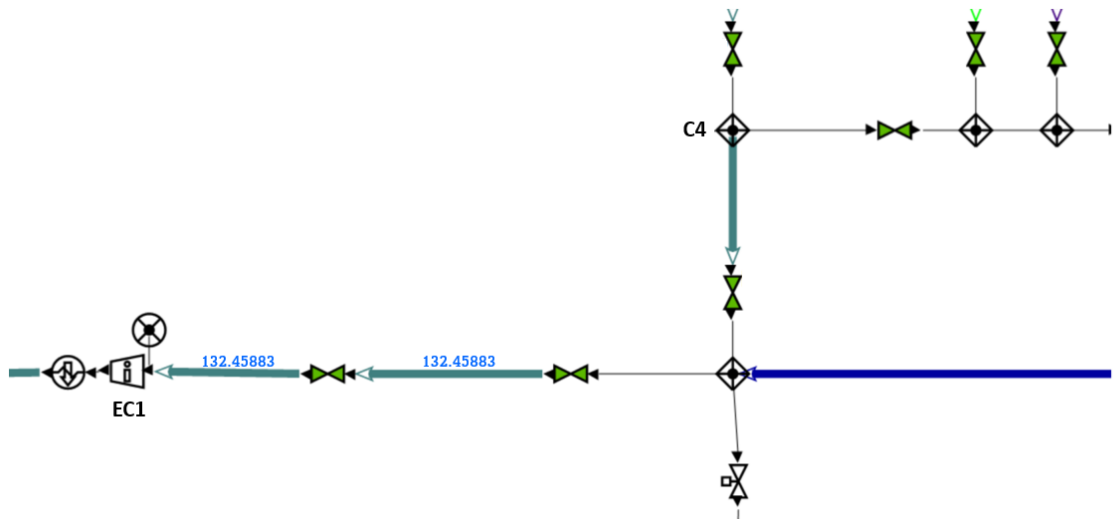


Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL⁹⁴.

⁹³ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Software de simulación. 2024.

⁹⁴ Ibid.

Figura 45. Resultado de capacidad de transporte según simulación en estado estable de escenario de flujo natural en EC1.



Fuente: EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL⁹⁵.

Ahora bien, se puede establecer una variación de *linepack* límite, en función del $LP_{m\acute{a}x}$ establecido previamente y del *linepack* actual de los tramos aguas arriba de EC1, en adelante denominado LP_{actual} . Lo anterior se encuentra expresado en la siguiente ecuación (Ver ecuación 25):

$$\Delta LP_{m\acute{a}x} = LP_{m\acute{a}x} - LP_{actual} \quad (25)$$

Al expresar la ecuación 25 en función del tiempo, y combinarla con la ecuación 24, se obtiene la siguiente ecuación (Ver ecuación 26):

$$\frac{LP_{m\acute{a}x} - LP_{actual}}{t} = \sum \text{entregas} - \sum \text{consumos} - \text{capacidad}_{L4} \quad (26)$$

⁹⁵ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Software de simulación. 2024.

Teniendo en cuenta que la función principal de poner en servicio la compresión de la estación EC1 es precisamente aumentar la capacidad del tramo L4 cuando la capacidad en flujo natural no es suficiente para transportar todo el gas que llega a la estación, el tiempo t , que se encuentra en el denominador, corresponderá entonces al tiempo en días (teniendo en cuenta las unidades de las demás variables) en que debe ponerse en servicio la estación compresora, considerando la capacidad que tiene el gasoducto con su *linepack* actual de absorber hasta un límite máximo ($LP_{máx}$), el exceso de gas que está llegando a la estación con respecto a la capacidad de transporte por flujo natural. Reordenando la ecuación 26, y reemplazando las variables por los valores calculados anteriormente, se obtiene la siguiente ecuación (Ver ecuación 27):

$$t (\text{días}) = \frac{90,229.7 - LP_{actual}}{\sum \text{entregas} - \sum \text{consumos} - 131,418.38} \quad (27)$$

Por último, se multiplica por 24 para obtener el tiempo mencionado en horas, con lo cual se obtiene la correlación base para el desarrollo del protocolo de operación (Ver ecuación 28):

$$t (\text{horas}) = \frac{24 * (90,229.7 - LP_{actual})}{\sum \text{entregas} - \sum \text{consumos} - 131,418.38} \quad (28)$$

Ahora es necesario establecer la metodología para cálculo de la información requerida para el uso de esta correlación, incluyendo condiciones particulares como el impacto de la hora del día en que se estaría realizando la evaluación para decidir cuándo se debe poner en servicio la compresión, el efecto que tiene sobre la decisión las entregas mayores o menores de los productores con respecto al programa de transporte, etcétera.

3.2 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA EL USO DE LA CORRELACIÓN

Para el uso de la ecuación 28 es necesario definir de donde se obtiene cada uno de los datos requeridos: el *linepack* actual y los flujos de gas en las entradas (fuentes de suministro) y salidas (consumos) del tramo aguas arriba de EC1.

El LP_{actual} debe ser calculado con los datos de presión en línea del sistema SCADA y la información de la tabla 7, siguiendo el mismo paso a paso con el cual se obtuvo la información de la tabla 9. Para la automatización de este proceso, que permita reducir el tiempo que tomaría el registro de los datos y la realización manual del cálculo del *linepack* de cada segmento, se construye una macro en Excel que realiza una encuesta automática, con una frecuencia establecida, a la base de datos de SCADA para obtener las presiones actuales de forma constante y, con base en ellas y la información de la tabla 7, entregue en tiempo real el empaque por segmento de tubería y el total que corresponde al LP_{actual} . El tiempo de encuesta se configuró por defecto en 15 minutos (pero es posible modificarlo a demanda del operador), teniendo en cuenta que según la arquitectura del sistema SCADA de la empresa transportadora, gran parte de los sitios actualizan información con esta misma frecuencia.

En las figuras 46, 47, 48 y 49 se muestran capturas de pantalla de la macro de Excel mencionada anteriormente, la cual está en capacidad de reconocer cierres de válvulas para ajustar las presiones de cada segmento en función de esto, y de estimar presiones de puntos con falla de comunicación utilizando los datos de los transmisores de presión más cercanos que cuenten con información confiable.

Figura 46. Macro CALCULO LP V2: módulo de consulta a la base de datos del SCADA.

TagName	DateTime	Value	vValue	StartDateTime	TagName	DateTime	Value
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	1001.706787	1001.70678709375	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	925.78125
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	1000.957764	1000.957763671875	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	919.615354
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	1002.237915	1002.2379150390625	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	921.171875
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	1001.198364	1001.1983642578125	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	1032.57588
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	995.446167	995.4461669921875	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	952.713195
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	996.7674561	996.7674560546875	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	894.317871
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	999.197998	999.197998040625	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	793.330932
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	920.711816	920.71181640625	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	763.496154
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	801.8543701	801.8543701171875	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	Null
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	822.8193359	822.8193359375	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	Null
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	817.9782715	817.978271484375	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	602.832515
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	809.0582275	809.0582275390625	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	604.551265
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	813.5429688	813.54296875	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	545.962768
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	811.1083947	811.108394375	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	1008.87304
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	809.0030518	809.0030517578125	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	810.762007
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	816.151001	816.1510009765625	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	810.807556
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	805.5777588	805.5777587890625	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	818.606688
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	583.5603027	583.560302734375	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	819.848266
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	584.571167	584.5711669921875	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	738.343811
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	583.7055664	583.70556640625	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	654.779052
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	579.1306152	579.130615234375	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	689.942322
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	0	0	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	712.866516
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	291.499939	291.49993896484375	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	750.419494
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	290.0175171	290.01751708984375	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	746.805114
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	291.1447754	291.144775390625	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	746.325864
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	Null	Null	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	731.107544
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	Null	Null	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	724.295288
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	584.1184082	584.118408203125	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	704.348877
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	Null	Null	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	698.364562
CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	583.2999268	583.2999267578125	8/24/24 8:30:00 AM	CONSUMO_M_PRES_LCDA	8/24/24 9:30:00 AM	687.205076

Fuente: Autor.

Figura 47. Macro CALCULO LP V2: módulo de configuración de la macro y controles de automatización.

Control automatismo	Minutos para siguiente ejecución
0	15

Apagado

Recalculo LP

Fuente: Autor.

Figura 48. Macro CALCULO LP V2: módulo de validación de información y recálculo de presiones erradas o faltantes.

SEÑAL ASOCIADA	PRESIÓN [psig]		VALIDACIÓN	PRESIÓN AGUAS ARRIBA [psig]	PRESIÓN AGUAS ABAJO [psig]	PRESIÓN CALCULADA [psig]	PRESIÓN PREDEFINIDA [psig]
	8/04/2024 10:30	8/04/2024 9:30					
LINEPACK V PUES 230A	1013.18	1001.71	OK	1013.18	1016.28	1013.18	
LINEPACK V PUES 230B	1016.28	1000.96	OK	1013.18	1019.09	1016.28	
LINEPACK V PUES 230C	1019.09	1002.24	OK	1016.28	1020.37	1019.09	
LINEPACK V PUES 230D	1020.37	1001.20	OK	1019.09	1015.90	1020.37	
LINEPACK V PUES 230E	1015.90	995.45	OK	1020.37	1019.68	1015.90	
LINEPACK V PUES 230F	1019.68	996.77	OK	1015.90	1024.93	1019.68	
LINEPACK V PUES 230G	1024.93	999.20	OK	1019.68	777.88	1024.93	
LINEPACK V PUES 230H	920.71	920.71	OK	1024.93	777.88	1024.93	
LINEPACK V PUES 230I	777.88	801.85	OK	775.57		777.88	
LINEPACK V PUES 230J	800.90	822.82	OK		798.78	800.90	
LINEPACK V PUES 230K	798.78	817.98	OK	800.90	800.61	798.78	
LINEPACK V PUES 230L	800.61	809.06	OK	798.78	791.18	800.61	
LINEPACK V PUES 230M	791.18	813.54	OK	800.61	787.17	791.18	
LINEPACK V PUES 230N	787.17	811.11	OK	791.18	783.65	787.17	
LINEPACK V PUES 230O	783.65	809.00	OK	787.17	788.70	783.65	
LINEPACK V PUES 230P	788.70	816.15	OK	783.65	775.57	788.70	
LINEPACK V PUES 230Q	775.57	805.58	OK	788.70		775.57	
LINEPACK V PUES 230R	577.79	583.56	OK		577.89	577.79	
LINEPACK V PUES 230S	578.82	584.57	OK	577.79	578.82	578.82	
LINEPACK V PUES 230T	578.35	583.71	OK	578.82	577.89	578.35	
LINEPACK V PUES 230U	574.21	579.13	OK	578.35		574.21	
LINEPACK V PUES 230V							
LINEPACK V PUES 230W	0.00	0.00	OK		291.02	291.02	
LINEPACK V PUES 230X	291.02	291.50	OK	289.78	289.78	291.02	
LINEPACK V PUES 230Y	289.78	290.02	OK	291.02	290.71	289.78	
LINEPACK V PUES 230Z	290.71	291.14	OK	289.78	289.78	290.71	
LINEPACK V PUES 230AA	0.00	0.00	OK	290.71	290.71	290.71	
LINEPACK V PUES 230AB	0.00	0.00	OK	290.71		290.71	

Fuente: Autor.

