

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y TEXTIL



“DISEÑO DE UNA ESTACIÓN DE REGULACIÓN PARA EL SUMINISTRO
DE GAS NATURAL A UNA TERMOELECTRICA”

INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO QUÍMICO

POR LA MODALIDAD DE ACTUALIZACIÓN DE CONOCIMIENTOS

PRESENTADO POR:
NICOLAS ENRIQUE LLANOS FLORES

LIMA-PERÚ

2013

DEDICATORIA

El presente informe se lo dedicó a Dios que me dio unos padres maravillosos que siempre me brindaron su amor y apoyo incondicional y aunque no estén presentes físicamente, sé que desde el cielo me acompañaran siempre.

RESUMEN

La industria del gas natural es una de las de mayor crecimiento en nuestro país, la cual está conformada por diversas fases como la exploración, producción, transporte y distribución. Asimismo, debemos señalar que el desarrollo de esta industria se debe en gran parte al crecimiento de la demanda del gas natural para la generación eléctrica.

El presente informe consiste en el diseño de una estación de regulación que sirva para el suministro de gas natural mediante un gasoducto hacia una central termoeléctrica abarcando desde conceptos fundamentales, estudio de mercado, análisis de las normas y estándares nacionales e internacionales, selección y dimensionamiento de los equipos y tuberías de la estación de regulación y del gasoducto hasta la verificación de los resultados obtenidos mediante la simulación de proceso utilizando como herramienta informática el HYSYS.

Contiene en su primer capítulo un extracto acerca de las generalidades del gas natural: propiedades físicas, contaminantes, composición química y usos del gas natural. Asimismo, se expone una breve reseña de la influencia del proyecto Camisea en el desarrollo de la industria del gas natural en nuestro país.

El segundo capítulo se refiere un estudio de mercado de las reservas, producción y consumo del gas natural a nivel mundial, América y del Perú; además se realiza una descripción de la cadena de valor del gas natural.

En el tercer capítulo se realiza un análisis de las normas y estándares nacionales e internacionales que se han considerado para el diseño de la estación de regulación y del gasoducto. Se realiza la clasificación de áreas para la traza del gasoducto, se determina la ubicación y disposición de los equipos dentro de la estación de regulación, se describe las etapas del proceso, se realiza la selección y

dimensionamiento de los equipos y tuberías de la estación de regulación de gas natural y del gasoducto que se utilizará para suministrar gas natural hacia la termoeléctrica y finalmente se presenta la simulación del proceso utilizando la herramienta informática del HYSYS.

En el cuarto capítulo, se describen las principales conclusiones y recomendaciones del resultado del diseño, para que sean consideradas antes de la ejecución de la etapa constructiva del proyecto.

ÍNDICE

I. INTRODUCCIÓN	7
1.1. Objetivos Generales.....	7
1.2. Objetivos Específicos	7
1.3. Generalidades	7
1.3.1. El Gas Natural	7
1.3.2. Propiedades Físicas	7
1.3.3. Contaminantes del Gas Natural.....	8
1.3.4. Composición Química.....	9
1.3.5. Aplicaciones del Gas Natural	11
1.4. Antecedentes.....	12
1.4.1. Situación antes del Proyecto Camisea.....	12
1.4.2. El Proyecto Camisea	13
1.4.3. Políticas de cambio de la Matriz Energética después de Camisea ..	14
II. MARCO TEORICO	16
2.1. Estudio de Mercado	16
2.1.1. Fuentes de Energía	16
2.1.2. Estadísticas de Reservas, Producción y Consumo de Gas Natural .	18
2.2. Cadena del Gas Natural en el Perú	28
2.2.1. Planta de Separación de Gas Natural de Malvinas.....	28
2.2.2. Sistema de Transporte de Gas Natural	28
2.2.3. Sistema de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao	30
III. DISEÑO DE UNA ESTACIÓN DE REGULACIÓN PARA EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL A UNA TERMOELECTRICA.....	32
3.1. Normas y estándares de diseño.....	32
3.2. Clasificación de áreas de la traza del gasoducto.....	32
3.3. Ubicación de las instalaciones y equipos.....	35
3.3.1. Localización de las Instalaciones	35
3.3.2. Ubicación de los Equipos	37
3.4. Descripción del proceso de regulación y suministro de gas natural	40

3.4.1.	Hot Tap.....	40
3.4.2.	Junta Monolítica.....	40
3.4.3.	Estación de Regulación de Gas Natural	40
3.4.4.	Gasoducto.....	44
3.5.	Consideraciones de diseño.....	44
3.5.1.	Consideraciones de diseño para el Gasoducto	44
3.5.2.	Consideraciones de diseño para la Estación de Regulación.....	50
3.6.	Diseño de Gasoducto	55
3.6.1.	Datos de entrada	55
3.6.2.	Cálculo de las Propiedades del fluido	56
3.6.3.	Selección y dimensionamiento de tuberías	59
3.7.	Diseño de la estación de regulación.....	66
3.7.1.	Datos de entrada	66
3.7.2.	Diagrama de Procesos	67
3.7.3.	Selección y dimensionamiento de tuberías	67
3.7.4.	Selección y dimensionamiento de equipos.....	71
3.8.	Simulación del proceso.....	82
3.8.1.	Consideraciones y suposiciones	82
3.8.2.	Presentación de Escenarios Simulados.....	82
3.8.3.	Resultados de la Simulación.....	84
IV.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	85
4.1.	Conclusiones.....	85
4.2.	Recomendaciones	86
V.	BIBLIOGRAFÍA.....	88
VI.	APÉNDICE	90

I. INTRODUCCIÓN

1.1. Objetivos Generales

Diseñar una estación de regulación y el gasoducto que servirá para el suministro de gas natural a una termoeléctrica en el distrito de Chilca, provincia de Cañete, departamento de Lima.

1.2. Objetivos Específicos

Seleccionar y dimensionar filtros ciclónicos y separadores horizontales, válvulas, tuberías, medidor y sistema de inyección de odorante considerando las condiciones de operación de presión, temperatura y de flujo requeridas por el cliente; así como las restricciones y recomendaciones establecidas en las normas y estándares nacionales e internacionales.

Realizar la verificación del diseño de la estación de regulación y del gasoducto mediante la utilización del software de simulación de procesos HYSYS.

1.3. Generalidades

1.3.1. El Gas Natural

El gas natural es una importante fuente de energía no renovable formada por una mezcla de gases ligeros que se encuentran frecuentemente en yacimiento de petróleo y cuyo principal componente es el metano (CH₄).

1.3.2. Propiedades Físicas

El gas natural es un combustible fósil, incoloro, inodoro, no tóxico e insípido. Es un gas liviano, más liviano que el aire. Sus propiedades físicas son diferentes en

cada yacimiento. A continuación se muestra la tabla N° 1.1 con las propiedades físicas del gas natural referencial de acuerdo al Contrato BOOT Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao.

Tabla N° 1.1 Propiedades físicas del gas natural referencial

Peso Molecular, g/mol	17.7
Gravedad Específica	0.61
Factor Z	0.9971 ⁽¹⁾
	0.7644 ⁽²⁾
	0.7262 ⁽³⁾
Viscosidad, cP	0.0109 ⁽¹⁾
Calor Específico, kJ/kg-°C	0.9971 ⁽¹⁾
Poder Calorífico máx., MJ/m ³	39.93 ⁽¹⁾
Poder Calorífico mín., MJ/m ³	36.04 ⁽¹⁾
Índice Wobbe, (HHV)/(SG)0.5	46 a 56 ⁽¹⁾
Punto de Rocío para hidrocarburos, Temp. Máx. °C	-10 ⁽⁴⁾
Notas:	
(1) Temperatura = 15.6°C y Presión = 101.325 kPa	
(2) Temperatura = 15.6°C y Presión = 10,000 kPa	
(3) Temperatura = 15.6°C y Presión = 15,000 kPa	
(4) Presión de 1.0 a 35 MPa.	

Fuente: Contrato BOOT Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao

1.3.3. Contaminantes del Gas Natural

El gas natural es el combustible que menos contamina el ambiente, debido a que en su combustión no se generan gases tóxicos, cenizas ni residuos. Como se sabe el sulfuro de hidrógeno (H₂S) y el dióxido de carbono (CO₂) son gases que pueden estar presentes en el gas natural y pueden en algunos casos, especialmente el H₂S, ocasionar problemas en el manejo y procesamiento del gas; por esto hay que

eliminarlos para llevar el contenido de estos gases ácidos a los niveles exigidos por los consumidores del gas. El H₂S y el CO₂ se conocen como gases ácidos, porque en presencia de agua forman ácidos, y un gas natural que posea estos contaminantes se conoce como gas agrio. En la tabla N° 1.2 los límites máximos de contaminantes en el gas natural según el Contrato BOOT y el Reglamento de Distribución de Gas Natural.

Tabla N° 1.2 Límites máximos de contaminantes en el gas natural

Azufre Total	15 mg/ m ³
H ₂ S	3 mg/ m ³
CO ₂	3.5% en volumen
Inertes Totales	6% en volumen
Agua libre	0
Vapor de agua	65 mg/ m ³
Punto de Rocío de Hidrocarburos	-4°C a 5500 kPa
Partículas Sólidas de diámetro menor o igual a 5 μ	22.5 kg/Millón de m ³
Temperatura Máxima	50°C
Poder calorífico bruto	8450 - 10300 Kcal/m ³
Deberá estar libre de gomas, aceites, glicoles y otras impurezas.	

Fuente: Contrato BOOT Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao y Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ducto (D.S. N° 040-2008-EM)

1.3.4. Composición Química

El gas natural que se obtiene principalmente está constituido por metano con proporciones variables de otros hidrocarburos (etano, propano, butanos, pentanos y gasolina natural) y de contaminantes diversos. El gas natural se puede clasificar dependiendo de su fuente de origen:

- a) Gas asociado: Es el que se extrae junto con el petróleo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos, como etano, propano, butano y naftas.

- b) Gas no asociado: Es el que se encuentran en depósitos que no contienen petróleo crudo.

Asimismo, el gas natural se puede clasificar según su composición de la manera siguiente:

- a) Gas amargo: Contiene derivados de azufre (ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros).
- b) Gas dulce: Libre de derivados del azufre, se obtiene generalmente de endulzar el gas amargo utilizando solventes químicos o físicos, o adsorbentes.
- c) Gas húmedo: Contiene cantidades importantes de hidrocarburos más pesados que el metano, es el gas asociado.
- d) Gas seco: Contiene cantidades menores de otros hidrocarburos, es el gas no asociado.

En la tabla N° 1.3 se muestra la composición química del gas natural de acuerdo al reporte de cromatografía de marzo de 2012 emitido por la empresa COGA.

Tabla N° 1.3 Composición química del gas natural referencial.

Componentes	Fracción Molar
C1	0.8873
C2	0.0994
C3	0.0010
i-C4/n-C4	0.0000
i-C5/n-C5	0.0000
N ₂	0.0093
CO ₂	0.0029
H ₂ O	0.0000
Total	1.0000

Fuente: Reporte de Cromatografía del Gas – Marzo 2012 emitido por COGA

1.3.5. Aplicaciones del Gas Natural

El gas natural tiene diversas aplicaciones en la industria, el comercio, la generación eléctrica, el sector residencial y el transporte de pasajeros. Ofrece grandes ventajas en procesos industriales donde se requiere de ambientes limpios, procesos controlados y combustibles de alta confiabilidad y eficiencia. En el siguiente cuadro se presentan algunas de las aplicaciones más comunes de gas natural:

Tabla N° 1.4 Aplicaciones del gas natural

Sector	Usos
Industrial	Generación de Vapor Industria de alimentos Secado Cocción de productos cerámicos Fundición de metales Tratamientos térmicos Temple y recocido de metales Generación eléctrica Cogeneración eléctrica Producción de petroquímicos Hornos de fusión Sistema de calefacción
Transporte	Combustible del parque automotor
Residencial y Comercial	Cocina Calefacción Agua Caliente Aire acondicionado

Fuente: Publicación del MINEM - Usos y Ventajas del gas natural en el sector residencial, comercial e industrial

Adicionalmente, el gas natural es utilizado como materia prima en diversos procesos químicos e industriales. De manera relativamente fácil y económica puede ser convertido a hidrógeno, etileno, o metanol; los materiales básicos para diversos tipos de plásticos y fertilizantes.

1.4. Antecedentes

1.4.1. Situación antes del Proyecto Camisea

En la década de los ochenta, los subsidios estatales a los combustibles (hidrocarburos) favorecieron su utilización, en especial del consumo del diesel.

Fue éste un factor que limitaba el empleo y frenaba el desarrollo de otros combustibles menos contaminantes y/o tecnologías de energías renovables. En adición, el terrorismo originó un gradual alejamiento de la cooperación internacional (en algunos casos fue atacada directamente) hacia países con mayor garantía para los expertos y para la ejecución de los proyectos. Del mismo modo, entes promotores como las universidades y ONGs desplazaron, concentraron y/o redujeron su accionar hacia zonas que no se encontraban en estado de emergencia.

Durante la década de los noventa, el Estado Peruano promovió las privatizaciones y/o concesiones del sector energía que, sin llegar a eliminar totalmente los subsidios, produjeron un sinceramiento de los precios de los combustibles y un renovado interés de los inversionistas en nuevas concesiones del sector hidrocarburos. Asimismo, se reactivó la promoción de la inversión en el proyecto Camisea y las expectativas del cambio de matriz energética para el uso de un combustible menos contaminante y de gran disponibilidad en el país.

1.4.2. El Proyecto Camisea

Uno de los factores de cambio decisivo para incorporar el proyecto Camisea a la base de la economía nacional fue la perspectiva de éxito económico que representaba el ahorro de divisas por importar GLP y la reducción en la importación del diesel en un porcentaje importante. También influyó la reducción de las emisiones de CO₂ al utilizar una energía limpia como el gas natural en reemplazo del diesel y del petróleo.

Dentro de este contexto, el gobierno peruano estableció como objetivo incrementar los beneficios económicos y ambientales logrados por el uso del gas natural, ampliando la oferta del mismo hacia otros aspectos de aplicación, en beneficio de grandes grupos de usuarios o consumidores potenciales. En consecuencia, se priorizó otorgar facilidades e incentivos para la distribución y comercialización de gas natural a nivel comercial, residencial y para el transporte, en la ciudad de Lima y Callao.

Las aplicaciones del gas natural en la pequeña industria, locales comerciales y residencias particulares que empleaban GLP (Gas Licuado de Petróleo) como combustible, deberían generar ahorros de alrededor del 30% del costo por consumo. Igualmente, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero estimada por este cambio se estableció alrededor del 20% respecto de los niveles promedio obtenidos históricamente.

El gobierno peruano realizó proyecciones en las que se estimaba que para el año 2006, alrededor de 10,000 familias de Lima Metropolitana, pertenecientes a los niveles socio-económicos medio y bajo, serían usuarios potenciales de la red de distribución de gas natural. Del mismo modo, la misma proyección establecía que para el año 2010, Lima Metropolitana debería contar con más de 70,000 familias usuarias potenciales de la red de distribución señalada.

El elemento clave para promocionar eficazmente el uso del gas natural en las aplicaciones industriales, comerciales, residenciales y de transporte previstas y hacerlo parte integral de la vida cotidiana de la población, debió concentrarse en las competencias desarrolladas en producir, transportar y distribuir gas natural bajo un entorno competitivo, de seguridad y cuidado del entorno. Para este propósito, se consideró indispensable posicionar en la comunidad el concepto de confianza, seguridad, economía y limpieza ecológica, asociado al consumo de esta nueva fuente de energía.

1.4.3. Políticas de cambio de la Matriz Energética después de Camisea

Una vez efectuada la puesta en operación comercial de Camisea (agosto 2004), los beneficios pudieron notarse inmediatamente. Las empresas industriales y eléctricas vieron disminuir sus costos de energía y recuperaron la inversión efectuada en la adecuación de instalaciones y equipos muy rápidamente. Este efecto de ahorro se trasladó a su estrategia comercial, otorgándoles ventajas competitivas importantes. Estas últimas generaron un efecto multiplicador de magnitud insospechada, pues rápidamente se manifestó un fuerte interés y una fuerte presión por ampliar la oferta de gas natural disponible hacia nuevos usuarios.

Este renovado interés fue factor clave del crecimiento de la oferta de gas natural, pues impulsó al Estado Peruano a emprender acciones en varios frentes y sobre consideraciones previstas, en un principio, para el largo plazo.

En agosto del año 2004 el gas natural llegó a Lima y fue empleado como combustible en la generación de energía eléctrica y en los procesos industriales para la fabricación de vidrio, ceramios y cemento, principalmente. Sin embargo, este consumo era significativamente menor en comparación a la producción en los pozos y la planta de separación.

En vista de ello, el Estado Peruano, producto de las manifestaciones de interés de los grupos económicos que no se encontraron inicialmente favorecidos por las ventajas de contar con un combustible más económico, por un lado, y por el interés de los inversionistas del proyecto de apurar el retorno de su inversión, decidió implementar una política de promoción para el consumo de gas natural, proveyendo el marco legal a las iniciativas de inversión y de consumo más factibles, así como orientando el consumo hacia combustibles menos contaminantes para el medio ambiente.

Por otro lado, existieron también consideraciones políticas y económicas importantes que respaldaron la iniciativa indicada: el ahorro de divisas generado por la reducción de las importaciones de crudo, el interés de mostrar signos de modernidad y correspondencia con los problemas de contaminación y del efecto invernadero generados por el uso de combustibles fósiles y, finalmente, la posibilidad de revisar algunos términos del contrato celebrado con el Consorcio PERU LNG en cuanto a la exportación del gas natural y sus derivados si se consolidaba un mercado interno fuerte y económicamente atractivo.

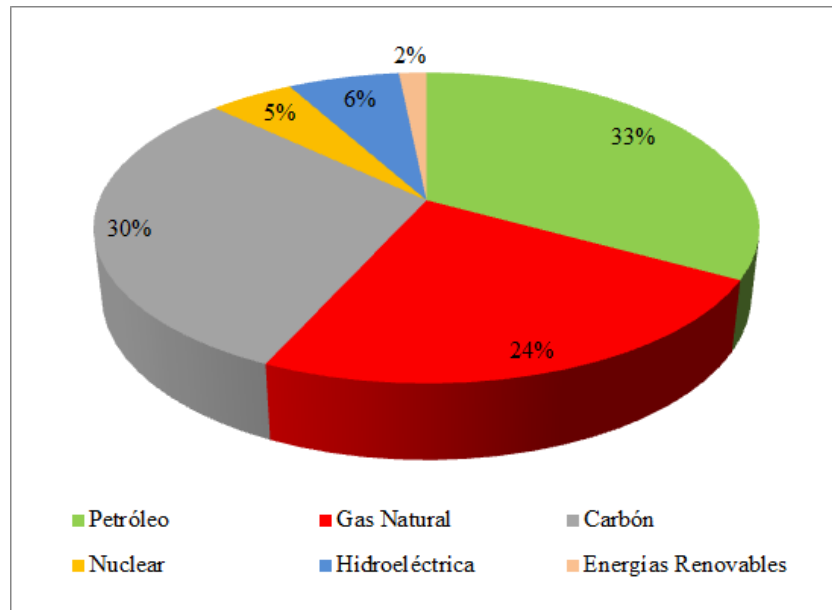
Como marco legislativo, el Estado Peruano promulgó inicialmente, en el año 1999, la “Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural” (Ley N° 27133). Ahora era necesario otorgar facilidades para que el consumo del gas natural se masificara, otorgando facilidades al concesionario de la red de distribución de ductos para ampliar la red existente en la ciudad de Lima con el objeto de llegar a más usuarios industriales, a más generadoras eléctricas, a usuarios comerciales y residenciales.

II. MARCO TEORICO

2.1. Estudio de Mercado

2.1.1. Fuentes de Energía

El desarrollo de un país está ligado a un adecuado aprovisionamiento y acceso oportuno a los diversos tipos de energía existentes, pues la disponibilidad de ésta juega un rol fundamental en la vida y economía de un país. Es prácticamente imposible el desarrollo de un país si no dispone de fuentes de energía seguras y a costos razonables, en línea con lo cual, los hidrocarburos (gas natural y petróleo) constituyen la primera fuente de energía del mundo.



Fuente: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY DECEMBER 2011

Gráfica N° 2.1 Consumo mundial de energías primarias

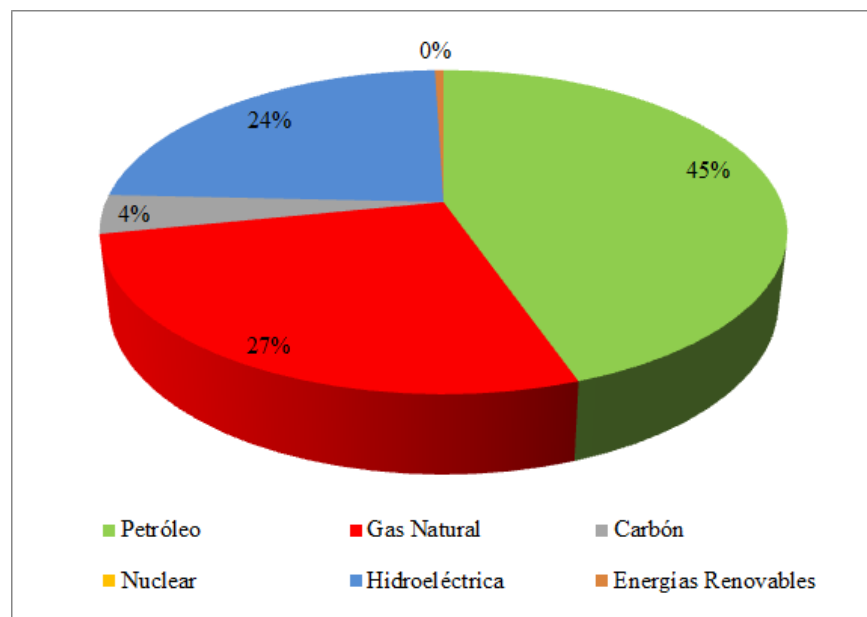
El gráfico N° 2.1 muestra que el consumo de los hidrocarburos representa el 57% del consumo mundial de las energías primarias.

Tabla N° 2.1 Consumo mundial de energías primarias (Millones de toneladas de petróleo equivalente)

Región	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Nuclear	Hidroeléctrica	Energía Renovables	Total
África	158.3	98.8	99.8	2.9	23.5	1.3	384.6
Sur y Centro América	289.1	139.1	29.8	4.9	168.2	11.3	642.4
Medio Oriente	371.0	362.8	8.7	0.0	5.0	0.1	747.6
Norte América	1026.4	782.4	533.7	211.9	167.6	51.4	2773.4
Europa y Euroasia	898.2	991.0	499.2	271.5	179.1	84.3	2923.3
Asia Pacífico	1316.1	531.5	2553.2	108.0	248.1	46.4	4803.3
Total	4059.1	2905.6	3724.4	599.2	791.5	194.8	12079.8

Fuente: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY DECEMBER 2011

En el Perú, los hidrocarburos, y particularmente el gas natural, constituyen hoy en día un recurso energético que debe contribuir al desarrollo de una política energética basada en la disponibilidad de una energía a menor costo y de menor impacto ambiental. En la gráfica N° 2.2 se muestra que el consumo de los hidrocarburos representa el 72% del consumo total de las energías en el Perú.



Fuente: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY DECEMBER 2011

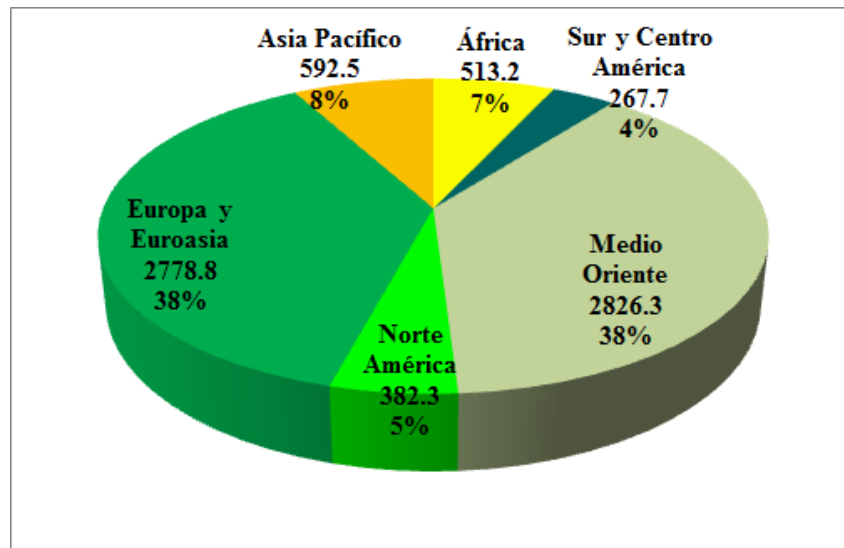
Gráfica N° 2.2 Consumo de energías primarias en el Perú

2.1.2. Estadísticas de Reservas, Producción y Consumo de Gas Natural

2.1.2.1 Reservas de Gas Natural

2.1.2.1.1. Reservas Probadas de Gas Natural en el Mundo

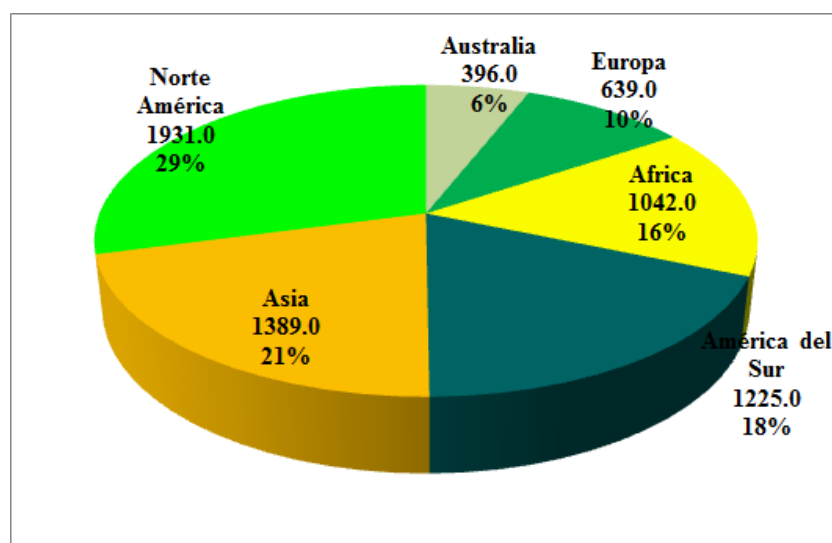
En el gráfico N° 2.3 se muestran las reservas probadas de gas natural por regiones; estas reservas ascienden a 7360 TCF (trillon cubic feet – trillones de pies cúbicos). Podemos destacar que el 76% de las reservas mundiales de gas natural están concentradas en el Medio Oriente y en Eurasia, resaltando a Rusia: 1575 TCF (21.4%), Irán: 1168.6 TCF (15.9%) y Qatar: 884.5 TCF (12.0%).



Fuente: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY DECEMBER 2011

Gráfica N° 2.3 Reservas probadas de gas natural por regiones

Además, se debe mencionar que el desarrollo del “Shale Gas” es importante para la evolución del mercado de gas natural. En el gráfico N° 2.4 se presentan los recursos de “Shale Gas” técnicamente recuperables. Los continentes que tendrían una mayor cantidad de “Shale Gas”, serían Norte de América (29%), Asia (21%) y América del Sur (18%).

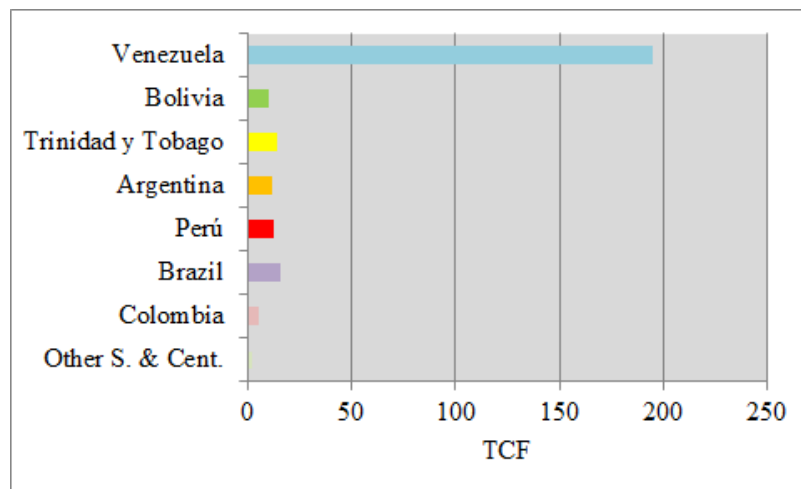


Fuente: U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - APRIL 2011

Gráfica N° 2.4 Recursos de “Shale Gas” recuperables por regiones

2.1.2.1.2. Reservas de Gas Natural en la Región

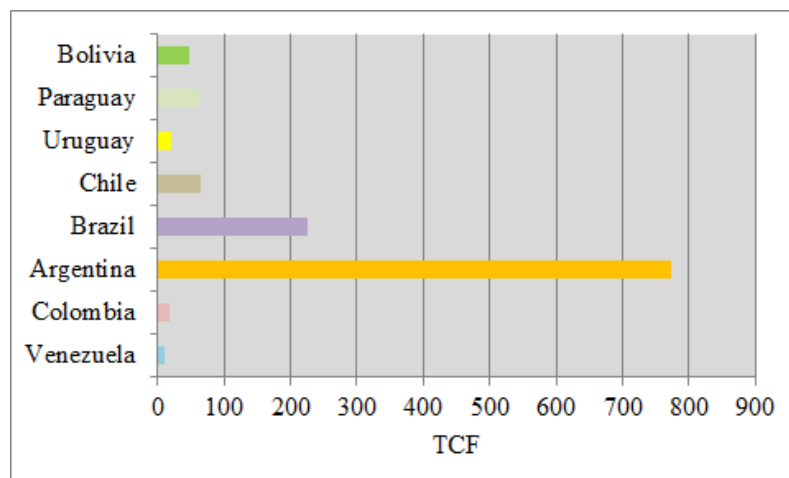
Entre las reservas probadas de gas natural en Latinoamérica se destacan las enormes reservas de Venezuela (195,2 TCF), seguidas por las moderadas reservas de Brazil (16,0 TCF), Trinidad y Tobago (14,2 TCF) y Perú (12,5 TCF).



Fuente: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY DECEMBER 2011

Gráfica N° 2.5 Reservas probadas en Centroamérica y Sudamérica

Asimismo, en el Gráfico N° 2.6 se destacan los enormes niveles de “Shale Gas” de Argentina (774,0 TCF).

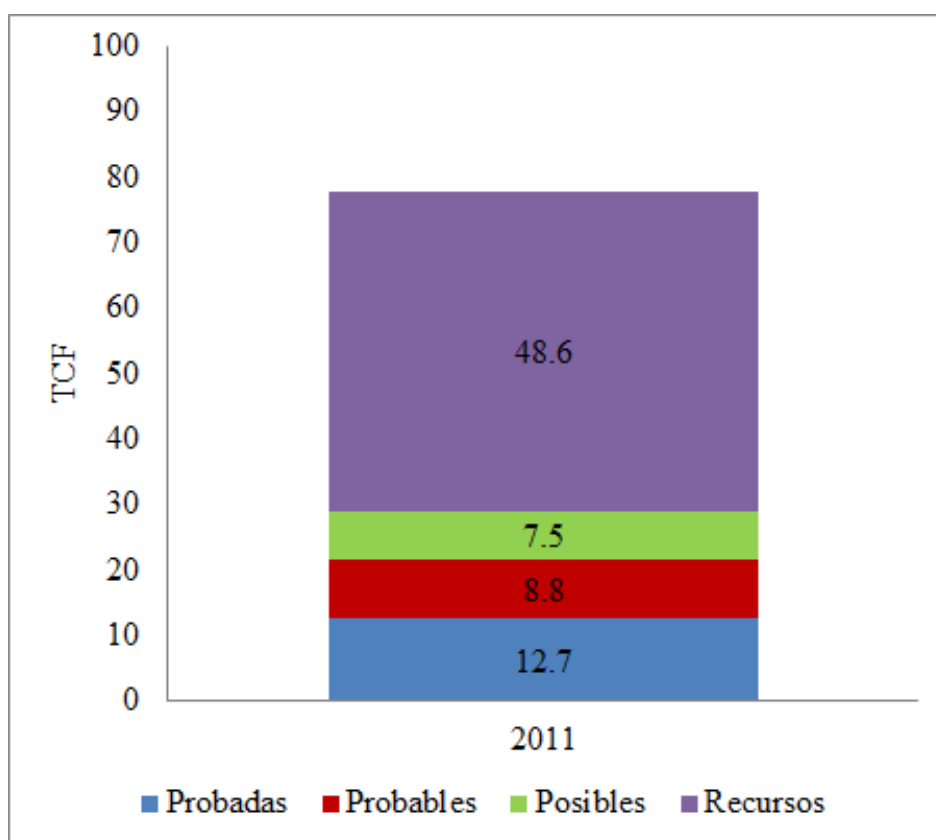


Fuente: U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - APRIL 2011

Gráfica N° 2.6 Recursos de “Shale Gas” en Sudamérica

2.1.2.1.3. Reservas de Gas Natural en el Perú

El Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos 2011 publicado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), informa que las reservas de gas natural se distribuyen tal como se muestra en el siguiente gráfico:



Fuente: LIBRO ANUAL DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2011

Gráfica N° 2.7 Reservas de gas natural en el Perú

Entre las reservas probadas de gas natural en el Perú se destacan las considerables reservas de los lotes 56 y 88 (10,3 TCF), tal como se muestran a continuación en la tabla N° 2.2.

Tabla N° 2.2: Reservas probadas de gas natural en el Perú

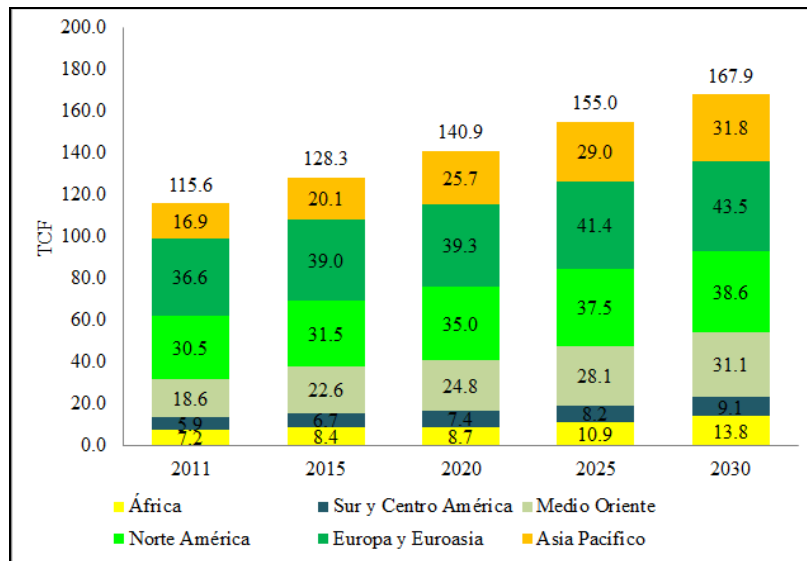
Lote	Región	Compañía Operadora	Probadas TCF	Total TCF
56	Selva Sur	Pluspetrol	2.30	11.30
88		Pluspetrol	8.40	
57		Repsol	0.60	
31C	Selva Central	Aguaytia Energy	0.20	0.20
Z-2B	Zócalo	Savia	0.10	0.29
Z-1		BPZ	0.20	
I	Costa	Graña y Montero	0.04	0.91
II		Petrolera Monterrico	0.02	
VI/VII		Sapet	0.04	
X		Petrobras	0.16	
XIII		Olympic	0.65	

Fuente: LIBRO ANUAL DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS 2011

2.1.2.2 Producción de Gas Natural

2.1.2.2.1. Producción de Gas Natural en el Mundo

La producción de gas natural en el 2011 fue de 116 TCF. Para los años 2015, 2020, 2025 y 2030, British Petroleum proyecta una producción de 128, 141, 155 y 168 TCF, respectivamente. Al 2030, las regiones que tendrían un mayor nivel de producción de gas natural serían Europa y Euroasia (44 TCF).

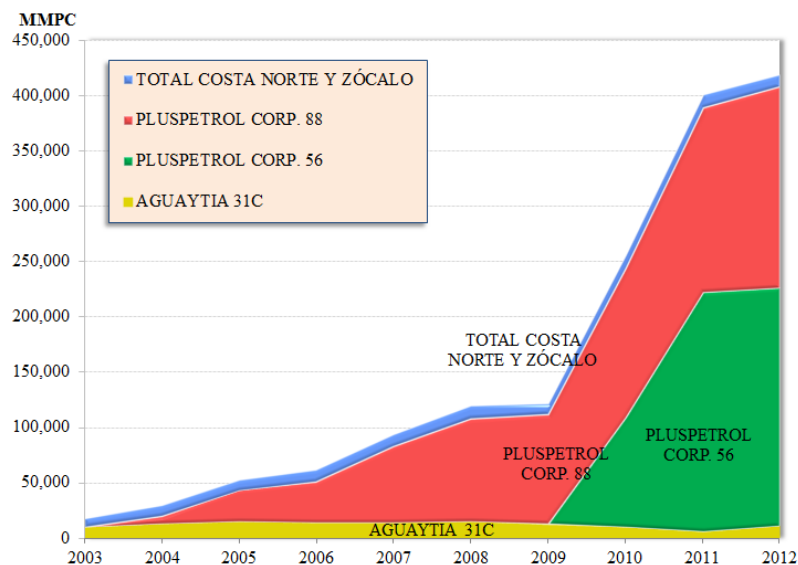


Fuente: BP ENERGY OUTLOOK 2030 JANUARY 2013

Gráfica N° 2.8 Producción mundial de gas natural

2.1.2.2.2. Producción de Gas Natural en el Perú

En la gráfica N° 2.9 se muestra la evolución de la producción de gas natural en el país. Durante el año 2012, la producción del proyecto Camisea (Lote 88 y Lote 56) representó aproximadamente 95% del total producido.