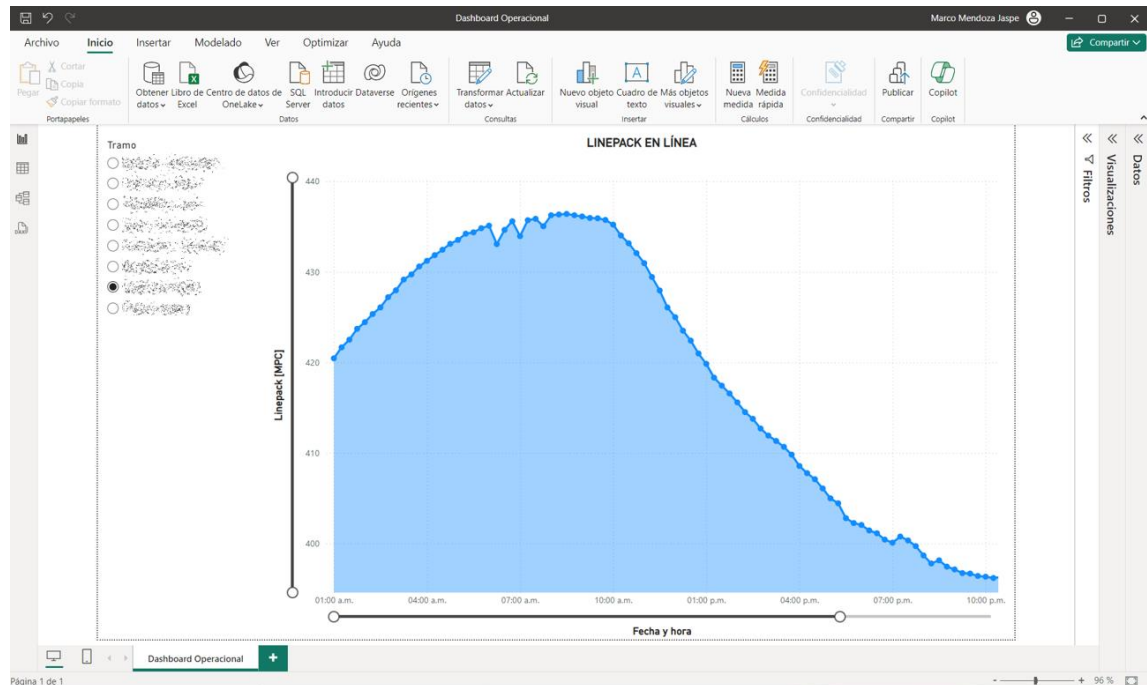
Figura 49. Macro CALCULO LP V2: módulo de cálculo de linepack.

LEGS	LÍNEA	DIÁMETRO INTERNO [in]	LONGITUD [km]	NODO INICIAL	NODO FINAL	P INICIAL [psig]	P FINAL [psig]	P PROM [psia]	Z PROM	LINEPACK [KPC]	Fecha del cálculo	Total
58	230A	15.224	10.942	230A-1	230A-2	1055.27	1039.86	1062.31	0.8845	3,530.23		
59	230B	15.224	19.777	230A-2	230B-1	1039.86	1003.85	1036.69	0.8872	6,207.88		
60	230C	15.224	21.966	230B-1	230C-1	1004.12	952.56	993.29	0.8918	6,572.62		
61	230D	15.224	11.125	230C-1	230D-1	952.56	916.44	949.34	0.8964	3,165.14		
62	230E	15.224	15.947	230D-1	230E-1	916.44	873.63	909.93	0.9005	4,328.70		
63	230F	15.224	3.883	230E-1	230F-1	873.63	862.89	883.00	0.9034	1,019.61		
64	230G	15.224	32.292	230F-1	230G-1	862.89	767.72	830.94	0.9088	7,931.48		
65	230H	15.224	20.500	230G-1	230H-1	1067.46	1062.63	1079.78	0.8827	6,736.64		
66	230I	15.224	22.958	230H-1	230I-1	1062.63	1061.58	1076.84	0.8830	7,521.19		
67	230J	15.224	16.395	230I-1	230J-1	1061.58	1055.17	1073.11	0.8834	5,350.15		
68	230K	15.224	17.015	230J-1	230K-1	1055.17	1055.27	1069.95	0.8837	5,534.04		
69	230L	19.262	14.608	230K-1	230L-1	671.85	1091.27	912.64	0.9003	6,368.59		
70	230M	19.262	19.192	230L-1	230M-1	1091.27	1080.57	1100.66	0.8805	10,316.98		
71	230N	19.262	23.029	230M-1	230N-1	1080.57	1072.79	1091.42	0.8815	12,262.17		
72	230O	19.262	22.261	230N-1	230O-1	1072.79	1059.35	1080.82	0.8826	11,723.33		
73	230P	19.262	5.604	230O-1	230P-1	1059.35	1053.52	1071.17	0.8836	2,921.55		
74	230Q	9.594	29.374	230P-1	230Q-1	403.79	333.26	384.34	0.9557	1,260.24		
75	230R	9.594	3.028	230Q-1	230R-1	410.37	403.79	421.82	0.9518	143.17		
76	230S	9.594	15.709	230R-1	230S-1	442.94	410.37	441.59	0.9497	779.26		
77	230T	9.594	10.634	230S-1	230T-1	461.09	442.94	466.80	0.9471	559.20		
78	230U	9.594	21.828	230T-1	230U-1	501.27	461.09	496.18	0.9440	1,224.05		
79	230V	9.594	19.666	230U-1	230V-1	533.63	501.27	532.34	0.9402	1,187.97		
80	230W	9.594	10.591	230V-1	230W-1	550.55	533.63	556.86	0.9376	671.08		
81	230X	9.594	6.972	230W-1	230X-1	548.40	550.55	564.20	0.9368	319.46		
82	230Y	9.594	21.359	230X-1	230Y-1	551.19	548.40	564.53	0.9368	1,266.76		
83	230Z	9.594	10.775	230Y-1	230Z-1	553.97	551.19	567.31	0.9365	696.37		
84	230AA	9.594	10.465	230Z-1	230AA-1	555.18	553.97	569.31	0.9363	678.86		
85	230AB	9.594	19.046	230AA-1	230AB-1	554.72	555.18	569.68	0.9363	1,236.37		
86	230AC	9.594	14.532	230AB-1	230AC-1	554.90	554.72	569.54	0.9363	943.10		
87	230AD	7.446	40.870	230AC-1	230AD-1	1063.07	1053.58	1073.07	0.8834	3,190.28		

Fuente: Autor.

A su vez, esta información fue integrada a un tablero de Power BI, para que estuviese disponible para la gestión operativa del centro de control (Ver figura 50):

Figura 50. Linepack en línea en tablero de Power BI.



Fuente: Autor.

Luego, es necesario calcular los flujos de entradas y salidas en tiempo real. Teniendo en cuenta que no necesariamente las fuentes de suministro inyectarán exactamente la cantidad requerida según el programa de transporte o lo harán a un flujo estable a lo largo del día de gas, existen dos opciones de flujo para utilizar como flujo de entrada en la ecuación 28: El flujo instantáneo real de cada fuente de suministro, y el flujo requerido desde cada fuente de suministro para cumplir con su respectivo programa de transporte.

El flujo real instantáneo de cada fuente de suministro se puede obtener de la medición en línea del sistema SCADA. Si bien este dato refleja la realidad operativa del momento, tomar una decisión para la puesta en servicio de la compresión basado en esta información estaría omitiendo la información del programa de transporte.

Se puede presentar un escenario en el cual, según el programa de transporte, el flujo esperado en la estación EC1 se pueda manejar con la capacidad de transporte en flujo natural, pero debido a que una o más fuentes está inyectado sin autorización gas adicional se esté generando un represamiento del gas y el consecuente aumento del *linepack* y las presiones. En estos casos, poner en servicio la compresión no solo representa un costo adicional para la operación injustificado, sino que favorece el mal comportamiento del productor al disminuirle la presión y permitirle inyectar aún más gas al sistema.

Otro escenario posible es aquel en el cual uno o más productores no estén inyectando el gas requerido para cumplir con el programa de transporte. Con el pasar de las horas del día, el flujo requerido va a ir aumentando cada vez más porque tendrá el productor menos horas disponibles para cubrir el déficit en las entregas. En estos casos, poner en servicio la compresión considerando el elevado flujo requerido vs la capacidad de transporte en flujo natural, cuando no se observa una intención real del productor en aumentar sus entregas, no solo representa un costo adicional para la operación que no tendrá el efecto deseado sobre las entregas, sino que adicionalmente se generará un detrimento del empaque por el gas combustible utilizado que, sumado al déficit generado por el productor, puede ser determinante para la operación por el estado de las presiones y los compromisos contractuales.