Fuente: INFORME ESTADISTICO DICIEMBRE 2012 – MINEM

Gráfica N° 2.9 Producción de gas natural en el Perú

Tabla N° 2.3 Producción de gas natural en el Perú

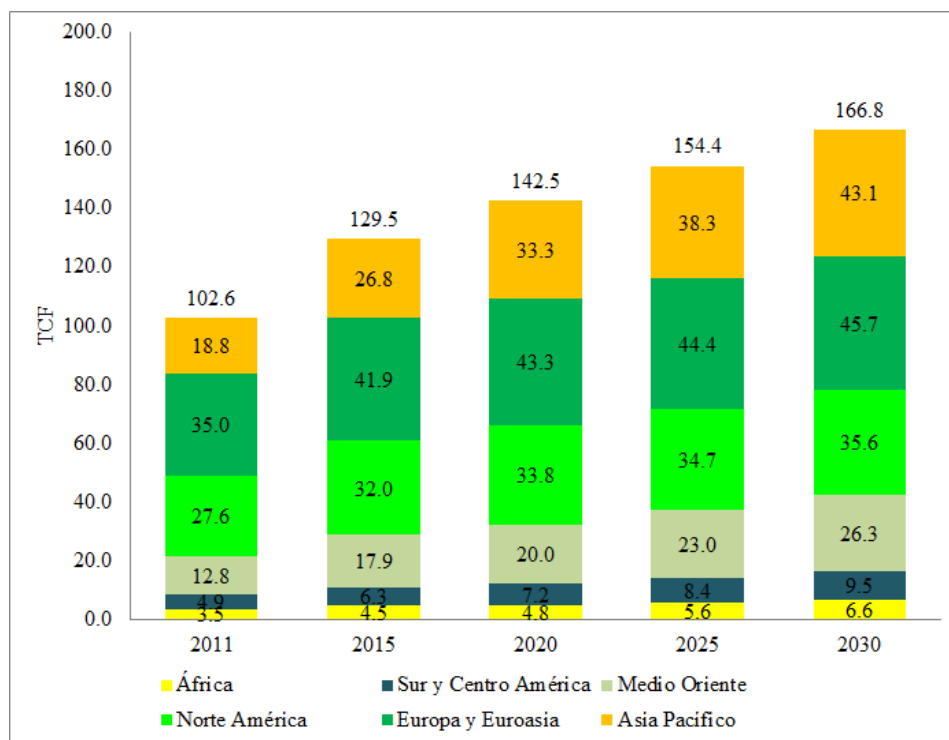
Zona	Empresa	Lote	2003	2005	2007	2009	2012
Costa Norte	GMP	I	217.8	941.1	1,449.9	1,709.3	1,750.5
	Petrolera Monterrico	II	0.0	0.0	0.0	0.0	347.5
	Sapet	VI VII	1,436.3	1,176.6	751.2	457.9	1,100.7
	Petrobras	X	2,570.9	3,664.3	3,689.5	3,885.8	3,876.3
	Olympic	XIII	860.2	417.9	440.9	206.0	1,077.0
Total Costa Norte			5,085.2	6,199.8	6,331.6	6,258.9	8,151.9
Zócalo	Petrotech	Z2B	3,473.0	3,500.9	5,133.2	4,015.2	3,043.9
Total Zócalo Norte			3,473.0	3,500.9	5,133.2	4,015.2	3,043.9
Total Costa Norte y Zócalo			8,558.3	9,700.8	11,464	10,274	11,195
Selva Sur	Pluspetrol	88	0.0	28,440	69,006	99,722	182,113
	Pluspetrol	56	0.0	0.0	0.0	0.0	214,298
Selva central	Aguaytia	31C	9,924	15,205	14,014	12,684	11,187
Total Selva			9,924	43,646	83,020	112,406	407,598
Total país (MMPCD)			18,483	53,347	94,485	122,681	418,794
Promedio (MMPCD)			50.6	146.2	258.9	336.1	1,144.2

Fuente: INFORME ESTADISTICO DICIEMBRE 2012 - MINEM

2.1.2.3 Consumo de Gas Natural

2.1.2.3.1. Consumo Mundial de Gas Natural

El consumo de gas natural en el 2011 fue de 103 TCF. Para los años 2015, 2020, 2025 y 2030, British Petroleum proyecta una producción de 130, 143, 154 y 167 TCF, respectivamente. Al 2030, la región que tendría un mayor nivel de producción de gas natural sería Europa (46 TCF).

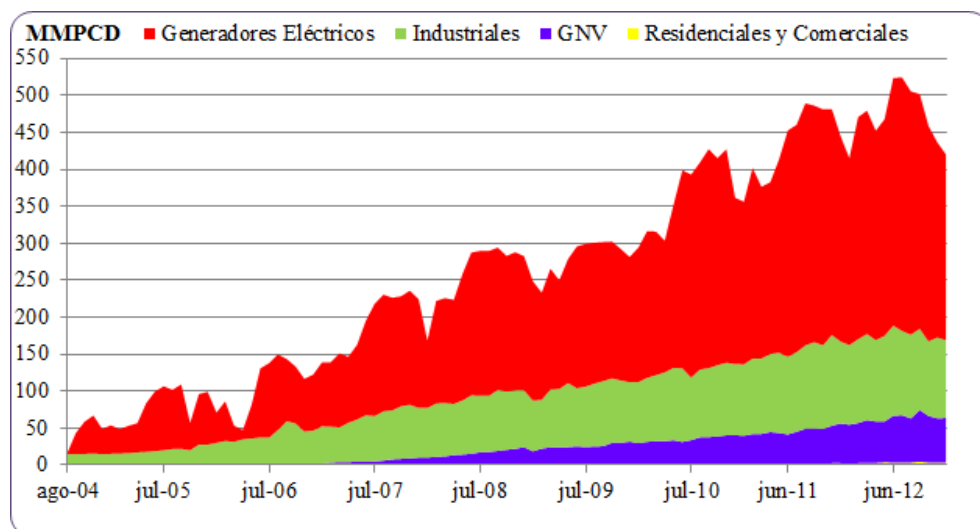


Fuente: BP ENERGY OUTLOOK 2030 JANUARY 2013

Gráfica N° 2.10 Consumo mundial de gas natural

2.1.2.3.2. Consumo de Gas Natural en el Perú

El principal sector de consumo de gas natural son los generadores eléctricos el cual consumió 251.35 MMPCD en diciembre de 2012, lo cual representa un 60% del consumo total del país. Luego de los generadores eléctricos, los sectores en importancia de gas natural son el industrial y los usuarios de gas natural vehicular (GNV) con consumos de 105.16 MMPCD y 6.32 MMPCD respectivamente. Finalmente, los usuarios residenciales y comerciales tienen un consumo de 3.22 MMPCD. (Ver tabla N° 2.4)



Fuente: INFORME ESTADISTICO DICIEMBRE 2012 – MINEM

Gráfica N° 2.11 Consumo de gas natural en el Perú por sectores

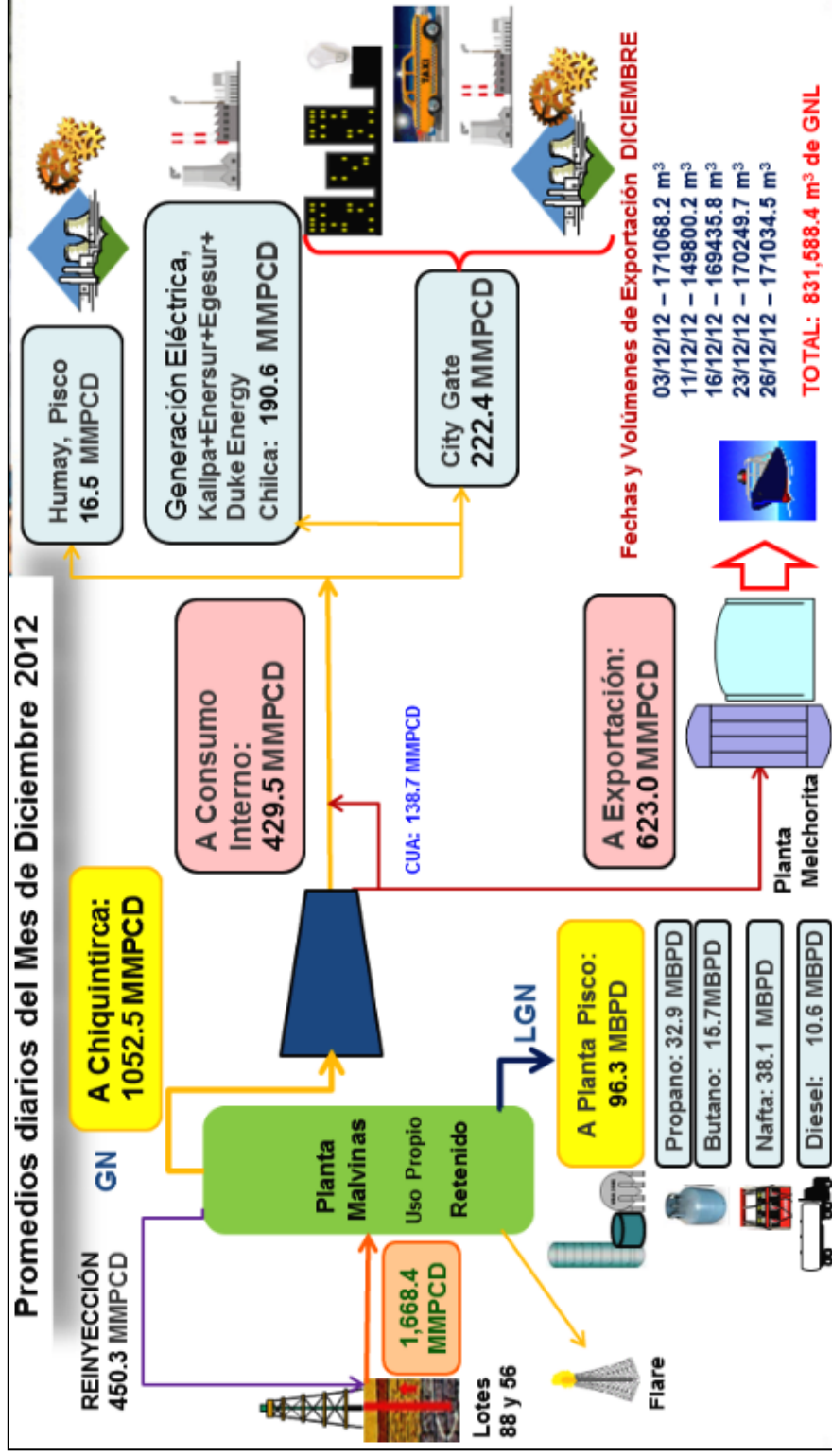
Tabla N° 2.4 Consumo de gas natural en el Perú

Año	Generadores Eléctricos	Industriales	GNV	Residenciales y Comerciales	Total
2004	34.13	14.87	0.00	0.01	49.00
2005	71.42	27.62	0.00	0.05	99.09
2006	75.67	44.23	2.04	0.36	122.30
2007	147.13	67.31	9.42	0.61	224.47
2008	181.58	76.87	22.98	1.20	282.63
2009	169.53	80.26	30.21	1.58	281.58
2010	224.84	96.30	38.88	1.55	361.57
2011	277.71	111.08	53.59	2.48	444.87
2012	251.35	105.16	60.32	3.22	420.05

Fuente: INFORME ESTADISTICO DICIEMBRE 2012 – MINEM

2.1.2.4 Balance de Procesamiento de Gas Natural en el Perú

En la gráfica N° 2.12 se muestra el balance de carga y procesamiento de gas natural (GN) y de los líquidos de gas natural (LGN) del proyecto Camisea en el mes de diciembre de 2012.



Fuente: BOLETÍN INFORMATIVO DE GAS NATURAL 2012 - OSINERGMIN

Gráfica N° 2.12 Balance de carga y procesamiento de gas natural (GN) y de los líquidos de gas natural (LGN) del proyecto Camisea

2.2. Cadena del Gas Natural en el Perú

2.2.1. Planta de Separación de Gas Natural de Malvinas

La planta Malvinas está localizada a orillas del río Urubamba, 500 km al este de Lima. Esta planta está diseñada para procesar 1160 MMPCD de gas natural proveniente de los lotes 56 y 88; y comprende las unidades de separación, deshidratación, criogénica, estabilización y reinyección. Consta de 4 trenes criogénicos: 2 trenes de 220 MMPCD cada uno y 2 trenes de 360 MMPCD cada uno; y dos unidades de estabilización de condensados de 25 000 BPD cada una. En esta Planta se obtienen dos productos:

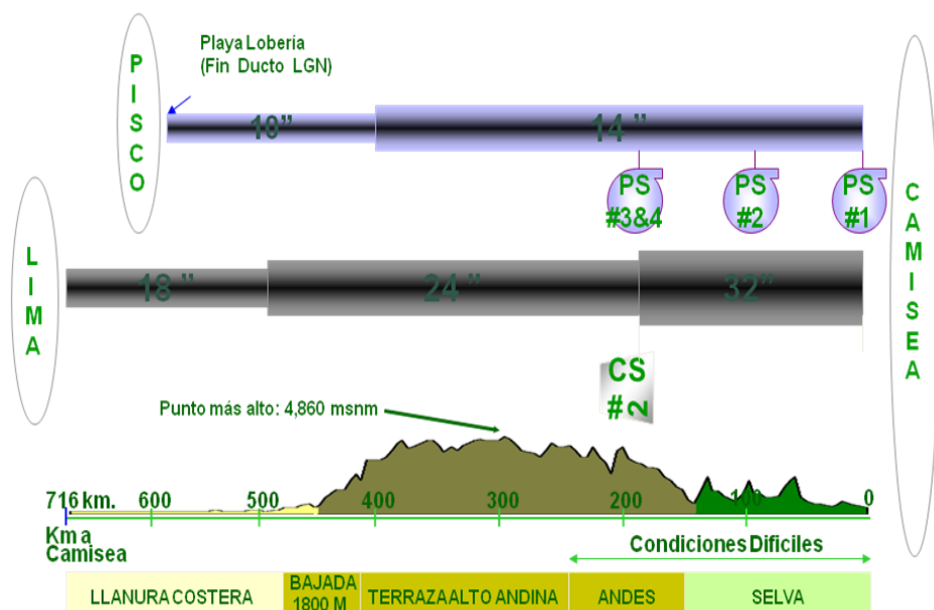
- a) Gas natural seco que es transportado hasta la ciudad de Lima a través del sistema de transporte de gas natural de la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP). Parte del gas natural seco producido es reinyectado al yacimiento.
- b) La parte del gas natural seco que no es transportado por TGP es reinyectado al yacimiento del lote 88.
- c) Líquidos de gas natural que son transportados hasta la planta de fraccionamiento de Pisco por TGP.

2.2.2. Sistema de Transporte de Gas Natural

El gas natural (GN) extraído de los yacimientos del lote 88: San Martín y Cashiriari, es procesado en la planta de separación de Malvinas, donde se separan los líquidos de gas natural (LGN), y el agua e impurezas son eliminados; el GN y el LGN son acondicionados y transportados hacia la Costa, los LGN son transportados a través de un ducto hasta la planta de fraccionamiento de Pisco donde se obtendrán productos de calidad comercial los cuales son despachados al mercado ya sea a través de camiones cisterna o de buques. De otra parte, el GN es

transportado por Selva, Sierra y Costa hasta el “City Gate” en Lurín, desde donde es distribuido a Lima y Callao.

La concesión del sistema de transporte de GN y LGN hacia la Costa está a cargo de la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP), quienes contratan a la Compañía Operadora de Gas del Amazonas (COGA) y la empresa Techint S.A.C. para la operación de los sistemas de transporte y el mantenimiento operativo (que incluyen las obras geotécnicas del derecho de vías (DdV), respectivamente. El ducto que transporta GN, está constituido por un gasoducto de aproximadamente 729 km, que se inicia en la cuenca amazónica del río Malvinas, en el distrito de Echarate, provincia de La Convención, departamento de Cusco, atraviesa la Cordillera de los Andes y llega a las costas del Océano Pacífico; finalizando en el punto de entrega, ubicado en Lurín. El gasoducto recorre aproximadamente 208 km con un diámetro de 32”, continuando a lo largo de 310 km con un diámetro de 24” y finalizando tras 211 km con un diámetro de 18”. El sistema de transporte de LGN, está constituido por un poliducto de aproximadamente 557 km, el cual comienza en el mismo punto del gasoducto y finaliza en playa Lobería, Pisco, al igual que el gasoducto es un ducto telescópico, pero de 14” y 10” de diámetro.



Gráfica N° 2.13 Sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural del proyecto Camisea

2.2.3. Sistema de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao

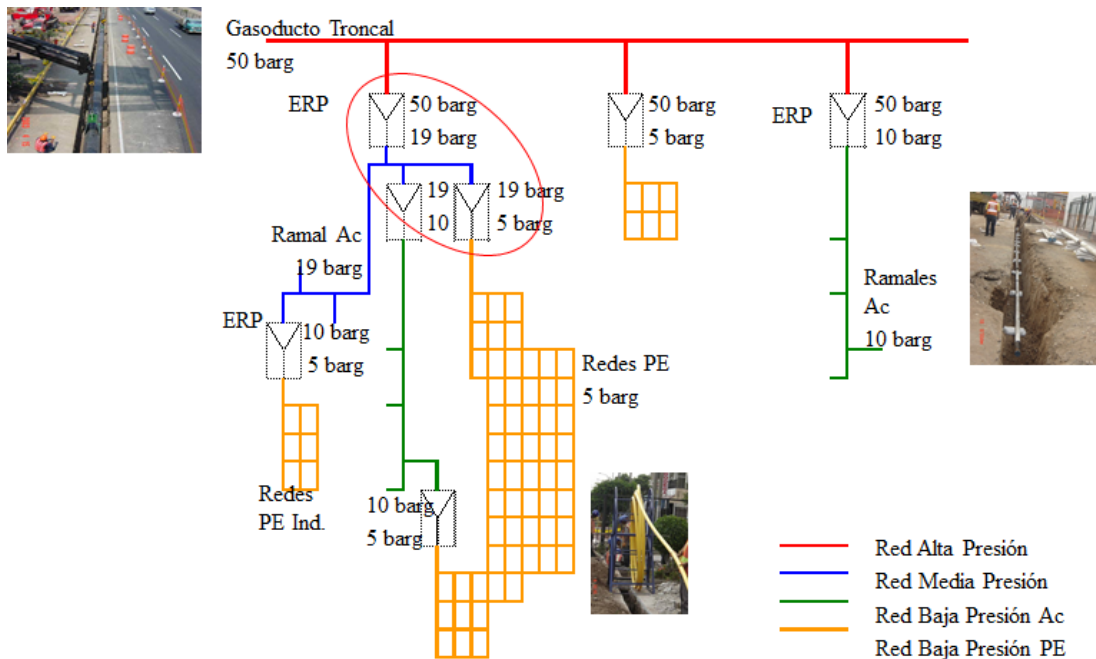
La operación del sistema de distribución se inicia en el City Gate ubicado en Lurín, donde Cálidda (concesionario de distribución de gas natural en Lima y Callao) recibe el gas natural transportado por la empresa TGP desde los yacimientos de Camisea. El City Gate es un módulo de medición de alta resolución, de exactitud y de integridad que posibilita el conocimiento de los volúmenes recibidos.