De acuerdo con lo anterior, no es correcto en todos los casos asociar la decisión para la puesta en servicio de la compresión exclusivamente al flujo instantáneo o al flujo requerido desde las fuentes de suministro. Por lo tanto, el protocolo deberá mostrar dos valores del tiempo t en que debe ponerse en servicio la compresión: uno en función del flujo instantáneo y otro en función del flujo requerido para el cumplimiento del programa de transporte. La decisión de cual tomar dependerá del comportamiento esperado del productor según las comunicaciones establecidas con su centro de operaciones.

Dicho esto, el cálculo del flujo requerido para el cumplimiento del programa de transporte de un productor A en un momento determinado del día (hora, minuto y segundo) sería el siguiente (Ver ecuación 29):

$$Flujo\ requerido_A = \frac{(CEA_A/PC_A) - Acum_A}{1 - \left[\left(hora + \frac{minuto}{60} + \frac{segundo}{3600} \right) / 24 \right]} \quad (29)$$

$Flujo\ requerido_A$ = Flujo requerido del productor A para cumplir el programa de transporte (KPCD)

CEA_A = Programa de transporte del productor A (MBTU)

PC_A = Poder calorífico del productor A (MBTU/KPC)

$Acum_A$ = Volumen total entregado a la hora de consulta por el productor A (KPC)

Adicional a lo anterior, es importante considerar el tiempo de retraso que toma en reflejarse el efecto de la estación compresora respecto a las horas que quedan del día, más aún cuando el programa de transporte del día siguiente es considerablemente inferior al actual. Si basado en las ecuaciones 28 y 29 se determina que la compresora debe entrar a las 22:00 horas del día de gas, solo hasta las 23:30 horas de dicho día se notará el efecto en la fuente F1, considerando el retraso de hora y media mencionado anteriormente.

Entonces, siguiendo el ejemplo anterior, si el programa del día siguientes es inferior, a tal punto que pueda ser ejecutado en escenario de flujo natural, obligaría al operador del centro de control a solicitar el apagado de la estación dos horas después de haberla requerido, y tan solo una hora y 15 minutos después de haber entrado en servicio, sin contemplar que el productor puede iniciar una rampa de descenso en su producción que obligue a sacar de servicio la compresión antes de finalizar el día.

Lo anterior representa un gasto innecesario de un arranque de EC1, además del gas combustible consumido en el proceso, solo por una hora de compresión para el alivio de las presiones, lo cual puede ser manejado mediante un acuerdo con el centro de operaciones del productor. Para tener esto en cuenta en la toma de decisión, la ecuación 29 solo será utilizada dentro del protocolo hasta las 22:00 horas. En las horas restantes se utilizará como flujo requerido el correspondiente al programa de transporte del día siguiente de gas, con base en el cual se determinará el tiempo en el cual debe ponerse en servicio la compresión.

Ahora bien, como se mencionó anteriormente, debido a que varios puntos que componen la demanda del tramo aguas arriba de EC1 no cuentan con telemetría que permita obtener información en tiempo real de su consumo, el flujo de estos puntos de consumo se estimará con base en la nominación de N1 (agrupa los puntos C1, C2, C3 y C4), la nominación N2 (corresponde a la demanda industrial de C5) y la nominación N3 (corresponde a la demanda no industrial de C5), aplicando los respectivos perfiles de consumo definidos en la sección 2.2.

Con la información anterior y las ecuaciones 28 y 29, ya es posible la elaboración del protocolo con ciertas consideraciones que serán discutidas a continuación.

3.3 DESARROLLO DE PROTOCOLO DE OPERACIÓN DE EC1

El protocolo de operación de EC1 corresponde a un flujograma de decisión que utiliza la correlación definida anteriormente (Ver ecuación 28) y la información actual de la operación según la metodología de cálculo descrita anteriormente, entregándole al operador del centro de control el tiempo exacto en que debe ponerse en servicio la compresión de EC1. Para el desarrollo del protocolo se debe tener en cuenta los siguientes escenarios y consideraciones inherentes a la operación de la estación compresora EC1:

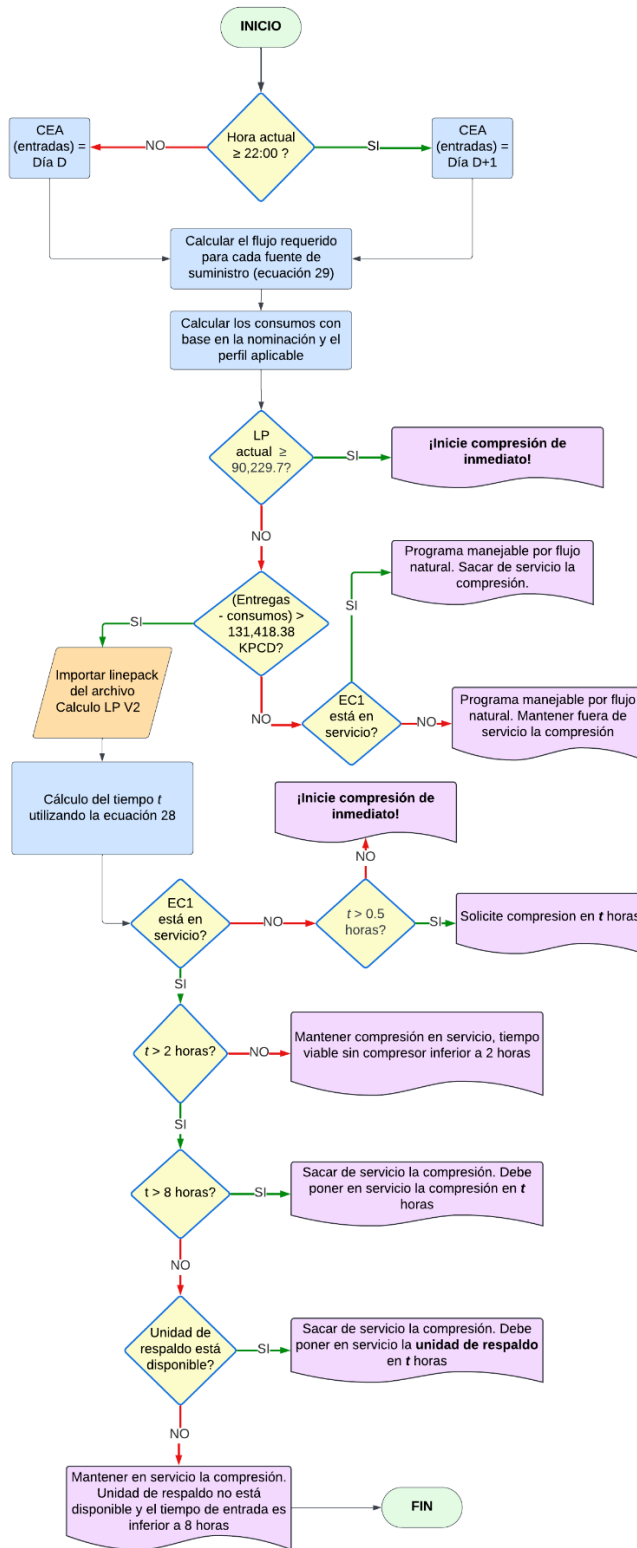
- Teniendo en cuenta que el objetivo del protocolo es entregar un resultado en función de flujos y empaque del sistema, y estas variables cambian con el tiempo, el protocolo deberá ser ejecutado con una frecuencia definida, garantizando que en cada ocasión se encuentre actualizada la información de flujos, presiones (para el cálculo del empaque) y nominaciones.
- El protocolo indicará el tiempo en el cual debe solicitarse la compresión, expresado en horas contadas a partir del momento en que se realiza el análisis de la información. El $LP_{m\acute{a}x}$ utilizado en la correlación ya contempla el tiempo que demora en verse reflejado el efecto de la compresión desde que se realiza la solicitud.
- El tiempo resultante de aplicar el protocolo estará acompañado de un mensaje con instrucciones claras según el escenario actual, contemplando el estado actual del compresor (encendido o apagado), la disponibilidad de segunda unidad compresora, el tiempo desde la última vez que estuvo en servicio la compresora, las horas restantes del día, la comparación de flujo a transportar vs. la capacidad de transporte, etcétera.

- El protocolo también debe aplicarse cuando la estación compresora se encuentre en servicio. Esto permitirá saber si, con el cambio de las condiciones operativas y de las nominaciones, aún se requiere tenerla en servicio o debe apagarse.
- Cuando el flujo que se requiere transportar a través de EC1 sea inferior a la capacidad de transporte en flujo natural, el resultado del protocolo será “Programa manejable por flujo natural”. Se incluirá un mensaje complementario según el estado actual de la estación compresora: si se encuentra en encendida se agrega “Sacar de servicio la compresión”, si está apagada se agrega “Mantener fuera de servicio la compresión”. En ambos casos no se aplicará la correlación para evitar un resultado con valores negativos para el tiempo de entrada en servicio, que pueda generar confusión para el operador del centro de control.
- El área de mantenimiento recomienda que una vez enfriada la unidad compresora (pasadas dos horas después de su salida de servicio), no se debe poner en servicio nuevamente la misma unidad compresora hasta que no se completen 8 horas desde su salida de servicio, para evitar fractura y desgaste de piezas internas.
- Cuando la compresora se encuentre en servicio y el tiempo resultante de aplicar la correlación sea igual o superior a 8 horas, el resultado del protocolo será “Sacar de servicio la compresión. Poner en servicio nuevamente en $t = x$ horas”.