El gasoducto troncal, denominado red principal, parte del City Gate y culmina en la central térmica de Ventanilla, ubicada en el Callao. La red principal posee dos sistemas independientes de telecomunicación, uno de telefonía y otro de fibra óptica. Estos sistemas automáticos sirven para la supervisión, control y lectura de parámetros de operación en forma remota y con capacidad de almacenamiento de información. A lo largo de la red principal se encuentran instaladas estaciones de regulación que cuentan con sistemas de detección de humo, gas, fuego, vibración, temperatura y presión.

El gasoducto principal con un diámetro de 20", recorre la ciudad a través de 61 kilómetros, pasando por 14 distritos: Lurín, Pachacamac, Villa El Salvador, Villa María del Triunfo, San Juan de Miraflores, Surco, Santa Anita, El Agustino, San Juan de Lurigancho, Cercado de Lima, San Martín de Porres, Carmen de la Legua, Ventanilla y Callao.

Adicionalmente, se cuenta con 23 kilómetros de tuberías secundarias que llegan directamente a los clientes industriales. Las otras redes son aquellas que se derivan de la red principal y recorren la ciudad para distribuir el gas natural a las residencias, comercios, industrias y estaciones de servicio. Al igual que la red principal, las otras redes son enterradas en la vía pública cumpliendo con los estándares nacionales e internacionales aplicables, garantizando así su seguridad y durabilidad.

A la fecha se viene culminando con la 1^{era} etapa de la ampliación del sistema de distribución de gas natural el cual comprende el nuevo City Gate, del cual parte el gasoducto con un diámetro de 30", recorre 40 kilómetros que atraviesan los distritos de Lurín, Pachacamac, La Molina y Ate. Con esta ampliación la capacidad del sistema se incrementa de 255 MMPCD a 420 MMPCD. A continuación se muestra el esquema conceptual del sistema de distribución de gas natural (Ver Gráfica N° 2.14).



Gráfica N° 2.14 Esquema conceptual del sistema de distribución de gas natural en Lima y Callao

III. DISEÑO DE UNA ESTACIÓN DE REGULACIÓN PARA EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL A UNA TERMOELECTRICA

3.1. Normas y estándares de diseño

Para el diseño de la estación de regulación de gas natural, así como para el gasoducto se ha tenido en cuenta las siguientes normas y estándares de diseño:

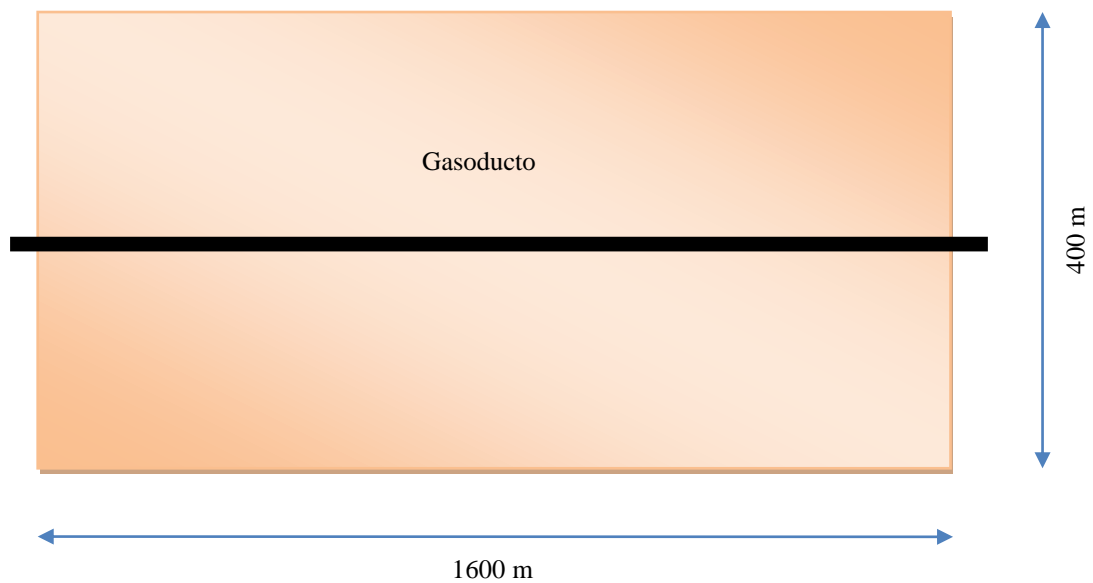
- ✓ Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos cuyo Texto Único Ordenado fue aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM
- ✓ ASME B 31.8 Sistema de Distribución y Transporte de Gas Natural
- ✓ ASME B 31.8 S Gestión del Sistema de Integridad de Gasoductos
- ✓ Reglamento Nacional de Edificaciones
- ✓ Código Nacional de Electricidad del Perú
- ✓ Normas Técnicas Peruanas
- ✓ Manual de Diseño, Construcción y Especificaciones Técnicas del Concesionario
- ✓ API 520 Dimensión, Selección e Instalación de Dispositivos de Alivio de Presión
- ✓ API 526 Válvulas de Alivio de Presión de Acero Bridadas
- ✓ AGA N°9 Medición de Gas Natural por Medidores Ultrasónicos
- ✓ NTP 111.004 Gas Natural Seco. Odorización.

3.2. Clasificación de áreas de la traza del gasoducto

En el gráfico N° 3.1, se puede observar la traza del gasoducto que irá paralelo a la Av. Santo Domingo de Olleros recorriendo aproximadamente 1.8 km. hasta llegar a la termoeléctrica.

Cabe mencionar que en el numeral 840.1 y 840.2.2 del Código ASME B 31.8 se especifica que las redes de distribución se clasifican según su localización, para lo cual es necesario definir la denominada “Clase de Trazado”, el cual provee un método para evaluar el grado de exposición de la línea a los posibles daños por terceros. Además de servirnos para establecer las pautas y limitaciones del diseño.

La clase de trazado se define como “la superficie que se extiende 200 metros a cada lado del eje longitudinal de un tramo continuo de ducto de 1600 metros”, según se aprecia en la siguiente gráfica:



Gráfica N° 3.1 Determinación de la clase de trazado

En las tablas N° 3.1, N° 3.2 y N° 3.3, se indican las clases de trazado, sus características y su clasificación según su zona.

Tabla N° 3.1 Características de clases de trazado

Clase de Trazado	Características
1	Contiene 10 o menos unidades de vivienda destinadas a ocupación
2	Contiene más de 10 unidades de vivienda destinadas a ocupación humana y menos de 46
3	a) Contiene 46 o más unidades de vivienda destinadas a ocupación humana; o b) La tubería está dentro de los 100 m de: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Un edificio ocupado por 20 o más personas en uso normal ✓ Un área bien definida que es ocupada por 20 o más personas en uso normal (campo de deporte, recreación, etc.)
4	Contiene predominantemente edificios de propiedad horizontal con 4 o más pisos

Fuente: Manual de Diseño de Gas Natural de Lima y Callao S.A.

Tabla N° 3.2 Límite de las clases de trazado

Clase de Trazado	Finaliza
4	A 200 m del edificio más próximo de 4 o más pisos
3	A 200 m del edificio más próximo del grupo que motivó la adopción de la clase de trazado.
2	A 200 m del edificio más próximo del grupo que motivó la adopción de la clase de trazado.

Fuente: Manual de Diseño de Gas Natural de Lima y Callao S.A.

Tabla N° 3.3 Clasificación de clases de trazado según su zona

Clase de Trazado	Zona
3 y 4	Urbana
2 y 3	Suburbana
1	Rural

Fuente: Manual de Diseño de Gas Natural de Lima y Callao S.A.

De la investigación realizada se pudo comprobar las siguientes características en el área de influencia de la traza del gasoducto:

- ✓ En la ruta del gasoducto se encontraron seis (06) viviendas, además de las instalaciones de la C.T. CHILCA 1 (ENERSUR) y del C.T. KALLPA.
- ✓ De las informaciones de las autoridades (Chilca, COFOPRI y la región Lima), la zona en estudio tiene un uso actual y futuro propio del medio rural desértico, sin ser zona de expansión urbana.

Por lo antes mencionado y de acuerdo a la clasificación de las clases de trazado establecido en el Código ASME B 31.8 la zona en estudio es típica de la clase de trazado 1. Sin embargo, la existencia de tres plantas termoeléctricas obliga a aumentar la clasificación de la ruta del gasoducto a “Clase 2” y la cual deberá ser adoptada para determinar los parámetros de su diseño.

3.3. Ubicación de las instalaciones y equipos

3.3.1. Localización de las Instalaciones

La estación de regulación de gas natural se localizará en la Av. Santo Domingo de Olleros en el distrito de Chilca, provincia de Cañete, Departamento de Lima. En

- ✓ El anexo 1 “Normas de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos” en su artículo 16° Acciones a tomar en cuenta para el tendido del ducto, específicamente en su literal e) establece:
Los ductos de gas natural deberán cumplir con las distancias establecidas en la siguiente tabla:

Tabla N° 3.4 Distancia (metros) al límite de edificaciones

Clase de Localización	Diámetro de la tubería (pulgadas)	Diámetro de la tubería (pulgadas)	Diámetro de la tubería (pulgadas)
	$\Phi \leq 6$	$6 < \Phi \leq 12$	$\Phi > 12$
Clase 1 y 2	12.5 m	15.0 m	20.0 m
Clase 3	12.5 m	20.0 m	25.0 m
Clase 4	12.5 m	20.0 m	25.0 m

Fuente: Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos cuyo Texto Único Ordenado fue aprobado mediante D.S. N° 040-2008-EM.

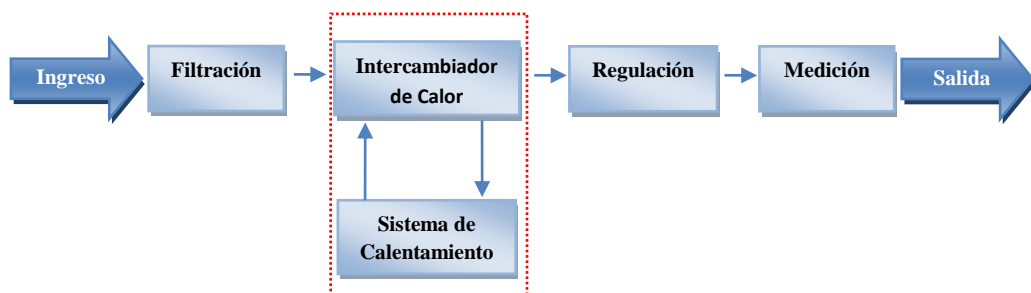
Cabe mencionar que el gasoducto de transporte tiene un diámetro de 18” y que las instalaciones donde se ubicarán la estación y el gasoducto hacia la termoeléctrica se encuentra clasificados como “Clase 2”. En tal sentido, la distancia mínima entre el gasoducto de transporte y el límite del predio del terreno donde se instalará la estación de regulación deberá ser de 20 m; sin embargo se recomienda considerar una distancia de 25 m debido a futuras ampliaciones de la estación y/o posibles cambios en la clasificación del área de influencia de las instalaciones.

3.3.2. Ubicación de los Equipos

En general, para todas las estaciones de regulación se aplica el siguiente criterio: las mismas pueden subdividirse en tres módulos, cada una con funciones específicas; filtración, reducción de presión y medición.

Adicionalmente, en aquellas estaciones que sea necesario calentar el gas antes de proceder a la regulación, se requiere instalar un intercambiador de calor con un sistema de agua de calentamiento.

Cada estación está diseñada para manejar el 100% del caudal de diseño por cada ramal, por consiguiente el modo de operación será con una ramal activo y en otro en stand-by, el cual entrará en funcionamiento en caso de falla del primero. Sin embargo, pueden darse casos en que las estaciones consistirán de ramas de regulación paralelas (operativas y por lo menos una en stand-by), este último criterio es el que aplicaremos para el diseño de nuestro sistema. Esquemáticamente podemos representar el sistema de la siguiente manera:



Gráfica N° 3.3 Diagrama de bloques del proceso en la estación de regulación de gas natural

Asimismo, el sistema de calentamiento de gas será instalado sólo en aquellos casos que la caída de presión sea que tal que se requiera precalentamiento del gas antes de la regulación.

Debido a que el gas va ser suministrado directamente del gasoducto de transporte, se deberá considerar en el sistema de filtración la retención de partículas sólidas y líquidas para lo cual se instalarán filtros ciclónicos seguidos de filtros separadores horizontales.

El intercambiador de calor, tendrá un 100% de capacidad y contará con sus correspondientes calderas y bombas, para calentar el gas al nivel de la regulación, las calderas están alimentadas por un sistema regulado de gas proveniente aguas abajo del sistema de medición.

El módulo de regulación, cada ramal estará constituido por un regulador, un monitor, una válvula de cierre y una válvula de alivio de capacidad reducida. Estos equipos permiten tres niveles de seguridad por ramal; en operación normal el que regula la presión es el regulador activo; en caso de falla del mismo, el que realiza la regulación es el monitor y, en caso de fallar este último y elevarse excesivamente la presión, actuará la válvula de cierre bloqueando el ramal.

El módulo de medición, comprenderá la instalación de válvulas a la entrada y salida de cada tramo de medición el cual contendrá un medidor ultrasónico.

Cabe mencionar que para nuestro caso, la estación también comprende la instalación del sistema de odorización.

Además, de los módulos mencionados, cada estación contará con una “Suministro de Potencia Ininterrumpida (UPS)” que realizará las funciones de monitoreo de las variables principales y corrección de caudal, reportando todos estos al “Sistema Supervisión, Control y Monitoreo de Condiciones Operativas (SCADA)” mediante el uso de fibra óptica.

Adicionalmente, en las estaciones de regulación se instalarán sistemas de aire y gas combustible para instrumentos, detección de fuego, humo y gas que deberán interconectarse al sistema SCADA.

Por otro lado, con respecto a los equipos a instalarse en la estación de regulación deberá considerarse lo establecido en el artículo 17° del Anexo 1 “Normas de

Seguridad para la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos” del Reglamento de Distribución, en el cual se menciona lo siguiente:

- ✓ Se deben instalar válvulas de bloqueo a la entrada de cada estación de regulación de presión. La distancia entre la válvula y los reguladores debe ser la adecuada, para permitir la operación de la válvula de bloqueo durante una emergencia.
- ✓ Se debe instalar una válvula de bloqueo inmediatamente antes de cada regulador, y cuando no exista regulador se instalará antes de cada medidor.

3.4. Descripción del proceso de regulación y suministro de gas natural

3.4.1. Hot Tap

Para la toma de gas natural del sistema de transporte (TGP) se realizará el Hot Tap de Φ 18" x 12", esta técnica consiste en colocar un ramal a las tuberías o aparatos en servicio, mediante una perforación o corte a una porción de la tubería. A continuación del Hot Tap, se instalará una válvula actuada que servirá para el corte de suministro en caso de emergencia, esta puede ser operada en forma local (en el sitio) o en forma remota (desde la sala de control).

3.4.2. Junta Monolítica

A continuación del arreglo del Hot Tap, se instalará una junta monolítica la cual permitirá aislar eléctricamente la derivación del ducto de transporte.

3.4.3. Estación de Regulación de Gas Natural

La estación de regulación es el componente del sistema de distribución de gas natural, que cumple la función de recibir un flujo de gas en alta presión, filtrarlo,

medirlo, regularlo y olorizarlo. Los componentes de la estación de regulación son los siguientes:

3.4.3.1 Válvula de Cierre de Emergencia

La válvula de cierre de emergencia, ubicada en la tubería principal es el primer componente del sistema, y es la válvula que puede bloquear por completo la estación de regulación ante una emergencia. Tiene además una línea by pass con dos válvulas, una esférica y otro tapón, que se utiliza para presurizar el tramo del gasoducto durante una puesta en marcha. La válvula esférica (de bloqueo) se usa totalmente cerrada o abierta. Por lo tanto, para la presurización del tramo la válvula esférica (de bloqueo) se abre por completo y la válvula tapón se usará estrangulado.

3.4.3.2 Filtros de entrada Ciclónicos

Los filtros de entrada serán tipo ciclónicos, este sistema de filtros será ubicado al inicio de la entrada a la estación, para proteger de polvo a los equipos localizados aguas abajo en dicha estación. Cada filtro contará con sus correspondientes circuitos automáticos, supervisión de alta presión diferencial, indicadores de presión, nivel y los alivios de presión correspondientes. Las válvulas de descarga de líquidos serán de accionamiento neumático y automáticas, de descarga rápida y con instrumentación de control de nivel. Estas descargarán a un tanque de choque y condensados.

3.4.3.3 Filtros Separadores Horizontales

Luego de la realización de etapa de filtrado ciclónico obtenido en la primera etapa se pasara a una segunda etapa de filtrado compuesta por separadores horizontales los cuales tienen la propiedad de coalescencia y retener partículas sólidas y líquidas. Asimismo estos filtros dispondrán de una tapa de apertura para el

recambio de los elementos filtrantes, así como también de válvulas de bloqueo manuales a la entrada y a la salida, para permitir el mantenimiento y aislamiento de los mismos. Cada equipo separador contará con sus correspondientes circuitos automáticos, control de alta presión diferencial, indicadores de presión, nivel y los alivios de presión correspondientes. Las válvulas de descarga de líquidos serán de accionamiento neumático y automáticas de descarga rápida y completas, con instrumentación de control de nivel.

3.4.3.4 Sistema de Calentamiento

Este sistema está conformado por calentadores de tipo indirecto en baño de agua, cada calentador no es más que un recipiente con agua, en el cual se encuentra inmersa una serie de tuberías por donde circula el gas que irá luego a la regulación. Este baño de agua es calentado por un sistema de quemadores que utiliza también gas natural como combustible. La temperatura de este baño de agua no supera los 80°C. Estos calentadores se utilizan debido a que al reducirle la presión al gas, la temperatura de este también disminuye (Efecto Joule-Thomson). Esta reducción de temperatura está en relación directa al salto de presión (aproximadamente 0.5°C por cada bar) y no debemos permitir que luego de la regulación el gas llegue a una temperatura por debajo de 0°C. Por este motivo es que debemos calentar el gas, es decir elevar su temperatura antes de ingresar al tramo de regulación, para que luego de la regulación su temperatura sea aceptable.