- Cuando la compresora se encuentre en servicio y el tiempo resultante sea inferior a 8 horas, el protocolo entregará una respuesta en función de la disponibilidad de la unidad compresora de respaldo: Si la unidad está disponible el resultado será “Sacar de servicio la compresión. Debe poner en servicio la unidad de respaldo en $t = x$ horas”. Si la unidad no está disponible el resultado será “Mantener en servicio la compresión. Unidad de respaldo no está disponible y el tiempo de entrada es inferior a 8 horas”
- El proceso de sacar de servicio la compresión y normalizar las condiciones en la estación toma aproximadamente 30 minutos. Si se suma esto al tiempo requerido para volver a ponerla en servicio y notar su efecto sobre las presiones, se obtiene que el tiempo mínimo que justifique la salida de la estación compresora es de 2 horas. Es decir, si la compresora se encuentra encendida y el resultado de aplicar la correlación indica que debe ponerse en servicio nuevamente en un tiempo igual o inferior a dos horas, el resultado del protocolo será “Mantener compresión en servicio, tiempo viable sin compresor inferior a 2 horas”.
- Cuando la compresora se encuentre apagada y la aplicación de la correlación resulte en un tiempo igual o inferior a 30 minutos, el resultado del protocolo será “¡Inicie compresión de inmediato!”. Este tiempo adicional ofrece un margen ante cualquier inconveniente de fácil solución que se pueda presentar durante el arranque y puesta en servicio de la compresión.
- Como se mencionó anteriormente, si la hora actual es igual o superior a las 22:00 horas del día de gas, para la aplicación del protocolo se utilizará el programa de transporte del día siguiente.

Teniendo en cuenta las consideraciones expuestas anteriormente, se crea el Protocolo de Operación de la estación compresora EC1, el cual se muestra a continuación (Ver figura 51):

Figura 51. Protocolo de Operación de la estación compresora EC1.



Fuente: Autor.

Para facilitar el uso del Protocolo de Operación de EC1 para el operador del centro de control, se ha integra a la macro de control operacional, desarrollada por los ingenieros del centro de control, lo siguiente: el flujograma de la figura 51, las ecuaciones necesarias para su aplicación, la macro de cálculo de *linepack* en línea y las bases de datos requeridas. Lo anterior permite automatizar y mostrar en tiempo real el resultado de la aplicación del protocolo (tiempo *t* y el respectivo mensaje). A continuación, se muestra una captura de pantalla de la macro de control operacional con el Protocolo de Operación de EC1 integrado y funcionando (Ver figura 52):

Figura 52. Macro de control operacional con Protocolo de Operación de EC1 integrado.

Día	HORA	Unidad	Festivo?	Tiempo restante (hh:mm:ss)	ACTUALIZAR	CORREO	Alerta: OFF	NOTIFICACIÓN
3/06/2024	11:49:02 p. m.	MBTU	NO	0:10:58				

Productores	CEA [MBTU]	CEA PARCIAL [MBTU]	ACUMULADO [MBTU]	FLUJO ACTUAL [MBTU]	DESVIACIÓN ACTUAL [MBTU]	PROYECCIÓN [MBTU]	DESVIACIÓN PROYECTADA [MBTU]	FLUJO REQUERIDO [MBTU]	POSITIVO ASIGNADO [MBTU]	UTILIZAR PERIFIL?	Observación	NOTIFICACIÓN?
TOTAL	334.949	332.037	333.945	1.908	0	336.171	1.222	0	0			

Campo Productor	CEA [MBTU]	FLUJO ACTUAL [MBTU]	PROYECCIÓN [MBTU]	DESVIACIÓN	Flujo requerido
TOTAL	143.522	146.069	143.503	-11.412	1.496.225

Programa T	177.657	EC1 fuera de servicio	Observación
Flujo Req	158.025	Flujo req D+1 (KPCD)	175.132
Flujo Actual	180.727	T para iniciar compresión	No aplica
Proyectado	177.830	Unidad de respaldo Fidelity	Disponible

Cientes	CEA [MBTU]	CEA PARCIAL [MBTU]	ACUMULADO [MBTU]	FLUJO ACTUAL [MBTU]	DESVIACIÓN ACTUAL [MBTU]	PROYECCIÓN [MBTU]	DESVIACIÓN PROYECTADA [MBTU]	POSITIVO ASIGNADO [MBTU]	NEGATIVO ASIGNADO [MBTU]	AJUSTAR CEA Y CEA N?
TOTAL	4.500	4.466	165	610	4.300	170	4.330	0	0	

Fuente: Autor.

Ahora bien, para el correcto uso del Protocolo de Operación de EC1, es necesario establecer el alcance de este y las excepciones aplicables a su uso, lo cual será revisado a continuación.

3.4 ALCANCE Y EXCEPCIONES DEL PROTOCOLO DE OPERACIÓN DE EC1

El alcance del Protocolo de Operación de EC1 se limita a ser una herramienta de apoyo y ofrecer una guía objetiva que permita al operador en turno del centro de control tomar la decisión de encender o apagar la estación compresora EC1. En ningún momento puede entenderse el resultado del Protocolo como una instrucción u orden que debe seguir ciegamente el operador en turno, toda vez que este Protocolo no conoce ni aborda de forma holística la operación del gasoducto completo, y no puede estar por encima del criterio ni de la autonomía del operador para gestionar la operación de la infraestructura según considere para garantizar condiciones seguras y el cumplimiento de los compromisos contractuales.

Dicho esto, a continuación, se indican algunas excepciones para la aplicación del protocolo:

- El Protocolo de Operación de EC1 no aplicará cuando exista una insalvable restricción en la oferta de transporte de gas no transitoria, según lo dispuesto en los decretos 1073⁹⁶ y 2345⁹⁷ de 2015, por la cual se requiera tener en servicio la estación compresora.

⁹⁶ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 1073 (26 de mayo de 2015). Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2015. p. 143. [consultado el 27 de mayo de 2024]. Disponible en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=77887>

⁹⁷ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 2345 (3 de diciembre de 2015). Por el cual se adiciona el decreto único reglamentario del sector administrativo de minas y energía, Decreto 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2015. p. 2-4. [consultado el 27 de mayo de 2024]. Disponible en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=66598>

- El Protocolo de Operación de EC1 no aplicará cuando se requiera tener en servicio la estación compresora para mantener estable las condiciones de presión aguas abajo ante bajos niveles de empaque del gasoducto, evitando de esta manera alcanzar inestabilidad operativa y/o condición de presión inferior a la mínima contractual de algún cliente.
- El Protocolo de Operación de EC1 no aplicará cuando se requiera tener en servicio la estación compresora para la ejecución de actividades de limpieza interna de tubería.
- El Protocolo de Operación de EC1 no aplicará cuando se requiera tener en servicio la estación compresora para recibir un flujo mayor al requerido por el programa de transporte, debido a acuerdos entre la empresa transportadora y uno o más de los productores conectados aguas arriba de la estación EC1.

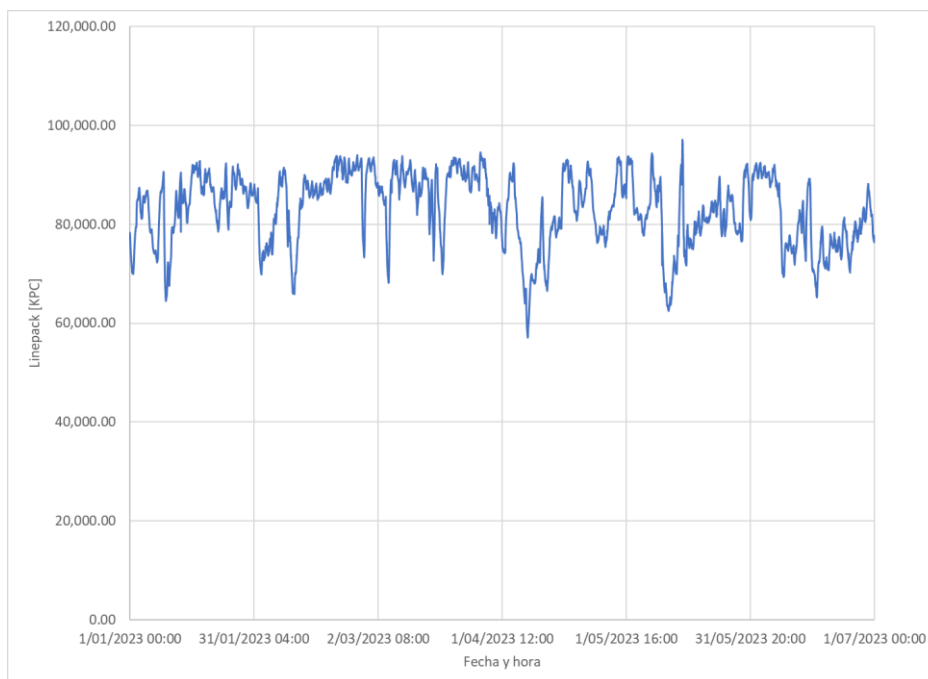
Una vez se ha elaborado el Protocolo de Operación de EC1, con su alcance y limitaciones definidos, es posible establecer el potencial de ahorro estimado con base en la información histórica del primer semestre de 2023. A continuación, se detallará este proceso de estimación de ahorros.

4. CÁLCULO DEL AHORRO POTENCIAL GENERADO POR LA APLICACIÓN DEL PROTOCOLO DE OPERACIÓN PARA EC1

Para el cálculo del potencial de ahorro que resultaría de la aplicación del Protocolo de Operación de EC1 con la información del primer semestre de 2023, se debe realizar previamente una reconstrucción de las variables de *linepack* y flujo requerido según programa de transporte, las cuales actualmente no se almacenan en la base de datos históricas y son necesarias para la aplicación del protocolo.

Para la reconstrucción del *linepack* se utilizó la información de la tabla 7, en conjunto con los históricos de presión⁹⁸ de los 19 transmisores de presión indicados en dicha tabla. Luego, replicando los pasos mencionados en la sección 3.2 para el cálculo de *linepack*, se obtuvieron los siguientes valores (Ver figura 53):

Figura 53. *Linepack* de los tramos aguas arriba de EC1 para el primer semestre de 2023.