3.4.3.5 Sistema de Regulación

La estación de regulación constara de ramales y un by-pass de todo el sistema de regulación. Cada ramal se inicia con una válvula manual tipo esférica, con un by-pass con dos válvulas: una esférica y otro tapón. Tal como fue mencionado, este tipo de by pass se utilizan para presurizar el tramo durante una puesta en marcha.

La válvula esférica se usa en posición totalmente cerrada o abierta y la válvula tapón se usará en posición estrangulada. Continúa con una válvula de seguridad, continuando con dos válvulas reguladoras y por último con una válvula de manual tipo esférica.

En caso de falla de las válvulas reguladoras, automáticamente actuará la válvula de seguridad cerrando por sobrepresión o por baja presión por valores fuera de rango indicados por el fabricante. Sin embargo, cuando los valores de sobrepresión estén dentro de lo tolerable, el equipo quedará normalmente abierta; actuando inmediatamente las válvulas de alivio o venteo.

Las válvulas de control llamadas “válvulas reguladoras” son las que en operación normal, regularán la presión de salida de la Estación de Regulación, comandadas por los transmisores. Durante el funcionamiento normal del sistema de regulación, las válvulas de control “monitoras” y las válvulas de seguridad permanecen totalmente abiertas.

3.4.3.6 Sistema de Medición

La etapa de medición constará de medidores de tipo ultrasónico, que medirá el caudal que pasa a través de la estación, el cual será compensado por presión y por temperatura.

3.4.3.7 Sistema de inyección de odorante

El gas natural debe ser odorizado de modo tal que sea fácilmente detectable por una persona con olfato normal y cumpliendo con la norma técnica peruana NTP 111.004 “Gas Natural Seco. Odorización” y se deberá instalar previo a su distribución; el líquido odorante, estará compuesto a base de mercaptanos y debe ser usado en concentraciones tal que la mezcla con el gas natural no sea nociva

para las personas. El sistema puede inyectar hasta un máximo de 24 mg (mínimo recomendado 9 mg de odorante por cada m³ de gas natural)

3.4.4. Gasoducto

El gasoducto se instalará desde la salida de la estación de regulación y llegará hasta la válvula de servicio de la termoeléctrica. Este gasoducto está compuesto por una tubería de acero al carbono y deberá ser instalado de acuerdo a la normativa nacional e internacional vigente.

3.5. Consideraciones de diseño

3.5.1. Consideraciones de diseño para el Gasoducto

3.5.1.1 Consideraciones de presión, flujo y temperaturas

La presión máxima de diseño del gasoducto será de 153 bar. Este valor surge de la presión máxima de diseño del sistema de transporte y será de aplicación cuando las tuberías proyectadas se encuentren en la clase de trazado 1 ó 2, como es nuestro caso. En tal sentido, se deberá tener en cuenta lo mencionado en el literal f) del artículo 33° del Anexo 1 del Reglamento de Distribución el cual establece lo siguiente: Las tuberías proyectadas para ser instaladas en zonas que, a la fecha de su ejecución, correspondan a clases de ubicación 3 ó 4, según la definición de la Norma ANSI/ASME B 31.8, deberán operar a presiones iguales o inferiores a cincuenta (50) bar (725 lbf/in²). Sólo en el caso en que existan comprobadas limitaciones topográficas o geológicas, o imprescindible necesidad de suministro de redes de distribución, las tuberías podrán operar a presiones mayores en dichas zonas, pero en tal caso su trazado y presión deberán ser aprobados previamente por la DGH.

La presión mínima de operación del gasoducto dependerá de criterios operativos y de diseño establecidos en función de los requerimientos de presión y flujos del cliente, sin embargo esta no deberá ser menor a 39 bar según lo establecido en el Contrato BOOT.

En cuanto a la presión de operación, esta podrá ser igual o inferior al valor de diseño y en función de la demanda que tenga que alimentar a la termoeléctrica, sin embargo de acuerdo a las Tablas 1 y 2 de los literales a) y b) del artículo 33°, se establece que la máxima presión de operación deberá ser de 100 bar. En concordancia con lo antes expuesto, el concesionario indica que la presión de operación no deberá exceder los 90 bar.

La temperatura máxima no deberá ser superior a 50 °C, este valor esta en concordancia con lo mencionado en el Contrato BOOT (Ver Tabla N° 1.2) y en el literal e) del artículo 44° del Reglamento de Distribución.

La temperatura mínima no deberá ser menor que -29°C (-20°F) de acuerdo a lo establecido en el numeral 841.1.2 del Código ASME B 31.8, sin embargo, de acuerdo a las especificaciones brindadas por el concesionario la temperatura mínima no deberá ser menor a -20°C.

El concesionario establece en sus especificaciones que las temperaturas de operación máximas y mínimas deberán ser de 21°C y 10°C respectivamente.

El flujo requerido por el cliente es de 180,000 sm³/h y 60000 sm³/h como máximo y mínimo respectivamente.

3.5.1.2 Espesores de la pared de tuberías y distancias mínimas de seguridad

Para determinar el espesor de las paredes de las tuberías se deberá cumplir con lo mencionado en el artículo 33° del Anexo 1 del Reglamento de Distribución, con

respecto a las tuberías que operen a presiones mayores a 10 bar establece lo siguiente: el factor de diseño F, resultante de las condiciones de diseño y operación, será el que se calcule de acuerdo a la fórmula indicada en el numeral 841.11 (a), de la Norma ANSI/ASME B 31.8, para lo cual deberán utilizarse los valores reales de los parámetros en ella incluidos.

Adicionalmente, en el artículo mencionado se especifica que en caso no se pueda cumplir con las distancias mínimas a edificaciones indicadas en el literal a) del artículo 33° del Anexo 1 del Reglamento de Distribución, será de aplicación el literal b) de dicho artículo.

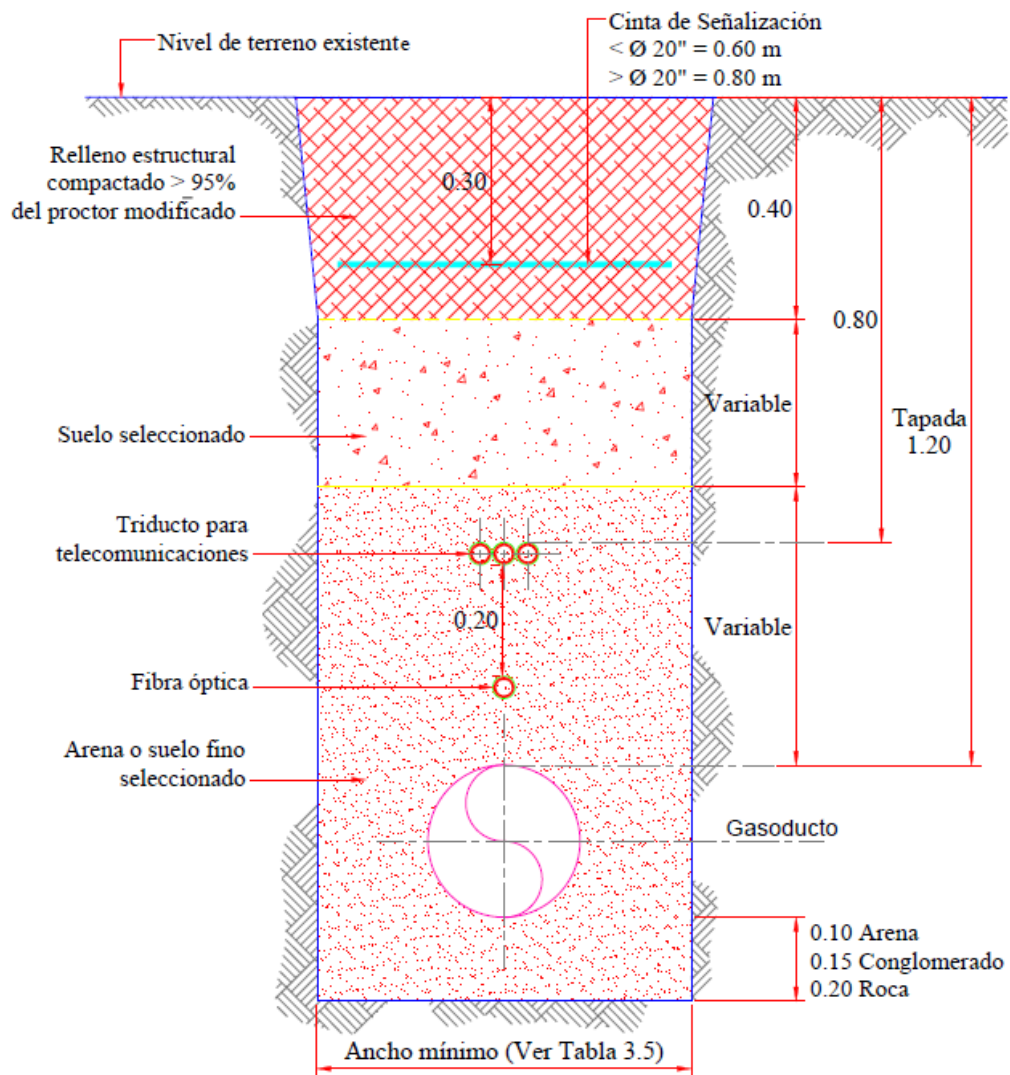
Por lo antes expuesto, para el gasoducto se utilizará un factor de diseño inferior a 0.3 y el espesor de pared de tubería mayor a 11.1 mm, lo cual permite la instalación del gasoducto a una distancia mínima de 3 metros respecto a las edificaciones.

Por otra parte, para la traza definitiva y su posterior instalación del gasoducto se deberá cumplir con las distancias mínimas de seguridad especificadas en el artículo 16° del Anexo 1 del Reglamento de Distribución, en la cual se establece que las líneas serán instaladas a una profundidad mínima de acuerdo a las características de la zona que atraviesan y a los criterios indicados en la norma ASME B 31.8. De acuerdo a esta norma, para clases de trazado 3 y 4 en general, la tapada mínima es de 30 pulgadas (76 cm), la misma tapada indica para la clase de trazado 2.

Sin embargo, en el literal g) del artículo 33° del Anexo 1 del Reglamento de Distribución se establece que: los tramos que se instalen en plazas, parques, calles o caminos públicos deberán tener un espesor nominal igual o superior a 11,1 mm o, alternativamente, un espesor nominal de 9,5 mm, pero en este caso, las tuberías deberán estar ubicadas a una profundidad mínima de un 40% mayor que las

indicadas en la Norma ANSI/ASME B 31.8, para la clase de ubicación que le corresponda.

Por lo antes mencionado y de acuerdo con las especificaciones del concesionario la tapada mínima será de 120 cm (Ver Gráfico N° 3.4).



Gráfica N° 3.4 Zanja típica para la instalación de tuberías de gas natural

Fuente: Manual de Construcción de Gas Natural de Lima y Callao S.A.

Asimismo, el ancho mínimo de la zanja se determinara de acuerdo al diámetro nominal del gasoducto, de acuerdo a lo establecido por el concesionario en las especificaciones técnicas de su manual de construcción, las cuales se detallan en la Tabla N° 3.5.

Tabla N° 3.5 Ancho mínimo de zanjas típicas

Diámetro Nominal de Gasoducto (pulg.)	Diámetro Exterior de Tubería (m)	Ancho de zanja (m)
2	0.0603	0.60
2.5	0.0730	0.60
3	0.0889	0.60
4	0.1143	0.60
6	0.1683	0.60
8	0.2191	0.60
10	0.2731	0.70
12	0.3239	0.80
14	0.3556	0.80
16	0.4064	0.85
18	0.4570	0.90
20	0.5080	0.95
30	0.7620	1.40

Fuente: Manual de Construcción de Gas Natural de Lima y Callao S.A.

Adicionalmente, para la instalación de la tubería se deberá cumplir con las distancias mínimas de seguridad hacia otras instalaciones (tuberías de agua, desagüe, tuberías de gas, línea telefónica, cable eléctrico de alta, media y baja tensión entre otras) establecidas en el manual de construcción del concesionario, las cuales se detallan en la tabla N° 3.6.

Tabla N° 3.6 Distancias mínimas de seguridad desde la tuberías de gas natural a otras instalaciones

Tipo de Interferencia	Distancia (m)
Tubería de gas	0.3
Tubería de agua	0.3
Tubería de desagüe	0.3
Buzón de desagüe	0.3
Línea Telefónica	0.3
Redes de Comunicación	0.3
Cable eléctrico de media y baja tensión	0.5
Cable eléctrico de alta tensión	1.5
Línea de alta tensión aérea	5.0
Torre de Alta Tensión	10.0
Puesta a Tierra de Torre de Alta tensión	10.0
Puesta a Tierra de Torre de Media tensión	5.0
Árbol	1.0

Fuente: Manual de Construcción de Gas Natural de Lima y Callao S.A.

3.5.1.3 Propiedades del fluido

Para nuestro caso se estimará las propiedades del fluido a partir de las propiedades físicas y composición química del gas natural indicadas en las tablas N° 1.1 y 1.3.

3.5.1.4 Velocidad del gas

Los diámetros de las tuberías se calculan considerando el caudal máximo y teniendo en cuenta que la velocidad máxima será de 20 m/s.

3.5.1.5 Criterio de Integridad

Se deberá diseñar las tuberías con un esfuerzo circunferencial menor al 30% de la tensión mínima de fluencia, con el fin que el concesionario pueda realizar la primera evaluación de la integridad de la tubería en un plazo máximo de veinte (20) años, en concordancia con lo dispuesto en la tabla 3 “Intervalos de Evaluación de Integridad: Amenazas dependientes del tiempo, Corrosión interna y externa y el Plan de Gestión de Integridad Prescriptiva” de la norma ASME B 31.8 S.

3.5.1.6 Criterio de Seguridad

Debido a que el gasoducto que suministrara gas natural a alta presión (presión similar a la utilizada en el sistema de transporte) a la termoeléctrica, se recomienda la utilización de tubería de acuerdo a la norma API 5L con un nivel de especificación del producto PSL2, en concordancia con lo establecido en literal d) del artículo 14° del Reglamento de Transporte.

3.5.2. Consideraciones de diseño para la Estación de Regulación

3.5.2.1 Tuberías

3.5.2.1.1 Condiciones de presión, flujo y temperatura máxima y mínima

La estación deberá ser diseñada considerando la máxima presión de diseño de la red de gas natural a la cual será conectada, dado que dicha estación se conectará al gasoducto de transporte la presión máxima deberá ser de 153 bar.

Asimismo, para el diseño de la estación se deberá tener en cuenta la condición de máximo caudal y presión mínima de entrada. Por lo tanto, la capacidad máxima de la estación deberá ser calculada bajo estas condiciones de mínima presión de

suministro (39 bar). Cabe señalar que la estación deberá ser diseñada para suministrar una presión a la salida de 90 bar.

Las temperaturas de diseño máximas y mínimas serán de 50°C y -20°C respectivamente; asimismo y las temperaturas de operación máxima y mínima serán de 21°C y 10°C según corresponda.

La capacidad máxima y mínima de la estación deberá ser de 180,000 sm³/h y 60000 sm³/h respectivamente.

3.5.2.1.2 Propiedades del fluido

Para nuestro caso se estimará las propiedades del fluido a partir de las propiedades físicas y composición química del gas natural indicadas en las tablas N° 1.1 y 1.3.

3.5.2.1.3 Velocidad del gas

Los diámetros de las tuberías se calculan considerando el caudal máximo y teniendo en cuenta que la velocidad máxima será de 25 m/s.

3.5.2.1.4 Criterio de Integridad

Se deberá diseñar las tuberías con un Esfuerzo Circunferencial < 40% de la tensión mínima de fluencia, con el fin que el concesionario pueda realizar la primera evaluación de la integridad de la tubería en un plazo máximo de quince (15) años, en concordancia con lo dispuesto en la Tabla 3 “Intervalos de Evaluación de Integridad: Amenazas dependientes del tiempo, Corrosión interna y externa y el Plan de Gestión de Integridad Prescriptiva” de la norma ASME B 31.8 S.

3.5.2.1.5 Criterio de Seguridad

Debido a que la Estación de Regulación recibirá el suministro de gas natural del Sistema de Transporte, se recomienda la utilización de tubería de acuerdo a la norma API 5L con un nivel de especificación del producto PSL2, en concordancia con lo establecido en literal d) del artículo 14° del Reglamento de Transporte.

3.5.2.2 Filtros y Separadores

Para el diseño de los filtros ciclónicos y separadores se deberá considerar un eficiencia de 99% en la retención de sólidos entre 6-8 μm y 0.3 μm respectivamente, de acuerdo a las especificaciones técnicas requeridas por el concesionario.

Tabla N° 3.7 Especificaciones técnicas Filtros Verticales

Ítem	Condiciones de diseño	Requerimiento
1	Serie	900
2	Presión de diseño	153 barg / 39 barg
3	Temperatura de	50 °C / -20°C
4	Eficiencia	Retención 100% de sólidos > 8 μm Retención 99% de sólidos entre 6 a 8 μm Retención 90% de sólidos entre 4 a 6 μm Retención 85% de sólidos entre 2 a 4 μm
5	Caída de Presión Máxima en Filtro Limpio	250 mbarg

Fuente: Manual de Diseño de Gas Natural de Lima y Callao S.A.

Tabla N° 3.8 Especificaciones técnicas Separadores Horizontales

Ítem	Condiciones de diseño	Requerimiento
1	Serie	900
2	Presión de diseño	153 barg / 39 barg
3	Temperatura de diseño	50 °C / -20°C
4	Eficiencia	Retención de sólidos del 99.99% > 0.3 Retención de líquidos del 99.5% > 0.3 µm.
5	Caída de Presión Máxima en Filtro Limpio	140 mbarg

Fuente: Manual de Diseño de Gas Natural de Lima y Callao S.A.

3.5.2.3 Válvulas

3.5.2.3.1 Válvula de Cierre de Emergencia y de Seguridad

Estas válvulas deberán ser de tipo esférica de paso total. Además, para el diseño se deberán considerar lo siguiente:

- ✓ Los valores normales y límites de presión que soporta el cuerpo de la válvula (ANSI 900).
- ✓ Condiciones de operación de la estación
- ✓ Costo y vida útil

3.5.2.3.2 Válvulas de Control

Adicionalmente a las consideraciones descritas en el punto 9.3.1, se deberá considerar que el nivel de ruido no debe exceder los 85 dBA.

3.5.2.3.3 Válvulas de Alivio de Presión

Se tendrá en cuenta los siguientes factores:

- ✓ Se debe seleccionar la válvula de alivio en función del máximo caudal.
- ✓ Cada válvula deberá tener la capacidad de ventear 10% del máximo caudal.
- ✓ El diámetro de la tubería que llega, como de la que sale de la válvula de alivio debe garantizar que se mantengan los niveles de presión de seguridad.
- ✓ Los valores normales y límites de presión que soporta el cuerpo de la válvula (ANSI 900).
- ✓ Nivel de ruido (< 85dBA)

3.5.2.4 Medidor

Para la selección del medidor se tomará en cuenta lo indicado en la norma “AGA N°9 Medición de Gas Natural por Medidores Ultrasónicos” y las condiciones de operación de la estación.

3.5.2.5 Odorizador

Para el dimensionamiento de la capacidad del odorizador y selección del odorante, se tendrá en cuenta las especificaciones técnicas del odorante requeridas por el concesionario (Ver Tabla N° 3.9), además se tendrá en cuenta los siguientes requisitos respecto a los odorantes establecidos en la “NTP 111.004 Gas Natural Seco. Odorización.”:

- ✓ Necesitan tener un olor intenso

- ✓ El olor debe ser característico y será el mismo en diferentes disoluciones de gas natural con aire.
- ✓ El gas odorizado no será tóxico a niveles de concentración en los que se utiliza el odorante y su incorporación no generará niveles significativos de productos de combustión nocivos.
- ✓ El odorante será volátil y suficientemente estable tanto en fase gaseosa como durante el almacenamiento. No formará depósitos en los quemadores y dispositivos de seguridad.
- ✓ Es un requisito que el gas natural seco en el aire sea rápidamente detectable por el olfato cuando las concentraciones alcancen 1/5 parte del límite inferior de inflamabilidad (LII). El LII se considera normalmente como un contenido de volumen de gas natural seco en el aire del 5%, por lo tanto, el contenido de odorante debe ser rápidamente ser detectado en una concentración del 1% de gas natural seco en volumen de aire por una persona con un sentido normal del olfato.

Tabla N° 3.9 Especificaciones técnicas del odorante

Ítem	Composición	Concentración mg/m ³	ρ (kg/m ³)
1	95% Tetrahidrotiofeno (1-pentanotiol) THT 5% ter-butil mercaptano (1-butanotiol) TBM	9	991

Fuente: Manual de Operaciones de Gas Natural de Lima y Callao S.A.

3.6. Diseño de Gasoducto

3.6.1. Datos de entrada

Las condiciones de operación fueron brindadas por el concesionario a requerimiento de la central termoeléctrica.

Tabla N° 3.10 Condiciones de operación requeridas para el gasoducto

P _{diseño} (bar)		P _{operación} (bar)		T _{diseño} (°C)		T _{operación} (°C)		Caudal (m ³ /h)	
Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
153	39	90	39	50	-20	21	10	180000	60000
Nota: (1) Composición química del gas (Ver Tabla N° 1.3) (2) Velocidad Máxima = 20 m/s (3) Esfuerzo circunferencial para tubería < 30%									

3.6.2. Cálculo de las Propiedades del fluido

La tabla N° 1.3 nos proporciona además de la composición química del gas natural, las propiedades físicas siguientes:

- ✓ Gravedad Específica: 0.6112
- ✓ Poder Calorífico: 40.2218 MJ/m³

3.6.2.1 Viscosidad del Gas

La viscosidad representa la resistencia al flujo, esta depende de la temperatura y la presión. A diferencia de los líquidos la viscosidad del gas se incrementa con el aumento de la temperatura, por lo tanto el flujo del gas a través de la tubería disminuye. Como sabemos el gas natural es una mezcla de gases, en tal sentido para realizar el cálculo de la viscosidad utilizaremos la siguiente fórmula:

$$\mu = \frac{\sum (\mu_i y_i \sqrt{M_i})}{\sum (y_i \sqrt{M_i})}$$

Donde:

μ : Viscosidad dinámica de una mezcla de gas

μ_i : Viscosidad dinámica del componente del gas i

y_i : fracción molar o porcentaje del componente del gas i

M_i : Peso molecular del componente de gas i

En la tabla N° 3.11 se muestra el cálculo de la viscosidad para el gas natural de acuerdo a la composición química indicada en la tabla N° 1.3.

Tabla N° 3.11 Determinación de la viscosidad del gas natural

Componente	Fracción molar (1)	Viscosidad (cP) (2)	Peso Molecular (3)	$\sum (\mu_i \cdot y_i \cdot \sqrt{M_i})$	$\sum (y_i \cdot \sqrt{M_i})$
N2	0.0093	0.0173	28.0134	0.0009	0.0495
C1	0.8873	0.0107	16.0430	0.0380	3.5538
CO2	0.0029	0.0147	44.0100	0.0003	0.0195
C2	0.0994	0.0089	30.0700	0.0049	0.5450
C3	0.0010	0.0075	44.0970	0.0001	0.0068
i-C4	0.0000	0.0071	58.1230	0.0000	0.0002
n-C4	0.0000	0.0073	58.1230	0.0000	0.0001
i-C5	0.0000	0.0066	72.1500	0.0000	0.0000
n-C5	0.0000	0.0066	72.1500	0.0000	0.0000
C6+	0.0000	0.0063	86.1770	0.0000	0.0001
Viscosidad dinámica				0.01056 cP	
Nota:					
(1) Fuente: Reporte de Cromatografía del Gas – Marzo 2012					
(2) Fuente: Tabla 1.2 Viscosidad de gases comunes (Temperatura = 20°C) ; Libro Gas Pipeline Hydraulics					
(3) Fuente: Tabla 1.1 Propiedades de gases de hidrocarburos; Libro Gas Pipeline Hydraulics					

3.6.2.2 Factor de Compresibilidad

El factor de compresibilidad es una medida de que tan cerca un gas real es un gas ideal y es definida como la relación de un volumen de gas a una determinada temperatura y presión para un volumen de gas que ocuparía si este fuera un gas ideal a la misma temperatura y presión. Para hallar el factor de compresibilidad (z) utilizaremos el método de la Asociación de Gas Natural de California (CNGA).

$$Z = \frac{1}{1 + \left(\frac{P_{avg} * 344,400 * (10)^{1.785 * G}}{T_f^{3.825}} \right)}$$

Donde:

P_{avg} : Presión promedio del gas (psig)

T_f : Temperatura Promedio del gas ($^{\circ}R$)

G: Gravedad específica del gas

En primer lugar, calcularemos la presión promedio de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P_{avg} = \frac{2}{3} * (P_1 + P_2 - \frac{P_1 * P_2}{P_1 + P_2})$$

Donde:

P_1 : Presión en el punto 1, aguas arriba (psig)

P_2 : Presión en el punto 2, aguas abajo (psig)

Dadas las condiciones de presión y temperatura de diseño procederemos a calcular el factor de compresibilidad.

Tabla N° 3.12 Determinación del factor de compresibilidad (Z)

P ₁ (barg)	P ₂ (barg)	P _{avg} (psig)	T _f (°C)	Z
P _{máx} = 152	150.67	2194.94	50	0.8012
	150.90	2196.61	20	0.7351
	150.97	2204.39	10	0.7084
P _{oper} = 90	87.55	1287.65	50	0.8730
	87.90	1290.17	20	0.8253
	88.02	1291.03	10	0.8052
P _{mín} = 39	26.83	482.83	50	0.9483
	28.49	34.02	20	0.9251
	29.04	34.26	10	0.9148

3.6.3. Selección y dimensionamiento de tuberías

Considerando lo mencionado en el punto 9.1.4 los diámetros de las tuberías se calculan considerando el caudal máximo y teniendo en cuenta que la velocidad máxima será de 20 m/s.

3.6.3.1 Velocidad Erosional

Este límite de la velocidad se establece con el objetivo de evitar la ocurrencia de vibración y erosión de la tubería, con lo cual se podría reducir el tiempo de vida de la tubería.

$$v_{máx} = 100 * \sqrt{\frac{Z * R * T}{29 * G * P}}$$

Donde:

Z: Factor de Compresibilidad del gas

R: Constante Gas, 10 pie³. psia / lb-mol. °R

T: Temperatura del gas, °R

G: Gravedad específica del gas

P: Presión del gas, psia

Tabla N° 3.13 Determinación de la velocidad erosional ($v_{m\acute{a}x}$)

P (barg)	R (psi ³ .psia/Lb- mol. °R)	T		G	Z	$v_{m\acute{a}x}$	
		°C	°R			pie/s	m/s
$P_{m\acute{i}n=39}$	10	50	581.7	0.6112	0.9483	75.8	23.1
		20	527.7		0.9251	71.4	21.8
		10	509.7		0.9148	69.7	21.3

Como podremos observar, la velocidad erosional calculada para los casos más críticos supera al límite establecido de 20 m/s. Asimismo, se recomienda siempre una velocidad de operación de 50% de la velocidad erosional.

3.6.3.2 Calculando el diámetro mínimo de la tubería

Para la determinación del diámetro mínimo de la tubería utilizaremos la fórmula para el cálculo de la velocidad del gas en tuberías.

$$v = 14.7349 * \left(\frac{Q_b}{D^2}\right) * \left(\frac{P_b}{T_b}\right) * \left(\frac{Z * T}{P}\right)$$

Donde:

Q_b : Flujo volumétrico de gas, m³/día

D: Diámetro interno de la tubería, mm

P_b : Presión a condiciones estándar, kPa

T_b : Temperatura a condiciones estándar, °K

Z: Factor de Compresibilidad del gas

T: Temperatura promedio del gas, °K

P: Presión del gas, kPa

Despejamos el diámetro de la fórmula anterior y obtenemos los siguientes resultados:

Tabla N° 3.14 Determinación del diámetro mínimo del gasoducto ($D_{\text{mín}}$)

Q_b m ³ /h	P_b (kPa)	T_b (°K)	P (kPa)	T (°K)	Z	$D_{\text{mín}}$	
						mm	Pulg
180,000	101.3	288.2	4001.3	323.1	0.9483	292.7	11.5
				293.1	0.9251	275.4	10.8
				283.1	0.9148	269.1	10.6

De la tabla anterior podemos recomendar la utilización de un tubo con un diámetro interno mínimo de 12 pulgadas.

3.6.3.3 Calculando el espesor de la tubería

Para la determinación del espesor del tubo utilizaremos la fórmula indicada en el numeral 841.1.1 de la norma ANSI / ASME B 31.8-2010.

$$P = \frac{2000 * S * t}{D} * F * E * T$$

Donde:

D: Diámetro nominal exterior del tubo, mm

E: Factor de junta longitudinal obtenido de la tabla N° 3.15

F: Factor de diseño de acuerdo a la clase de localización (Tabla N° 3.16)

P: Presión de diseño en kPa

S: Tensión mínimo de fluencia especificada (MPa), estipulada en la especificación bajo la cual se compró el tubo del fabricante. (Ver Tabla N° 3.17)

T: Factor de Disminución de temperatura (Ver Tabla N° 3.18)

t: Espesor nominal de la pared, mm.

Tabla N° 3.15 Factor junta longitudinal, E

Especificación del Material	Tipo de junta	E
API 5L	Sin Costura / Soldadura de Resistencia Eléctrica	1.00

Fuente: Tabla 841.1.7-1 de la Norma ANSI/ASME B 31.8

Tabla N° 3.16 Factor de diseño, F

Clase de Localización	Factor Diseño, F
Clase de localización 1, División 1	0.80
Clase de localización 1, División 2	0.72
Clase de localización 2	0.60
Clase de localización 3	0.50
Clase de localización 4	0.40

Fuente: Tabla 841.1.6-1 de la Norma ANSI/ASME B 31.8

Tabla N° 3.17 Especificación tensión mínima de fluencia para tubos de acero comúnmente usados en sistemas de tubería, S

Especificación del Material	Grado	Tipo de Junta	Tensión mínimo de fluencia (S)	
			Psi	Mpa
API 5L	B	Sin Costura / Soldadura de Resistencia Eléctrica	35,000	241
	X42		42,000	290
	X46		46,000	317
	X52		52,000	359
	X56		56,000	386
	X60		60,000	414
	X65		65,000	448
	X70		70,000	483
	X80		80,000	552

Fuente: Tabla D-1 de la Norma ANSI/ASME B 31.8 -2010

Tabla N° 3.18 Factor disminución de temperatura, T para tubos de acero

Temperatura °F (°C)	Factor Disminución de Temperatura, T para tubos de acero
250 (121) o menos	1.000
300 (149)	0.967
350 (177)	0.933
400 (204)	0.900
450 (232)	0.867

Fuente: Tabla 841.1.8-1 de la Norma ANSI/ASME B 31.8 -2010

Despejamos el espesor de la pared (t) de la ecuación planteada y procedemos a realizar el cálculo:

Tabla N° 3.19 Determinación del espesor de la tubería (t) según el factor de diseño (F)

P		S		D		F	E	T	t
Barg	KPa	Psi	MPa	Pulg	mm				Pulg
153	15300	42000	290	12.75	323.8	0.6	1	1	0.56
153	15300	52000	359	12.75	323.8	0.4	1	1	0.68
153	15300	56000	386	12.75	323.8	0.3	1	1	0.84

De la tabla anterior podremos observar, utilizando un factor de diseño ($F=0.6$) para la clase de localización 2 (correspondiente a la traza del gasoducto) la especificación sería un tubo 12 pulgadas API 5L PSL2 X42 Cédula 60.

Por otro lado, suponiendo que más adelante el área de la traza del gasoducto cambio a clase de localización 4 ($F=0.4$), de acuerdo a los resultados de la tabla podríamos utilizar un tubo de 12 pulgadas API 5L PSL2 X52 Cédula 80.

Sin embargo debido a la restricción con respecto a las distancia mínimas hacia edificaciones que establece la Tabla 1 del literal a) del artículo 33° del Anexo 1 del Reglamento de Distribución, y debido a que las dos opciones antes planteadas no hacen posible cumplir en el momento de la instalación de la tubería con las distancias antes mencionadas, se utiliza un Factor de Diseño ($F=0.3$), utilizaremos un tubo de 12 pulgadas API 5L PSL2 X56 Cédula 100.

3.6.3.4 Calculando la caída de presión y velocidad

Para el cálculo de la caída de presión en el tramo del gasoducto vamos a utilizar las siguientes ecuaciones:

Ecuación de Weymouth: Es utilizada en sistemas de tubería de alta presión, altas velocidades de flujo y diámetros grandes.

$$Q = 3.7435 * 10^{-3} * E * \left(\frac{T_b}{P_b}\right) * \left(\frac{P_1^2 - e^s * P_2^2}{G * T_f * L_e * Z}\right)^{0.5} * D^{2.667}$$

Donde:

Q_b : Flujo volumétrico de gas, m³/día

E: Eficiencia de la tubería, 1.0 (para tubos nuevos)

D: Diámetro interno de la tubería, mm

P_b : Presión a condiciones estándar, kPa

T_b : Temperatura a condiciones estándar, °K

Z: Factor de Compresibilidad del gas

T_f : Temperatura promedio del gas, °K

P_1 : Presión del gas a la entrada, kPa

P_2 : Presión del gas a la salida, kPa

L_e : Longitud equivalente del gasoducto, km

Debemos mencionar que la longitud equivalente (L_e) se calcula de la siguiente manera:

$$L_e = \frac{L * (e^s - 1)}{s}$$

Asimismo, el término “ e^s ” se debe tener en cuenta en los casos diferencias de altura entre el punto de entrada y salida. El parámetro “ s ” depende de la gravedad específica, factor de compresibilidad del gas, la temperatura del flujo y la diferencia de altura:

$$s = 0.0684 * G * \left(\frac{H_2 - H_1}{T_f * Z} \right)$$

Donde:

H_1 : Elevación en el punto de entrada, m

H_2 : Elevación en el punto de salida, m

Para nuestro caso, no existe diferencia de altura por lo tanto la longitud equivalente (L_e) es la misma que la longitud del tramo de la tubería 1.8 km.

Calculando la caída de presión para el gasoducto para tres (03) condiciones de presión y temperatura, los resultados obtenidos se muestran en los Apéndice N° 1.

3.6.3.5 Calculando el esfuerzo circunferencial de la tubería

Se realiza el cálculo del esfuerzo circunferencial con el fin de verificar el criterio de integridad respecto a que la tubería como máximo deberá ser sometida a un 30% de la tensión mínima de fluencia (SMYS), para lo cual utilizaremos la fórmula establecida en el numeral 805.2.3 de la norma ANSI / ASME B 31.8-2010:

$$S_H = \frac{P * D}{2 * t}$$

Donde:

D: Diámetro nominal exterior del tubo, mm

P: Presión de diseño en (psi)

t: Espesor nominal de la pared, mm.

S_H: Esfuerzo circunferencial (psi)

Realizando el cálculo tenemos los siguientes resultados:

Tabla N° 3.20 Determinación del esfuerzo circunferencial (S_H) y selección de la tubería

DN (pulg)	Material de la tubería	T (pulg)	P _{diseño} (psi)	SMYS (psi)	S _H (psi)	Criterio Integridad < 30%
12.75	12" API 5L PSL2 X56 Cédula 100	0.843	2218.5	56000	16,777	29.96%

3.7. Diseño de la estación de regulación

3.7.1. Datos de entrada

Para la estación de regulación se tiene los siguientes datos de entrada.

Tabla N° 3.21 Condiciones de operación requeridas para la estación de regulación

P _{diseño} (bar)		P _{operación} (bar)		T _{diseño} (°C)		T _{operación} (°C)		Caudal (m ³ /h)	
máx	Mín	máx	mín	máx	mín	Máx	mín	Máx	mín.
153	39	90	39	50	-20	21	10	180000	60000

Nota: (1) Velocidad máxima = 25 m/s
(2) Esfuerzo circunferencial para tubería < 40%

3.7.2. Diagrama de Procesos

Ver Apéndice N° 2.

3.7.3. Selección y dimensionamiento de tuberías

Considerando los criterios de diseño para las tuberías de la estación de regulación de gas natural y el procedimiento de cálculo descrito en el punto 3.6.3, procederemos a seleccionar las tuberías para las distintas zonas de la estación de regulación de gas natural dentro. En primer lugar, realizaremos una descripción de las variables de operación en la tabla siguiente:

Tabla N° 3.22 Condiciones de operación de la estación de regulación

Zona	P (barg)		T (°C)		Caudal (m ³ /h)	
	máx.	mín.	máx.	mín.	máx.	mín.
Válvula de Cierre de Emergencia	153	39	50	-20	180,000	60,000
Sistema de Filtros Ciclónicos	153	39	50	-20	90,000	30,000
By-Pass Sistema de Filtros Ciclónicos	153	39	50	-20	90,000	30,000
Sistema de Filtros Separadores	153	39	50	-20	60,000	20,000
Sistema de Calentamiento	153	39	50	-20	90,000	30,000
By-Pass Sistema de Calentamiento	153	39	50	-20	180,000	60,000
Sistema de Regulación aguas arriba	153	39	50	-20	90,000	30,000
Sistema de Regulación aguas abajo	90	39	50	-20	90,000	30,000
By-Pass Sistema de Regulación	153	39	50	-20	180,000	60,000
Sistema de medición	153	39	50	-20	60,000	20,000

Con los datos de la tabla anterior procederemos a calcular los diámetros mínimos de las tuberías para las distintas zonas de la estación de regulación de gas natural considerando el caudal máximo (180,000 m³/h) y la presión mínima de ingreso a la estación ($P_{\text{mín}}=39$ bar).