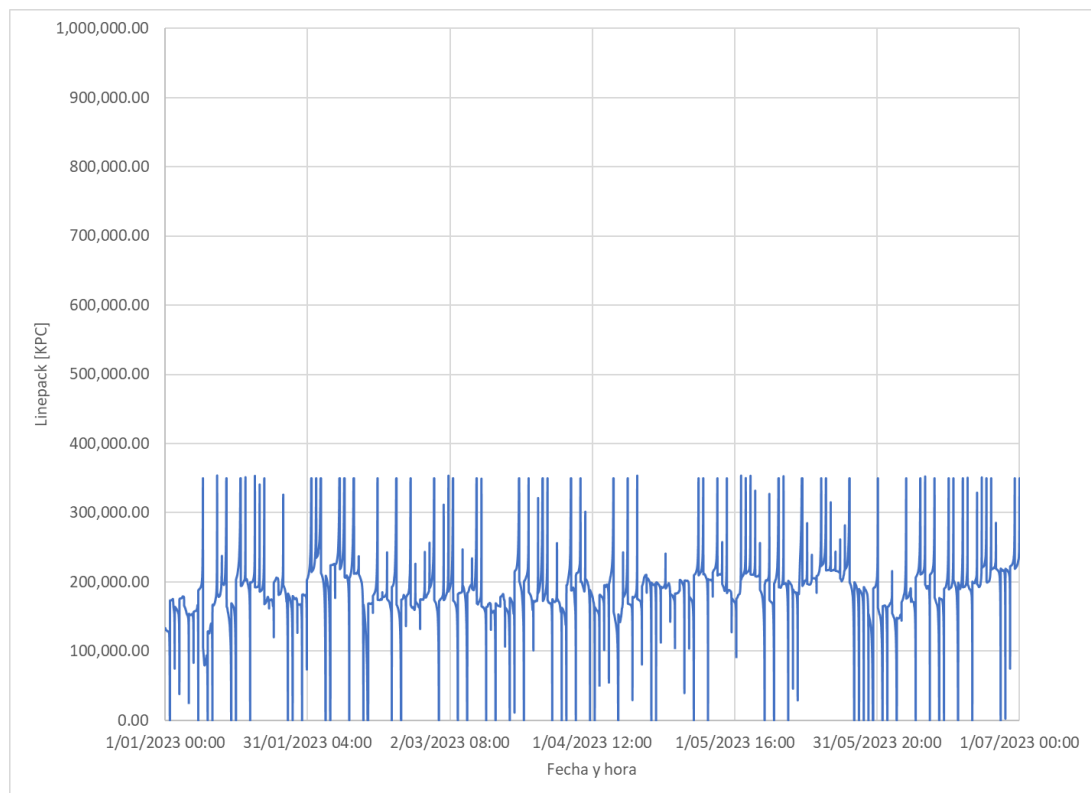


Fuente: Autor.

⁹⁸ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Base de datos del sistema de supervisión, control y adquisición de datos – SCADA. 2024.

En el mismo sentido, se realizó la reconstrucción de cómo iba cambiando el flujo requerido desde las fuentes F1, F2 y F3 para el cumplimiento del programa de transporte, teniendo en cuenta el programa de transporte, las cantidades renominadas y hora en que fueron recibidas, y las variaciones en los flujos y el volumen acumulado entregado a lo largo de cada día de gas. A continuación, se muestra el comportamiento del flujo requerido que se obtuvo para el primer semestre de 2023 (Ver figura 54):

Figura 54. Flujo total requerido de las fuentes de suministro F1, F2 y F3 para cumplimiento del programa de transporte.

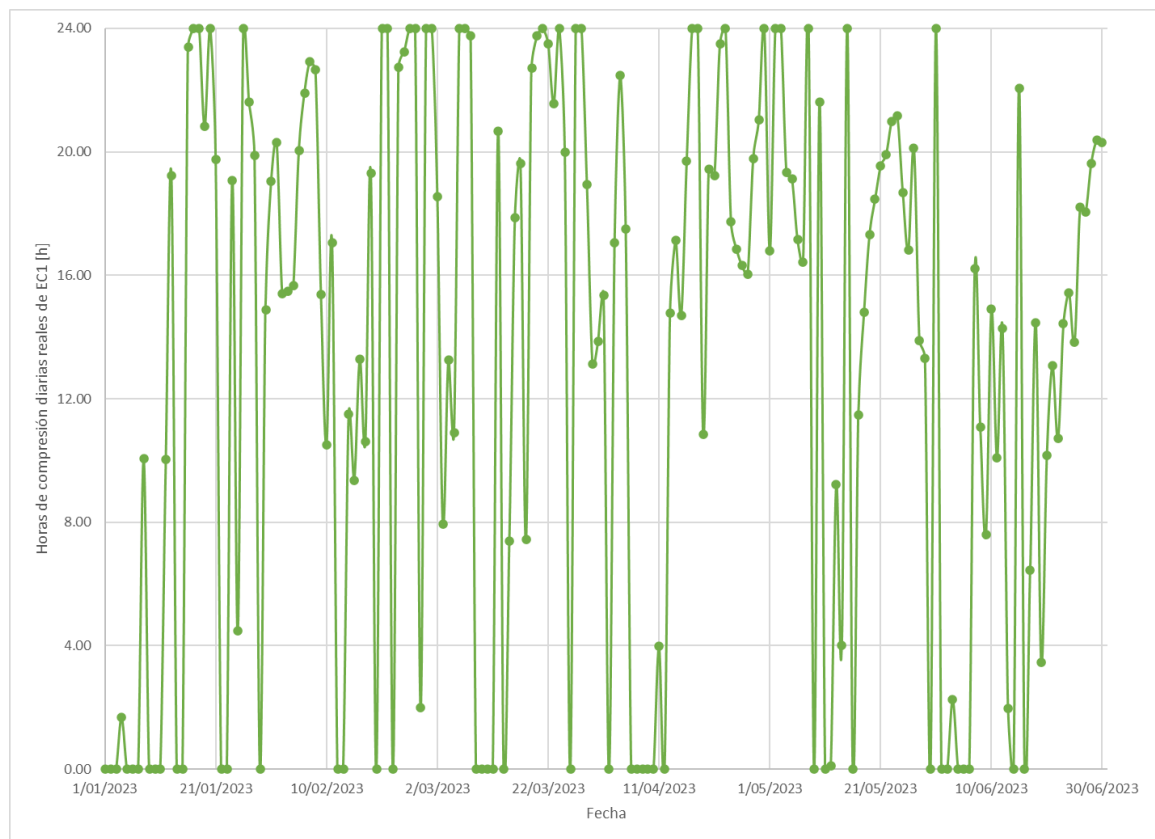


Fuente: Autor.

En la figura 54, los picos de flujo requerido corresponden a situaciones en las que el productor a lo largo del día de gas no estuvo entregando el flujo acorde al programa de transporte, entonces al ir finalizando el día, con las pocas horas restantes, el flujo requerido empieza a exhibir un comportamiento exponencial.

Con base en la información de las figuras 33, 36, 53 y 54, se aplicó el protocolo con intervalos de 15 minutos, para las 24 horas de cada día que compone el primer semestre de 2023, obteniendo los siguientes resultados de cantidad de horas requeridas de compresión EC1 de haberse aplicado el protocolo de operación a las condiciones operativas y programas de transporte dados (Ver figura 55):

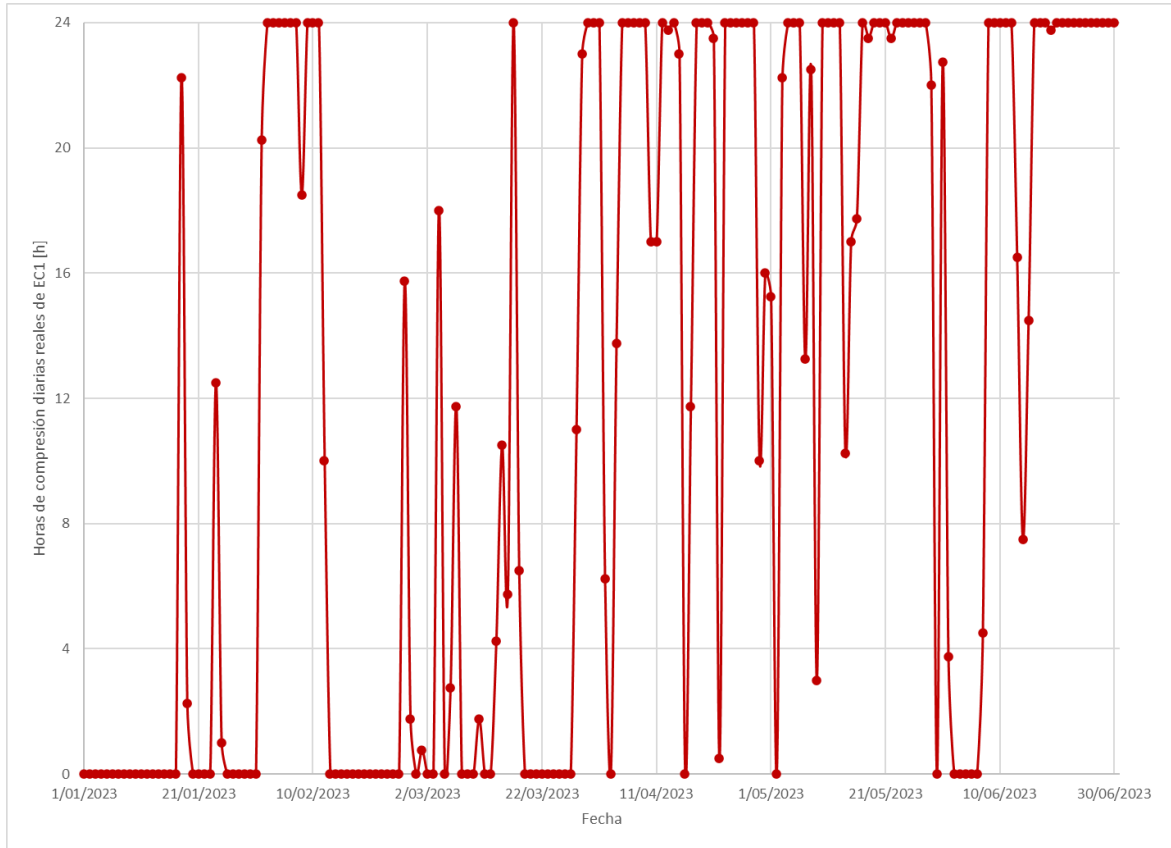
Figura 55. Horas de compresión diarias requeridas según protocolo de operación de EC1 para el primer semestre de 2023.



Fuente: Autor.

Luego, para determinar el ahorro de horas que se hubiese presentado de haber utilizado el protocolo para estas fechas, es necesario conocer la cantidad real de horas diarias que estuvo en servicio la compresión en EC1. A continuación, se muestra las horas diarias que estuvo encendida la estación EC1 (Ver figura 56):

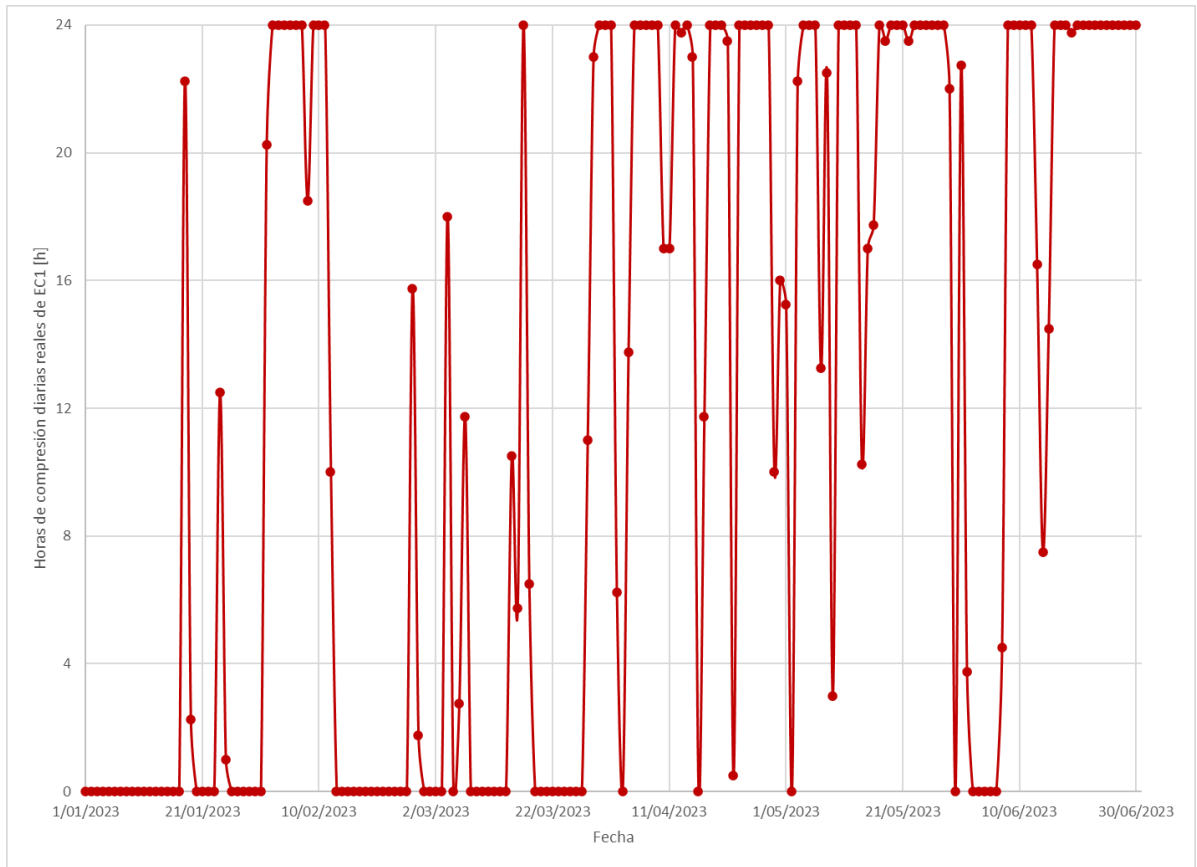
Figura 56. Horas de compresión diarias reales de EC1 para el primer semestre de 2023.



Fuente: Autor.

Sin embargo, antes de realizar la comparación se debe depurar la información de la figura 56, para no tener en cuenta aquellas ocasiones en las que la compresora se puso en servicio para atender alguna de las excepciones expuestas en la sección 3.4. A continuación, se muestra la información depurada de horas en servicio de la estación compresora EC1 (Ver figura 57):

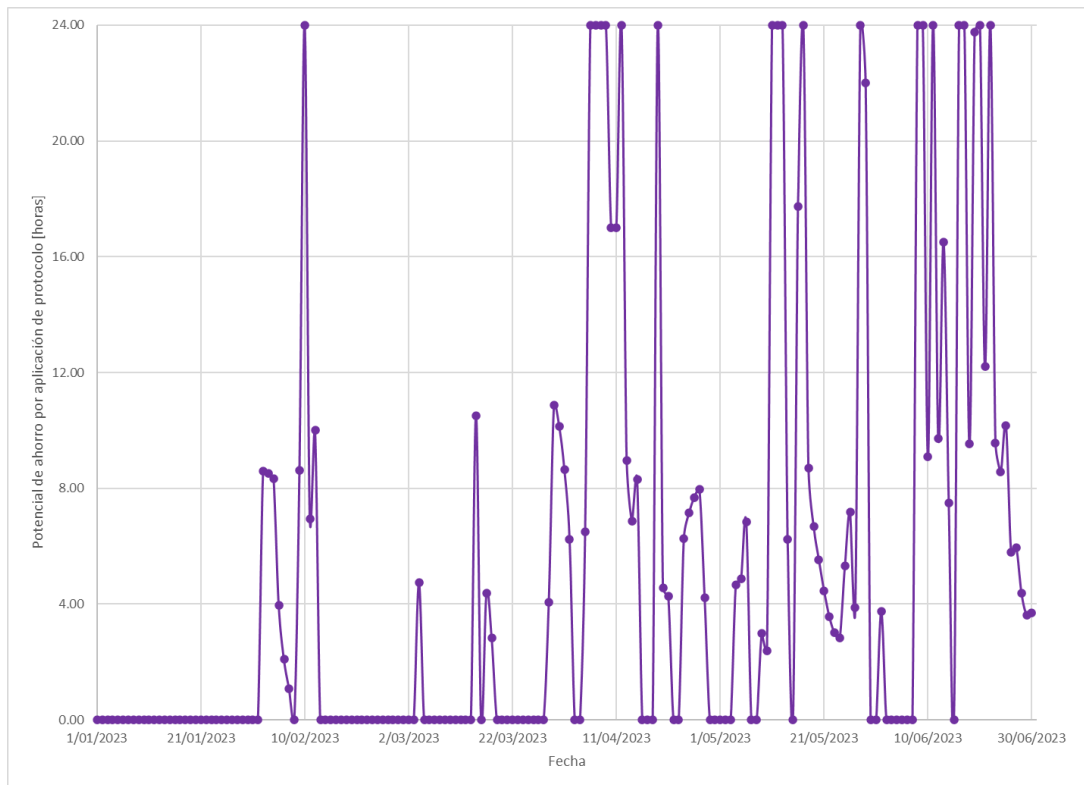
Figura 57. Horas de compresión diarias reales de EC1 para el primer semestre de 2023.



Fuente: Autor.

A partir de la diferencia entre la información de la figura 57 y la información de la figura 55, se obtiene la cantidad de horas que se hubiesen ahorrado de haberse aplicado el Protocolo de Operación de EC1 durante el primer semestre de 2023. A continuación, se muestra el consolidado del potencial de horas ahorradas para el primer semestre de 2023 (Ver figura 58):

Figura 58. Potencial de horas ahorradas por aplicación de Protocolo de Operación de EC1 para el primer semestre de 2023.



Fuente: Autor.

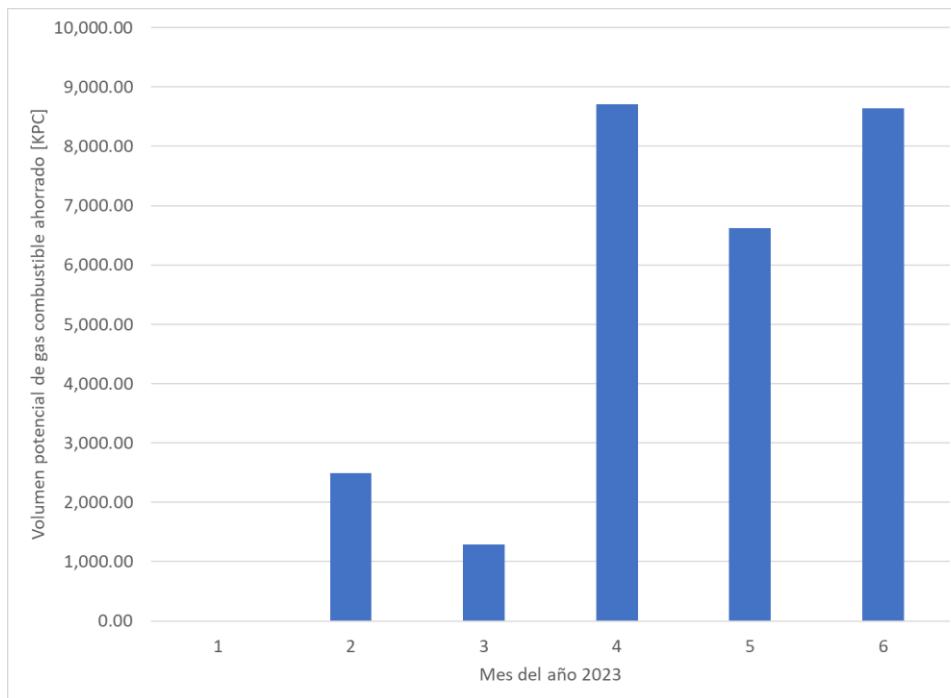
Al comparar la información de la figura 58 con las horas reales de compresión relacionadas en la figura 57, se determinó que el **ahorro potencial es del 37%** del total de horas comprimidas con respecto al esquema actual para la decisión del encendido o apagado de la estación compresora EC1. Lo anterior estará sujeto a los programas de transporte, de tal forma que programas de transporte considerablemente bajos no darán lugar a ahorro alguno porque igualmente no se estaría solicitando la compresión bajo el esquema de decisión actual.