Tabla N° 3.23 Determinación del diámetro mínimo de las tuberías ($D_{\text{mín}}$)

Zona	Caudal (m ³ /h)	$P_{\text{mín}}$ (bar)	$T_{\text{máx}}$ (°C)	Z	$V_{\text{máx}}$ (m/s)	$D_{\text{mín}}$ (pulg)
Válvula de Cierre de Emergencia	180,000	39	50	0.9483	25	10.30
Sistema de Filtros Ciclónicos	90,000	39	50	0.9483	25	7.28
By-Pass Sistema de Filtros Ciclónicos	90,000	39	50	0.9483	25	7.28
Sistema de Filtros Separadores	60,000	39	50	0.9483	25	5.95
Sistema de Calentamiento	90,000	39	50	0.9483	25	7.28
By-Pass Sistema de Calentamiento	180,000	39	50	0.9483	25	10.30
Sistema de Regulación aguas arriba	90,000	39	50	0.9483	25	7.28
Sistema de Regulación aguas abajo	90,000	39	50	0.9483	25	7.28
By-Pass Sistema de Regulación	180,000	39	50	0.9483	25	10.30
Sistema de medición	60,000	39	50	0.9483	25	5.95

Con los diámetros calculados, procederemos a determinar los espesores mínimos de las tuberías para las distintas zonas de la estación de regulación de gas natural.

Tabla N° 3.24 Determinación de los espesores mínimo de las tuberías (t)

Zona	DN (pulg.)	S _{mín} (psi)	P _{máx} (bar)	Clase Loc.	F	E	T	t (pulg.)
Válvula de Cierre de Emergencia	12.75	56000	153	3	0.5	1	1	0.5052
Sistema de Filtros Ciclónicos	8.625	56000	153	3	0.5	1	1	0.3418
By-Pass Sistema de Filtros Ciclónicos	8.625	56000	153	3	0.5	1	1	0.3418
Sistema de Filtros Separadores	6.625	56000	153	3	0.5	1	1	0.2625
Sistema de Calentamiento	8.625	56000	153	3	0.5	1	1	0.3418
By-Pass Sistema de Calentamiento	12.75	56000	153	3	0.5	1	1	0.5052
Sistema de Regulación aguas arriba	8.625	56000	153	3	0.5	1	1	0.3418
Sistema de Regulación aguas abajo	8.625	56000	90	3	0.5	1	1	0.2010
By-Pass Sistema de Regulación	12.75	56000	153	3	0.5	1	1	0.5052
Sistema de medición	6.625	56000	153	3	0.5	1	1	0.2625

Ahora, con el diámetro y espesor calculados, seleccionaremos el tipo de material de las tuberías para las distintas zonas de la estación de regulación de gas natural.

Tabla N° 3.25 Selección de tuberías por zona en la estación de regulación

Zona	DN (pulg.)	Material de la tubería	Espesor Seleccionado (pulg.)
Válvula de Cierre de Emergencia	12.75	12" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.687
Sistema de Filtros Ciclónicos	8.625	8" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.500
By-Pass Sistema de Filtros Ciclónicos	8.625	8" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.500
Sistema de Filtros Separadores	6.625	6" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.432
Sistema de Calentamiento	8.625	8" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.500
By-Pass Sistema de Calentamiento	12.75	12" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.687
Sistema de Regulación aguas arriba	8.625	8" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.500
Sistema de Regulación aguas abajo	8.625	8" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.500
By-Pass Sistema de Regulación	12.75	12" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.687
Sistema de medición	6.625	6" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.432

Calculando la caída de presión en los tramos de tubería de la estación de regulación de gas natural para tres (03) escenarios distintos, los resultados obtenidos se muestran en los Apéndices N° 3, 4 y 5.

Finalmente, se realiza el cálculo del esfuerzo circunferencial (S_H) con el fin de verificar el criterio de integridad respecto a que la tubería como máximo deberá

ser sometida a un 40% de la tensión mínima de fluencia (SMYS), los resultados obtenidos se muestran en el Apéndice N° 6.

3.7.4. Selección y dimensionamiento de equipos

3.7.4.1 Diseño de Filtros o Separadores

3.7.4.1.1 Diseño de Filtros o Separadores Verticales

De acuerdo a las especificaciones indicadas por el concesionario (Ver Tabla N° 3.7) y en concordancia con límites establecidos en el Contrato BOOT y el Reglamento de Distribución (Ver Tabla N° 1.2), se requiere separar con una alta eficiencia partículas sólidas en el rango de tamaño entre 2 - 8 μm . En virtud de lo antes señalado, el método de separación de partículas recomendado es el centrifugo o ciclónico (Ver figura 7.4 “Leyes de sedimentación por gravedad y características de partículas” del GPSA Engineering Data Book). En tal sentido, el equipo que nos brinda la eficiencia requerida es el filtro vertical del tipo multiciclónico.

Ahora procederemos al dimensionamiento de este tipo separador. En primer lugar calcularemos la velocidad del gas terminal o crítica necesaria para la sedimentación de partículas de tamaño entre 2 - 8 μm :

$$V_t = K * \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g}}$$

Donde:

ρ_l : Densidad del líquido, kg / m^3

ρ_g : Densidad del vapor, kg / m^3

K : Constante empírica para dimensionamiento de separadores

Para separadores verticales se recomienda valores de K entre 0.1 – 0.35, sin embargo los valores de K disminuyen con el aumento de la presión a valores de 0.30 a 250 psig y 0.275 a 800 psig.

Luego procederemos a calcular el diámetro mínimo del separador vertical utilizando la fórmula establecida en el punto 3.6.3.2.

Finalmente, se recomienda para separadores verticales valores L/D entre 3-5. Utilizaremos una relación de $L/D = 4$.

Tabla N° 3.26 Determinación y selección del diámetro (D) y longitud del filtro o separador vertical (L)

P (bar)	T (°C)	ρ_l	ρ_g	K	V_t (m/s)	Q (m ³ /día)	N_s	D (in)		L (in)
								Calc.	Selecc.	
39	50	800.94	27.74	0.29	1.51	180,000	2	28.03	30	120

3.7.4.1.2 Diseño de Filtros o Separadores Horizontales

De acuerdo a las especificaciones indicadas por el concesionario (Ver tabla N° 3.8), se requiere separar con una alta eficiencia partículas sólidas de tamaño menores que 0.3 μm . para lo cual utilizaremos el separador horizontal del tipo coalescedor.

Para separadores horizontales, se utiliza el mismo valor de K utilizado para separadores verticales multiplicado por 1.25.

Teniendo en cuenta las mismas consideraciones utilizadas para el dimensionamiento de separadores verticales, obtenemos los siguientes resultados:

Tabla N° 3.27 Determinación y selección del diámetro (D) y longitud del filtro o separador horizontal (L)

P (bar)	T (°C)	ρ_l	ρ_g	K	V_t (m/s)	Q (m ³ /día)	N_s	D (in)		L (in)
								Calc.	Selecc.	
39	50	800.94	27.74	0.36	1.89	180,000	3	20.73	24	96

3.7.4.2 Dimensionamiento del Sistema de Calentamiento

En la reducción de presión de gas natural se produce una disminución de la temperatura por efecto de la expansión del gas producido en la válvula reguladora. En tal sentido, procederemos a calcular el calor perdido en este proceso que deberá ser suministrado por el intercambiador de calor gas-agua.

Como conocemos las presiones de ingreso y de salida, podemos calcular la caída de presión, con este valor podemos calcular de forma indirecta la variación de la temperatura (se establece en forma general que por cada “bar” de caída de presión en el gas natural en promedio se tiene una disminución de temperatura de 0.5 °C).

En tal sentido, como también conocemos la capacidad de la estación de regulación y la densidad del gas natural a condiciones estándar, podemos calcular el flujo másico y hallando el calor específico a presión constante podemos calcular el flujo de calor requerido:

$$Q_r = m * C_p * \Delta T$$

Donde:

Q_r : Flujo de calor requerido, kcal/h

m: Flujo másico del gas, kg/h

C_p : Calor específico del gas a presión constante, kcal / kg.°C

ΔT : Variación de temperatura T_1-T_2 , °C

Tabla N° 3.28 Cálculo del flujo de calor requerido del calentador (Q_r)

Q (m ³ /h)	P _{ingreso} (bar)	P _{salida} (bar)	ΔT (°C)	ρ_{gas} (kg/m ³)	m (kg/h)	C _p kcal / kg.°C	Q _r (kcal/h)
90,000	153	90	31.5	0.61	54,900	0.55	951,142

De los resultados obtenidos, tenemos que el flujo de calor requerido es 951,142 kcal/h, sin embargo tenemos que considerar que la eficiencia del calentador oscila entre el 85-88%, además de adicionar un factor de seguridad del 20%. Por lo tanto el flujo de calor requerido nominal será 1,342, 789 kcal/h (5, 326, 415 BTU/h). A continuación procedemos a seleccionar el calentador utilizando la siguiente tabla:

Tabla N° 3.29 Especificación Técnica de Calentadores Indirectos

Duty, Btu/hr Absorbed Heat	Vessel Size
1,000,000	42" OD x 15'0"
2,000,000	60" OD x 17'6"
3,000,000	60" OD x 22'6"
3,500,000	72" OD x 22'6"
4,000,000	72" OD x 25'0"
4,500,000	72" OD x 30'0"
5,000,000	84" OD x 22'6"
6,000,000	84" OD x 30'0"
7,000,000	96" OD x 30'0"
8,000,000	96" OD x 30'0"
10,000,000	96" OD x 30'0"

Fuente: Engineering Technology, Incorporated

De la tabla anterior podemos observar que se requiere dos (02) calentadores con una potencia de 6, 000, 000 BTU/h con dimensiones de 84 pulgadas de diámetro y 30 pies de longitud.

3.7.4.3 Diseño de Válvulas

3.7.4.3.1 Dimensionamiento y Selección de Válvulas de Control

Para el dimensionamiento de las válvulas control, se tomará en consideración que para determinar el diámetro del orificio cuando por esta deba circular el caudal mínimo, normal y máximo las aperturas se encuentren en el tramo intermedio de su carrera (entre el 30-70%). Con estas condiciones de cálculo se aseguran la capacidad de regulación y rangeabilidad adecuadas. Además, para el caudal máximo (válvula completamente abierta) se recomienda adoptar como estimación 1.25 veces el caudal normal máximo.

A continuación, procederemos a dimensionar la válvula de control de acuerdo a la ecuación general de flujo de Daniel Bernoulli:

$$K_v = \frac{Q_n}{328} * \sqrt{\frac{G * T_s * Z}{\Delta P * (P_1 + P_2)}} \quad , Si \Delta P \leq \frac{P_1}{2} (abs)$$

$$K_v = \frac{Q_n * \sqrt{G * T_s * Z}}{284 * P_1} \quad , Si \Delta P > \frac{P_1}{2} (abs)$$

Donde:

Q: Flujo volumétrico de gas, pie³/día

G: Gravedad específica del gas

T_s: Temperatura del gas, °R

Z: Factor de Compresibilidad del gas

P₁: Presión del gas a la entrada, psia

P₂: Presión del gas a la salida, psia

ΔP: Caída de presión P₁-P₂, psia

K_v: Coeficiente de dimensionamiento de la válvula

Calculando obtenemos los siguientes resultados:

Tabla N° 3.30 Determinación del coeficiente de la válvula (K_v)

Variables	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
	Máximo	Normal	Mínimo	Alternativo
Q (m ³ /h)	90,000	90,000	30,000	90,000
Q _n (m ³ /h)	112,500	112,500	37,500	112,500
G	0.6112	0.6112	0.6112	0.6112
T (°C)	20	20	20	20
P ₁ (bar)	153	120	153	91
P ₂ (bar)	90	90	90	90
ΔP (bar)	63	30	1	1
Z	0.7351	0.7990	0.7351	0.8228
K_v	37.17	60.41	12.39	361.65

De los resultados obtenidos podemos observar que el K_v máximo es 361.65. A continuación procedemos a seleccionar el diámetro de orificio de la válvula utilizando la tabla siguiente:

Tabla N° 3.31 Especificaciones Técnicas para la Válvula de Control

Tamaño de Válvula (mm)	Mín.	Posición de la Válvula QTCV-T4 (grados abierta)								
		9°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°
4'' (100)	1.5	1.8	12.9	26.7	42.8	59	90	142	238	300
6''(150)	3.4	4	29	60	96	132	202	318	544	673
8''(200)	5.8	6.9	49.8	103	165	226	347	547	935	1157

Fuente: Catálogo Válvula QTCV-T4 marca BECKER

De la tabla anterior podemos observar que para los valores de K_v podríamos seleccionar una válvula de 6'' de diámetro en condiciones normales.

3.7.4.3.2 Válvulas de Alivio

Para dimensionar el cálculo de las válvulas de alivio utilizaremos la norma “API 520 Dimensión, Selección e Instalación de Dispositivos de Alivio de Presión”, la cual establece la siguiente fórmula:

$$A = \frac{14.41 * V * \sqrt{T * Z * G_v}}{C * K_d * P_1 * K_b * K_c}$$

Donde:

V: Flujo volumétrico de gas requerido, m³/min

G_v: Gravedad específica del gas

T: Temperatura del gas, °K

Z: Factor de Compresibilidad del gas

C: Constante del flujo del gas, se sugiere un valor conservador de 0.0239

K_d: Coeficiente de descarga (0.953, para aire, vapor de agua y vapores)

P₁: Presión absoluta de alivio (presión de ajuste + sobrepresión (10%) + presión atmosférica), kPa

K_b: Cuando la contrapresión está por debajo del 55% el valor es 1

K_c: Factor de corrección para instalaciones con el disco de ruptura no está instalado aguas arriba de la válvula de alivio de presión el valor es 0.9

A: Área requerida del orificio

Calculando tenemos:

Tabla N° 3.32 Determinación del área del orificio de la válvula de alivio (A)

P _{ajuste} bar	P ₁ bar	T °C	Q _{máx} m ³ /h	V = 10% Q m ³ /min	Z	C	K _d	K _b	K _c	A cm ²
90	100	20	180,000	300	0.8	0.023	0.95	1	0.9	2.56

Del resultado obtenido, tenemos que el área requerida del orificio es de 2.564 cm^2 . A continuación, utilizaremos la norma API 526 “Válvulas de Alivio de Presión de Acero Bridadas”, la cual nos indica el área de orificio efectiva y el tipo de letra para la selección de la válvula de alivio:

Tabla N° 3.33 Áreas de orificio efectiva estándar y designación de letras

Descripción	Área de Orificio Efectiva
F	1.980
G	3.245
H	5.064
J	8.303
K	11.858
L	18.406
M	23.220

Fuente: Tabla N° 1 de la norma API 526

De la tabla anterior selecciona el tipo de orificio “G” con un área efectiva de 3.245 cm^2 , lo cual nos da un sobredimensionamiento 26.54% de la válvula de alivio. Finalmente, procederemos a seleccionar la válvula de alivio de los datos del fabricante.

Tabla N° 3.34 Selección de la válvula de alivio

Orificio		Tamaño Válv. Inlet x outlet	ANSI		P _{máx} (psig)	
Letra	Área (in ²)		Inlet	Outlet	-20°F	50°F
G	0.503	1 ½ x 3	900	300	2220	

Fuente: Especificaciones Técnicas de la Válvula de Alivio SERIES 3800 Marca FARRIS

Por lo tanto, la válvula de alivio seleccionada será del tipo de orificio “G”, ANSI 900 x 300, de diámetro de ingreso de 1 ½” y de salida de 3”.

3.7.4.4 Medidor

Para la selección del medidor, en primer lugar calcularemos el volumen a ser medido a condiciones de operación, para el cálculo mencionado utilizaremos la norma “AGA N°9 Medición de Gas Natural por Medidores Ultrasónicos”, la cual en su numeral 7.3.1 establece la fórmula siguiente:

$$V_b = \frac{P}{P_b} * \frac{T_b}{T} * \frac{Z_b}{Z} * V$$

Donde:

V_b : Flujo volumétrico de gas a condiciones estándar, m^3/h

P_b : Presión a condiciones estándar, bar

T_b : Temperatura a condiciones estándar, °K

Z_b : Factor de Compresibilidad del gas a condiciones estándar

V : Flujo volumétrico a condiciones de operación, m^3/h

P : Presión del gas a condiciones de operación, bar

T : Temperatura del gas a condiciones de operación, °K

Z : Factor de Compresibilidad del gas a condiciones de operación

Calculando tenemos los resultados siguientes:

Tabla N° 3.35 Determinación del flujo volumétrico (V) máximo y mínimo a condiciones de operación ($P=39$ bar y $T=20^\circ C$)

V_b (m^3/h)		P_{op} (bar)	T_b ($^\circ C$)	P_b (bar)	T_b ($^\circ C$)	Z_b	Z	V (m^3/h)	
Máx.	Mín.							Máx.	Mín.
60,000	20,000	39	20	1.03	15.5	0.9975	0.9251	1705.3	568.4

Tabla N° 3.36 Determinación del flujo volumétrico (V) máximo y mínimo a condiciones de operación (P=90 bar y T=20°C)

V _b (m ³ /h)		P _{op} (bar)	T _b (°C)	P _b (bar)	T _b (°C)	Z _b	Z	V (m ³ /h)	
Máx.	Mín.							Máx.	Mín.
60,000	20,000	90	20	1.03	15.5	0.9975	0.8253	828.7	276.2

Tabla N° 3.37 Determinación del flujo volumétrico (V) máximo y mínimo a condiciones de operación (P=153 bar y T=20°C)

V _b (m ³ /h)		P _{op} (bar)	T _b (°C)	P _b (bar)	T _b (°C)	Z _b	Z	V (m ³ /h)	
Máx.	Mín.							Máx.	Mín.
60,000	20,000	153	20	1.03	15.5	0.9975	0.7351	547.4	182.5

De los resultados obtenidos, podemos definir el rango de valores mínimos y máximos que debe manejar el medidor a seleccionar:

Tabla N° 3.38 Determinación el diámetro mínimo (D_{mín}) del medidor ultrasónico

V (m ³ /h)		Factor de Seguridad (FS)	V _{FS} (m ³ /h)		V _{máx} (m/s)	D _{mín} (pulg.)
Máx.	Mín.		Máx.	Mín.		
1705.3	182.5	20%	2046.4	152.1	25	6.69

Por lo tanto, se requiere cuatro (3 en operación + 1 stand-by) medidores de gas natural será de tipo ultrasónico ANSI 900 de 8" diámetro nominal y con una rangueabilidad Rango 5% Q_{máx} á 100% Q_{máx}.