De manera similar, si los programas de transporte son demasiado altos, tampoco habrá lugar a ahorros, debido a que lo esperado es que tanto el esquema actual de decisión como el Protocolo de Operación indiquen que se requiere la compresión en la totalidad o una parte considerable del día de gas.

Con base en la información de la figura 58, se puede estimar el potencial ahorro económico en términos de reducción de costos por menor consumo de gas combustible. Para ello se debe utilizar la información de la sección 1.3.1 y la información de la tabla 6. Además, se debe tener en cuenta que una hora de compresión de EC1 representa un consumo promedio de 34.7 KPC⁹⁹, y que el poder calorífico aplicable corresponde al de la fuente F2, debido a que el gas contratado para cubrir el consumo de la estación EC1 proviene de esta fuente.

A continuación, se muestra los ahorros potenciales obtenidos, consolidados por mes, en términos de volumen de gas combustible (Ver figura 59) y su equivalente monetario (Ver figura 60):

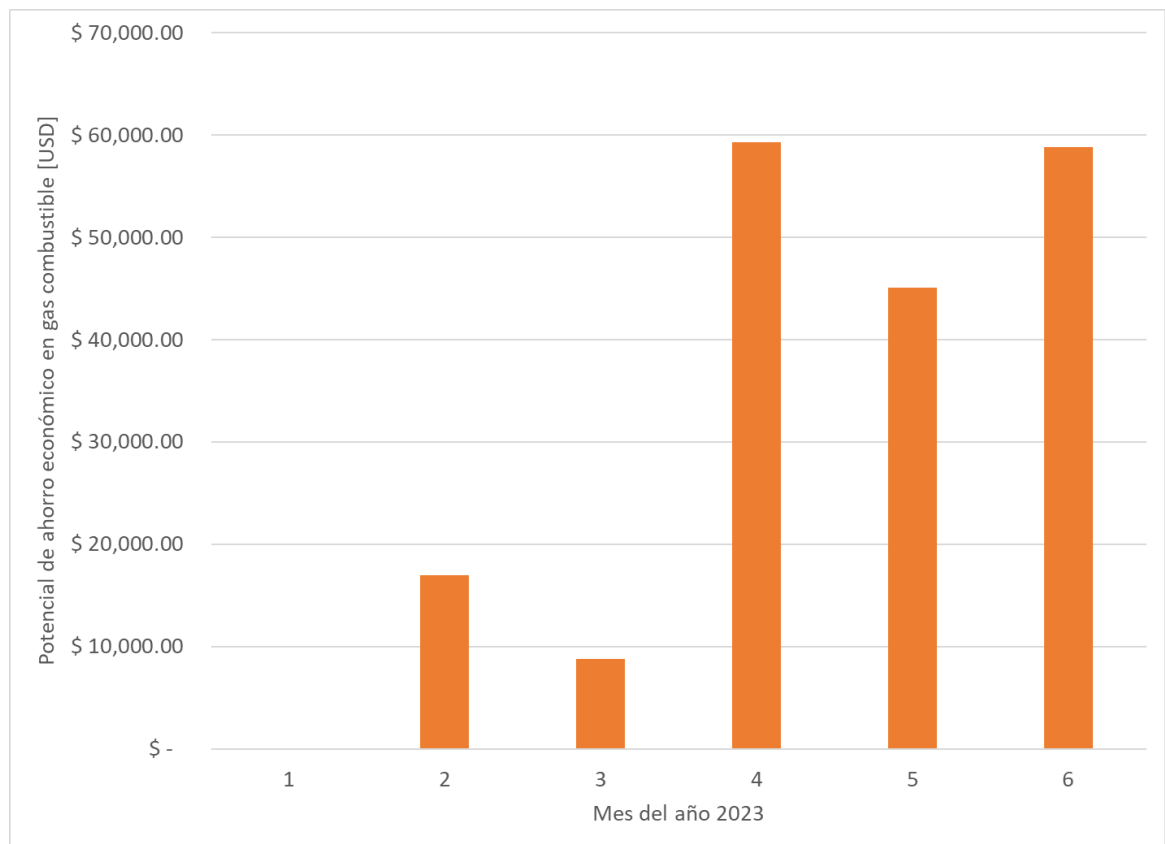
Figura 59. Potencial de ahorro volumétrico de gas combustible consolidado por mes, por aplicación de Protocolo de Operación de EC1 para el primer semestre de 2023.



Fuente: Autor.

⁹⁹ EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Base de datos del sistema de supervisión, control y adquisición de datos – SCADA. 2024.

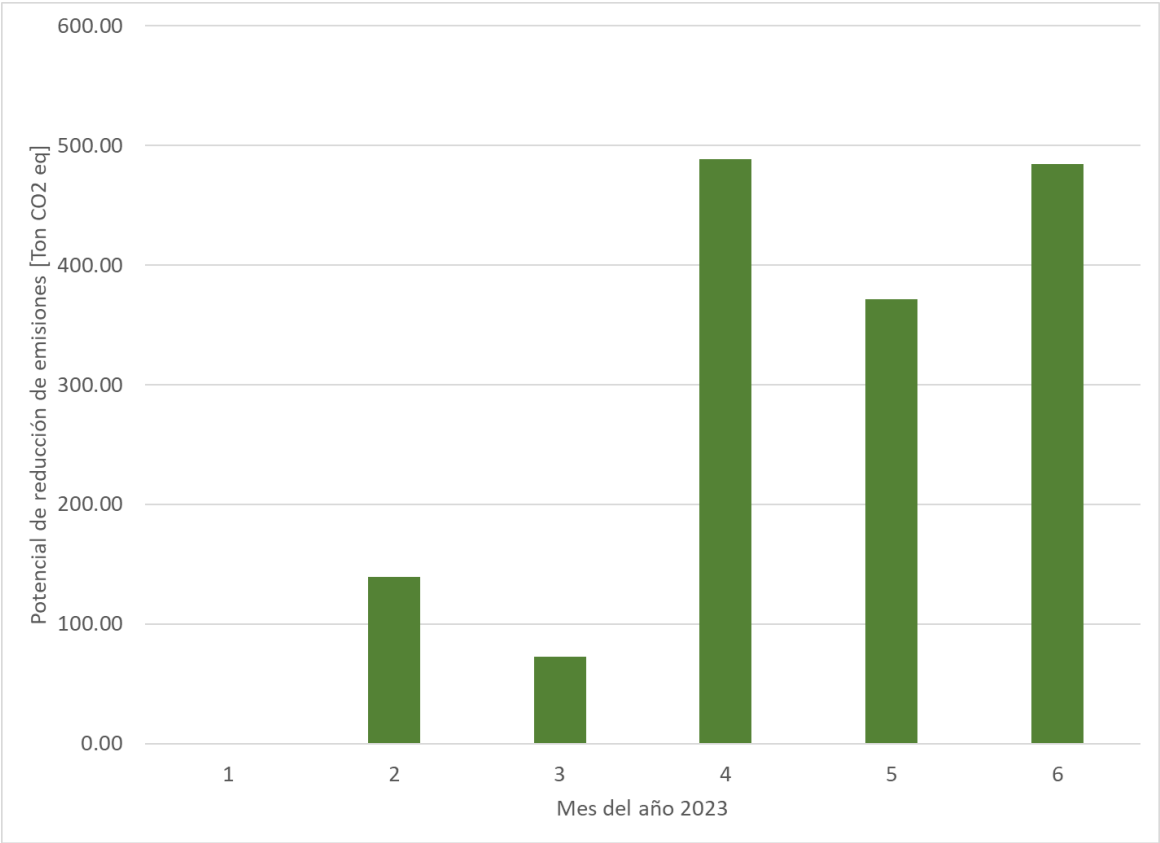
Figura 60. Potencial de ahorro económico de gas combustible consolidado por mes, por aplicación de Protocolo de Operación de EC1 para el primer semestre de 2023.



Fuente: Autor.

Ahora bien, con base en la información de la figura 59 y los factores de emisión indicados en la tabla 3, se obtiene la siguiente cantidad de Toneladas de CO2 equivalentes reducidas, debido al menor consumo de gas (Ver figura 61):

Figura 61. Potencial de reducción de emisiones de CO2 derivadas de un menor consumos de gas combustible por aplicación de Protocolo de Operación de EC1 para el primer semestre de 2023.



Fuente: Autor.

10. CONCLUSIONES

- La capacidad de transporte adicional que proporciona una estación compresora no siempre es requerida debido a la variabilidad en la demanda, y a la flexibilidad operativa que ofrece el gas de empaque.
- La filosofía de operación de la estación compresora EC1 debe estar orientada a evitar el represamiento de gas del tramo aguas arriba para evitar sobrepresiones que pongan en riesgo la integridad de la infraestructura.
- Actualmente la estación EC1 no cuenta con una metodología clara y objetiva para la toma de decisión de poner o sacar de servicio la compresión, lo que deriva en sobrecostos para la operación asociados al mayor consumo de gas combustible, que también incrementa las emisiones de gases de efecto invernadero.
- El flujo esperado en la estación compresora EC1 oscila entre 85,000 y 200,000 KPCD aproximadamente, de acuerdo con los programas de transporte y consumos del primer semestre de 2023.
- Es posible establecer una relación indirecta entre el límite de presión y los flujos de entrada y salida, a través de la razón de cambio del empaque del gasoducto.
- Fijar la presión límite en 1,160 psig, ofrece un factor de seguridad de 40 psi respecto a la MPOP, permitiendo considerar el tiempo necesario para poner en servicio la compresión y que se perciba el efecto en los puntos críticos del tramo aguas arriba de la estación EC1.

- Para una presión de 1,160 psig, el volumen de gas empacado equivalente es de 90,229.7 KPC, el cual corresponde al máximo volumen de gas empacado permisible para el tramo aguas arriba de EC1.
- La capacidad de transporte en flujo natural del tramo en el cual se encuentra la estación EC1 es de 131,418.38 KPCD.
- Se puede calcular el tiempo en que debe ponerse en servicio la estación EC1, expresado en horas, a partir del balance de flujos entre las entradas, las salidas y el flujo que se puede transportar con EC1 apagada (131,418.38 KPCD), además del empaque actual y el máximo empaque permisible (90,229.7 KPC).
- El uso del protocolo de operación se ve influenciado por la cercanía al cierre del día de gas, la disponibilidad de la unidad compresora de respaldo y el tiempo de enfriamiento de 8 horas sugerido por mantenimiento para proteger la integridad de las unidades compresoras una vez han salido de servicio.
- El resultado de la aplicación del protocolo no debe entenderse como una instrucción u orden de estricto cumplimiento, es una guía que está por encima de la autonomía del centro de control en la toma de decisión.
- Con la aplicación del protocolo a los datos del primer semestre de 2023, se estima un ahorro potencial del 37% en horas de servicio de la estación compresora, lo cual equivale a 188,926 USD ahorrados en costo de gas combustible y 1,556 toneladas de CO₂ dejadas de emitir a la atmósfera.

11.RECOMENDACIONES

- Realizar un seguimiento a las condiciones operativas empleadas en el desarrollo de la correlación y el protocolo de operación, con una periodicidad semestral, a fin de mantener el protocolo actualizado ante cambios en la infraestructura y/o operativos que modifiquen la correlación.
- Desarrollar, a partir de la metodología utilizada en la creación de este protocolo, un estándar para la creación de protocolos de operación que sea aplicable a cualquier otra estación compresora, y que considere sus condiciones particulares.
- Realizar una prueba piloto del estándar mencionado en la recomendación anterior para corroborar la capacidad de homologación del protocolo de operación a otras estaciones compresoras.
- Aplicar el protocolo de operación y realizar una evaluación económica de los ahorros reales obtenidos de su aplicación en un período de 6 meses, y compararlo con la estimación obtenida para el escenario hipotético de aplicación para le primer semestre de 2023.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS (ASME). Gas Transmission and Distribution Piping Systems. ASME B31.8. Nueva York: ASME, 2021. 228 p.

BOHLIN, Markus, et. al. A tool for gas turbine maintenance scheduling [en línea]. En: Conferencia de aplicaciones innovadoras de inteligencia artificial. (21: 14-16, julio 2009: Pasadena, California). Asociación para el avance de la inteligencia artificial. p. 2. [consultado el 20 de enero de 2024]. Disponible en: <<https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1042708/FULLTEXT01.pdf>>

BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Boletín electrónico de operaciones del Gestor de Mercado de Gas Natural: Información operativa – energía a suministrar [en línea]. Santafé de Bogotá. [consultado el 30 de enero de 2024]. Disponible en: <<https://www.bmcbec.com.co/información-operativa/energía-a-suministrar>>

BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Informe trimestral del mercado de gas natural: septiembre 2023 a noviembre 2023 [en línea]. Santafé de Bogotá, 2023. 54 p. [consultado el 5 de enero de 2024]. Disponible en: <<https://www.bmcbec.com.co/informes/informes-trimestrales>>

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 1073 (26 de mayo de 2015). Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2015. p. 143. [consultado el 27 de mayo de 2024]. Disponible en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=77887>

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 2345 (3 de diciembre de 2015). Por el cual se adiciona el decreto único reglamentario del sector administrativo de minas y energía, Decreto 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2015. p. 2-4. [consultado el 27 de mayo de 2024]. Disponible en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=66598>

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 624 (22 de marzo de 1994). Por el cual se adopta el procedimiento de selección para la contratación de gasoductos de uso público [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 1994. p. 2. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=1353>>

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 050 (16 de abril de 2018). Por la cual se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2018. p. 7. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0050_2018.htm>

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 071 (3 de diciembre de 1999). Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - (RUT) [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 1999. p. 8. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1999CREG071-99>>

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 088 (11 de agosto de 2013). Por la cual se libera el precio del gas natural puesto en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 1999. p. 5. [consultado el 5 de enero de 2024]. Disponible en: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0088_2013.htm>

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 114 (14 de agosto de 2017). Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2017. p. 13. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0114_2017.htm>

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 123 (20 de septiembre de 2013). Por la cual se establece el reglamento de comercialización del servicio público de gas natural, como parte del reglamento de operación de gas natural. [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2013. p. 6. [consultado el 28 de diciembre de 2023]. Disponible en: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0123_2013.htm>

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 175 (8 de octubre de 2021). Por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2021. p. 17. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0175_2021.htm>

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 185 (23 de septiembre de 2020). Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2020. p. 44. [consultado el 28 de diciembre de 2023]. Disponible en: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0185_2020.htm>

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 186 (23 de septiembre de 2020). Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 2020. p. 13. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0186_2020.htm>

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 142 (11 de julio de 1994). Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones [en línea]. Santafé de Bogotá, D.C. Diario Oficial, 1994. p. 31. [consultado el 10 de enero de 2024]. Disponible en: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=2752>
Ibid., p. 32.

EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Base de datos del sistema de supervisión, control y adquisición de datos – SCADA. 2024.

EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Boletín electrónico de operaciones – BEO: Capacidad del sistema de transporte [en línea]. 2024.

EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Diagrama de tuberías e instrumentación (P&ID). 2023.

EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Sistema de información geográfica – GIS. 2024.

EMPRESA TRANSPORTADORA DE GAS NATURAL (Nombre reservado por confidencialidad). Software de simulación. 2024.

GALLARDO ECHINIQUÉ, Eliana Esther. Metodología de la Investigación: manual autoformativo interactivo [en línea]. Huancayo: Universidad Continental, 2017. p. 21. [consultado el 3 de noviembre de 2023]. Disponible en: <<https://repositorio.continental.edu.pe/>>

INCOMBUSTIÓN. Consultoría técnica para el fortalecimiento y mejora de la base de datos de factores de emisión de los combustibles colombianos – FECOC [en línea]. Medellín, 2016. p. 52. [consultado el 10 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://www.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones/aplicacion/Informe_Final_FECOC.pdf>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Gasoductos. Presiones de operación permisibles para el transporte, distribución y suministro de gases combustibles. NTC 3838. Bogotá D.C.: El Instituto, 2014. 16 p.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION (ISO). Greenhouse gases — Part 1: Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals. ISO 14064-1. Ginebra, Suiza: ISO, 2018.

MENON, E. Shashi. Gas pipeline hydraulics. Boca Ratón: CRC, 2005. 404 p. ISBN 9780849327858

MORENO CASTILLO, Luis Ferney. Curso de actualización en regulación de gas natural [diapositivas]. Boletín minero-energético de Universidad Externado de Colombia. Bogotá, 2018. 75 diapositivas. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <<https://boletinmineroenergetico.uexternado.edu.co/wp-content/uploads/sites/14/2018/08/Modelos-de-Regulaci%C3%B3n-de-Gas-Natural.pdf>>

NACIONES UNIDAS. Protocolo de Kioto de la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático [en línea]. Kioto, 1998. p. 25. [consultado el 10 de febrero de 2024]. Disponible en: <<https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>>

NAGA, Srinivasa y ACHUTHA, Naikan. An optimal maintenance policy for compressor of a gas turbine power plant. En: Journal of engineering for gas turbines and power [en línea]. Nueva York: American Society of Mechanical Engineers (ASME), marzo de 2008. vol 130, p. 1-5. [Consultado el 20 de enero de 2024]. DOI: 10.1115/1.2795762. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/239399967_An_Optimal_Maintenance_Policy_for_Compressor_of_a_Gas_Turbine_Power_Plant>.

OTERO ORTEGA, Alfredo. Enfoques de investigación: métodos para el diseño Urbano – Arquitectónico [en línea]. Barranquilla: Universidad del Atlántico, 2018. p. 2. [consultado el 3 de noviembre de 2023]. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/326905435_ENFOQUES_DE_INVESTIGACION>

PROMIGAS. Informe del Sector de Gas Natural en Colombia [en línea]. Barranquilla, 2022. p. 49. [consultado el 30 de octubre de 2023]. Disponible en: <<https://www.promigas.com/InformeSectorGas2022/Documents/Promigas%20ISGN%20COL%202022.pdf>>

RAMOS GALARZA, Carlos. Los alcances de una investigación. En: Cienciamérica [en línea]. Quito: Universidad Indoamérica, julio-diciembre de 2020. vol 9, nro. 3. p. 1-6. [Consultado el 5 de noviembre de 2023]. DOI: 10.33210/ca.v9i3.336. Disponible en: <<https://cienciamerica.edu.ec/index.php/uti/article/view/336>>

RUEDA ALQUICHIRE, Ricardo. Prácticas de manejo y operación integralmente eficientes de una estación compresora de gas – aplicación caso estación compresora de un gasoducto colombiano. Trabajo de grado Máster en Ingeniería de Petróleo y Gas. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2022.78 p.

SOCIEDAD PÚBLICA DE GESTIÓN AMBIENTAL DEL GOBIERNO VASCO - IHOBE. Guía metodológica para la aplicación de la norma UNE-ISO 14064-1:2006 para el desarrollo de inventarios de gases de efecto invernadero en organizaciones [en línea]. Bilbao: Departamento de Medio Ambiente, Planificación Territorial, Agricultura y Pesca del Gobierno Vasco; 2012. p. 106. [consultado el 10 de febrero de 2024]. Disponible en: <https://www.euskadi.eus/contenidos/documentacion/uneiso14064/es_def/adjuntos/PUB-2012-019-f-C-001.pdf>