3.7.4.5 Odorizador

De las consideraciones de diseño expuestas en el numeral 3.5.2.5, calcularemos la capacidad del recipiente del odorizador que deberá ser instalado en la estación de regulación.

Tabla N° 3.39 Determinación de la capacidad del recipiente del odorizador
(V)

$Q_{\text{gas natural}}$ m^3/h	C_{odorante} mg/m^3	$\dot{m}_{\text{odorante}}$ $(\text{kg}/\text{día})$	ρ_{odorante} kg/m^3	Q_{odorante} $(\text{m}^3/\text{día})$	V Litros (galones)
180,000	9	38.8	991	0.04	7300 (1927)

De los resultados obtenidos, se selecciona un odorizador con una capacidad de 2000 galones (Ver tabla N° 3.40).

Tabla N° 3.40 Especificaciones técnicas del sistema de odorización

Tanque (galones)	BL In	BW In	L In	W In	Peso Pounds
20	47	47	49	49	450
60	52	52	54	54	550
120	96	26	98	28	750
250	122	47	124	49	1150
500	147	47	149	49	1600
1000	220	47	222	49	2750
2000	318	48.5	322	52.5	6600

Fuente: Catálogo de Odorizador de Gas Natural NJEX 8300 - Marca YZ SYSTEMS MILTON ROY

3.8. Simulación del proceso

3.8.1. Consideraciones y suposiciones

- ✓ Para la composición química se tomó en cuenta el reporte de cromatografía del gas correspondiente al mes de marzo de 2012 emitido por Compañía Operadora de Gas del Amazonas (COGA).
- ✓ Las longitudes de tramos de tuberías en la estación han sido estimados en base a las distancias mínimas requeridas para la instalación de equipos y accesorios, estas podrán variar a requerimiento del concesionario.
- ✓ La longitud del gasoducto ha sido estimada de acuerdo a la distancia que existe entre el punto de salida de la estación y la válvula del servicio de la termoeléctrica.
- ✓ Para los filtros de entrada ciclónicos y separadores se le asignó una pérdida de carga de 0.25 bar y 0.14 bar respectivamente.
- ✓ Se estiman pérdidas de carga en los calentadores de 2 bar.
- ✓ Para el sistema de regulación, cada ramal consta de una válvula monitora y una reductora con una pérdida de carga total de 1.29 bar en condición de full open.
- ✓ La temperatura ambiental se considera a 25°C.
- ✓ La velocidad máxima de gas natural en la estación de regulación es 25 m/s.
- ✓ La velocidad máxima del gas natural en el gasoducto es 20 m/s.

3.8.2. Presentación de Escenarios Simulados

Escenario 1: Se considera una presión máxima de ingreso a la estación (153 bar), con un flujo de 180,000 m³/h, con una temperatura de operación de ingreso de 20°C. La estación de regulación operará de la siguiente forma:

- 1) Cuatro (04) ramales de filtros de entrada ciclónicos (2 operando + 1 stand-by + 1 by-pass)
- 2) Cuatro (04) ramales de filtros separadores horizontales (3 operando + 1 stand-by)
- 3) Cuatro (04) ramales de calentadores (2 operando + 1 stand-by + 1 by-pass)
- 4) Cuatro (04) ramales de reguladores (2 operando + 1 stand-by + 1 by-pass)
- 5) Cuatro (04) ramales de medidores (3 operando + 1 stand-by)

Escenario 2: Se considera una presión normal de ingreso a la estación (120 bar), con un flujo de 180,000 m³/h, con una temperatura de operación de ingreso de 20°C. La estación de regulación operará de la siguiente forma:

- 1) Cuatro (04) ramales de filtros de entrada ciclónicos (2 operando + 1 stand-by + 1 by-pass)
- 2) Cuatro (04) ramales de filtros separadores horizontales (3 operando + 1 stand-by)
- 3) Cuatro (04) ramales de calentadores (2 operando + 1 stand-by + 1 by-pass)
- 4) Cuatro (04) ramales de reguladores (2 operando + 1 stand-by + 1 by-pass)
- 5) Cuatro (04) ramales de medidores (3 operando + 1 stand-by)

Escenario 3: Se considera una presión mínima de ingreso a la estación (39 bar), con un flujo de 180,000 m³/h, con una temperatura de operación de ingreso de 20°C. La estación de regulación operará de la siguiente forma:

- 1) Cuatro (04) ramales de filtros de entrada ciclónicos (2 operando + 1 stand-by + 1 by-pass)
- 2) Cuatro (04) ramales de filtros separadores horizontales (3 operando + 1 stand-by)
- 3) Cuatro (04) ramales de calentadores (1 by-pass)

- 4) Cuatro (04) ramales de reguladores (1 by-pass)
- 5) Cuatro (04) ramales de medidores (3 operando + 1 stand-by)

3.8.3. Resultados de la Simulación

Escenario 1: Ver Apéndice N° 7.

Escenario 2: Ver Apéndice N° 8.

Escenario 3: Ver Apéndice N° 9.

IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

- 1) Se concluye que el área de trazado para el gasoducto es de Clase 3 con un valor del factor de diseño 0.6.
- 2) La máxima caída de presión del gasoducto es 3.45 bar y ocurre cuando la presión de ingreso al gasoducto es 39 bar y una temperatura 50°C. Cabe mencionar que bajo estas condiciones la velocidad de gas en el gasoducto es 22.24 m/s mayor que los 20 m/s recomendado.
- 3) Se concluye que se utilizarán tres (03) filtros ciclónicos con un diámetro de 30 pulgadas y una altura de 120 pulgadas, dos (02) operando de manera continua y uno (01) en stand-by.
- 4) Del resultado del diseño, se deberá instalar cuatro (04) filtros separadores con un diámetro de 24 pulgadas y una longitud de 96 pulgadas, tres (03) operando de manera continua y uno (01) en stand-by. Adicionalmente se deberá considerar un by-pass del sistema de filtros ciclónicos para el caso de falla y/o actividades de mantenimiento de alguno de los filtros.
- 5) Se deberá instalar tres (03) calentadores con una potencia de 6, 000, 000 BTU/h con dimensiones de 84 pulgadas de diámetro y 30 pies de longitud, dos (02) operando y uno (01) en stand-by. Además debe considerarse un by-pass del sistema de calentadores en el caso la presión de ingreso sea ligeramente mayor a la presión regulada, en esta situación no se requiere el uso de los calentadores mencionados.
- 6) Se deberá utilizar dos (02) válvulas de 6" de diámetro en cada ramal, con dos (02) ramales operativos y uno (01) en stand-by. Por otro lado, se deberá también instalarse un by-pass del sistema de regulación en situaciones que la presión de ingreso sea menor a la presión regulada, cabe mencionar que este ramal debe ser capaz de transportar todo el flujo de la estación de regulación.

- 7) Se deberá instalar dos (02) válvulas de alivio del tipo de orificio “G”, ANSI 900, de diámetro de ingreso de 1 ½” y de salida de 3”, una (01) en operación y una (01) en stand-by, ambas válvulas deberán instalarse a la salida del sistema de regulación.
- 8) Se requiere cuatro (3 en operación + 1 stand-by) medidores de gas natural será de tipo ultrasónico ANSI 900 de 8” diámetro nominal y con una rangueabilidad Rango 5% Q_{máx} á 100% Q_{máx}.
- 9) Para la concentración requerida de odorante (95% THT+5%TBM) de 9 mg/m³ y una autonomía de almacenamiento de seis (06) meses se deberá utilizar un odorizador de capacidad 2000 galones.
- 10) Las velocidades del gas en la estación de regulación y el gasoducto para los escenarios 1 y 2 no supera los límites de velocidad establecidos de 25 m/s y 20 m/s respectivamente.
- 11) Las velocidades del gas en las tuberías para el escenario 3 en la estación de regulación se encuentran por debajo del límite de los 25 m/s excepto en los sistemas de los separadores horizontales y el sistema de medición. Adicionalmente, al ingreso del gasoducto que suministrará el gas hacia la termoeléctrica se obtiene una presión de 26.42 bar y una velocidad de 30.23 m/s superior al límite de 20 m/s; las situaciones antes expuestas propiciarían la ocurrencia de vibración y erosión de la tubería en las zonas mencionadas y por lo tanto se reduciría el tiempo de vida de la tubería.
- 12) El mayor flujo de calor requerido por los calentadores es 1,342, 789 kcal/h (5, 326, 415 BTU/h) y ocurre en el escenario 1 cuando se reduce la presión de entrada de 153 bar a 90 bar.
- 13) Asimismo, la mayor variación de temperatura (-17.5 °C) en las válvulas de control ocurre en el escenario 1.

4.2. Recomendaciones

- 1) Se recomienda utilizar un factor de diseño igual a 0.3, para evitar inconvenientes en la instalación del gasoducto durante la etapa

constructiva por incumplimiento de distancias mínimas hacia edificaciones ubicadas actualmente y a futuro en la zona de influencia.

- 2) Se recomienda utilizar tubería API 5L PSL 2 debido a que este tipo de tubería nos ofrece la mayor tensión mínima de fluencia con lo cual reducimos el espesor de la tubería y en consecuencia el peso y costo de la misma.
- 3) Se recomienda utilizar para el gasoducto tubería de diámetro 12 pulgadas API 5L PSL2 X56 Cédula 100.
- 4) Se recomienda utilizar para la estación tuberías con las especificaciones señaladas en el apéndice N° 6.

V. BIBLIOGRAFÍA

- 1) Ministerio de Energía y Minas: 2002, Contrato BOOT Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao, Perú
- 2) Ministerio de Energía y Minas: 2011, Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos, Perú
- 3) OSINERGMIN: 2012, Reporte Semestral del Monitoreo del Mercado de Gas Natural, Perú.
- 4) British Petroleum: 2012, BP Statistical Review of World Energy June 2012, Reino Unido. Link: www.bp.com.
- 5) British Petroleum: 2012; BP Energy Outlook 2030 January 2013, Reino Unido. Link: www.bp.com.
- 6) U.S. Energy Information Administration: World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States; USA.
- 7) OSINERGMIN: 2012, Boletín Informativo de Gas Natural Diciembre 2012, Perú.
- 8) Mohitpour M., Golshan H., Murray A.; Pipeline Design & Construction: A Practical Approach Second Edition; páginas 1, 23, 57, 301, 499.
- 9) The American Society of Mechanical Engineers: 2010, ASME B 31.8 S Managing System Integrity of Gas Pipeline, USA.
- 10) The American Society of Mechanical Engineers: 2010 ASME B 31.8 Gas Transmission and Distribution Piping System, USA.
- 11) American Petroleum Institute: 2002, API 526 Flanged Steel Pressure Relief Valves, USA.
- 12) American Petroleum Institute: 2013, API 520 Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries, USA
- 13) Sashi E.; Gas Pipeline Hydraulic; páginas 4, 24, 37, 61, 201.
- 14) INDECOPI: 2003; Norma Técnica Peruana NTP 111.004 “Gas Natural Seco. Odorización, Perú.
- 15) American Gas Association: 2007 AGA Report N° 9 Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters Second Edition, USA.

- 16) Ikkoku C., Natural Gas Production Engineering, página 113.
- 17) Gas Processors Suppliers Association, Engineering Data Book, Página 7-15; 17-1.
- 18) Smith P., Zappe R., Valve Selection Handbook Fifth Edition, Página 273.
- 19) Ludwig E., Applied Process Design for Chemical and Petrochemical Plants Vol. 3, página 74.

VI. APÉNDICE

Apéndice N° 1: Determinación de la caída de presión (ΔP) y velocidad del gas natural en la tubería a distintas condiciones de operación

Apéndice N° 2: Diagrama de procesos.

Apéndice N° 3: Escenario 1, determinación de la caída de presión (ΔP) y velocidad del gas natural de las tuberías (P=153 bar y T=20°C).

Apéndice N° 4: Escenario 2, determinación de la caída de presión (ΔP) y velocidad del gas natural de las tuberías (P=90 bar y T=20°C).

Apéndice N° 5: Escenario 3, determinación la caída de presión (ΔP) y velocidad del gas natural de las tuberías (P=39 bar y T=20°C).

Apéndice N° 6: Determinación del esfuerzo circunferencial y selección de las tuberías en la estación de regulación.

Apéndice N° 7: Resultados de la Simulación del Escenario 1.

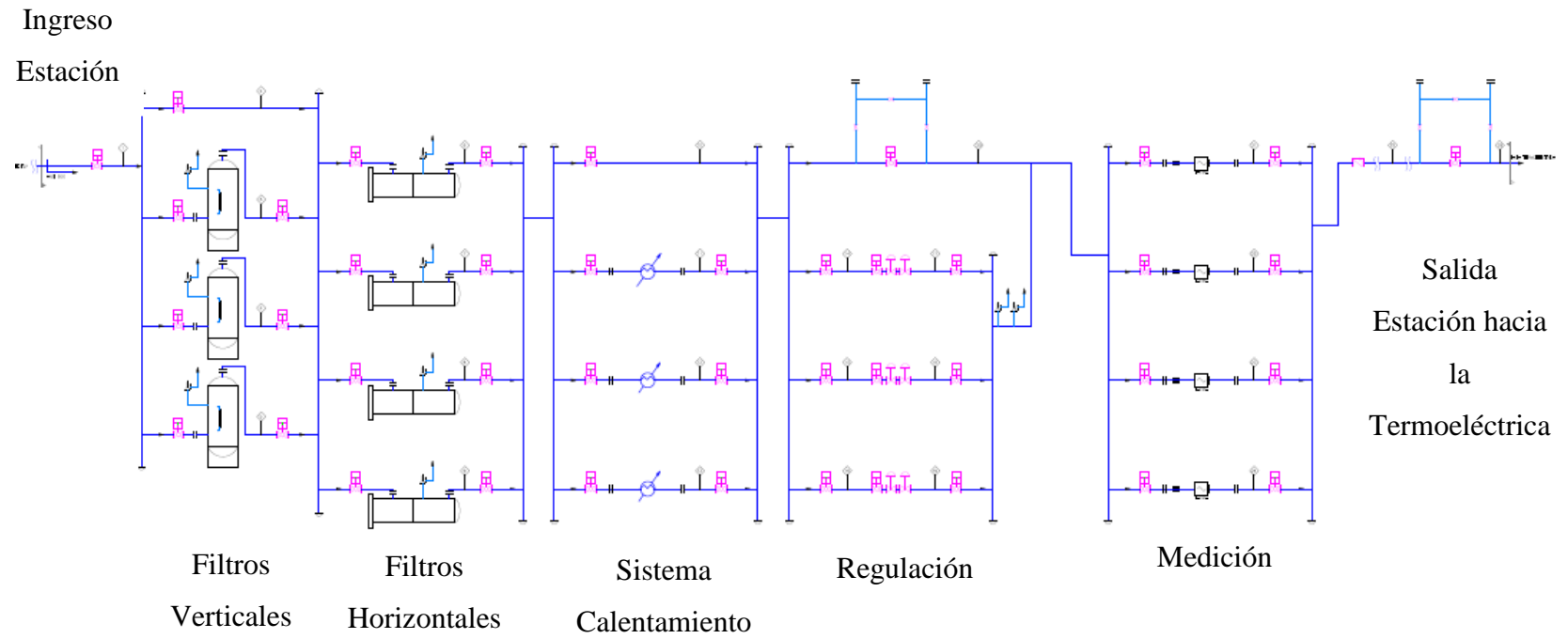
Apéndice N° 8: Resultados de la Simulación del Escenario 2.

Apéndice N° 9: Resultados de la Simulación del Escenario 3.

Apéndice N° 1: Determinación de la caída de presión (ΔP) y velocidad del gas natural en la tubería a distintas condiciones de operación

Q_b (m ³ /h)	$P_{m\acute{a}x}$ (bar)	D (pulg)	T (°K)	Z	L (km)	ΔP (bar)	P_2 (bar)	v (m/s)
180,000	39	12.75	323.2	0.9483	1.8	3.45	35.55	22.24
			293.2	0.9251		3.03	35.97	19.68
			283.2	0.9148		2.89	36.11	18.80
180,000	90	12.75	323.2	0.8730	1.8	1.32	88.68	8.87
			293.2	0.8253		1.13	88.87	7.61
			283.2	0.8052		1.07	88.93	7.17
180,000	153	12.75	323.2	0.8012	1.8	0.71	152.3	4.79
			293.2	0.7351		0.59	152.4	3.99
			283.2	0.7084		0.55	152.5	3.71

Apéndice N° 2: Diagrama de procesos



Apéndice N°3: Escenario 1, determinación de la caída de presión (ΔP) y velocidad del gas natural de las tuberías (P=153 bar y T=20°C)

Tramo		Caudal (m ³ /h)	P ₁ (bar)	P ₂ (bar)	DN (pulg.)	L _{eq} (m)	ΔP (bar)	V (m/s)
Desde	Hasta							
Junta Monolítica	Válvula de Cierre de Emergencia	180000	153.00	153.00	12.75	4.60	0.001	3.78
Válvula de Cierre de Emergencia	Colector de Filtros Ciclónicos	180000	153.00	152.99	12.75	21.25	0.006	3.78
Colector de Filtros Ciclónicos	Ingreso Filtros Ciclónicos	180000	152.99	152.99	12.75	7.20	0.002	3.78
Ingreso Filtros Ciclónicos	Salida Filtros Ciclónicos	90000	152.99	152.98	8.625	10.89	0.006	4.20
Colector de Filtros Ciclónicos	By Pass - Filtros Ciclónicos	90000	152.98	152.98	8.625	10.90	0.006	4.20
Colector de Filtros Separadores	Ingreso Filtros Separadores	180000	152.98	152.97	12.75	17.30	0.005	3.78
Ingreso Filtros Separadores	Salida Separadores	60000	152.97	152.96	6.625	12.80	0.012	4.91
Colector Sistema Calentamiento	Ingreso Calentadores	180000	152.96	152.95	12.75	33.01	0.009	3.78
Ingreso Calentadores	Salida Calentadores	90000	152.95	152.95	8.625	10.57	0.006	4.20
Colector Sistema Regulación	Ingreso Reguladores	180000	152.95	152.94	12.75	10.24	0.003	3.78
Ingreso Reguladores	Salida Reguladores	90000	152.94	152.94	8.625	12.84	0.007	4.20
Colector Sistema Regulación	By Pass – Reguladores	180000	152.94	152.93	12.75	12.84	0.004	3.78
Colector Sistema de Medición	Ingreso Sistema Medición	180000	152.93	152.93	12.75	17.43	0.005	3.78
Ingreso Medidores	Salida Medidores	60000	152.93	152.92	6.625	12.84	0.012	4.91
Colector Salida	Salida Estación	180000	152.92	152.91	12.75	12.27	0.004	3.78

Apéndice N°4: Escenario 2, determinación de la caída de presión (ΔP) y velocidad del gas natural de las tuberías (P=90 bar y T=20°C)

Tramo		Caudal (m ³ /h)	P ₁ (bar)	P ₂ (bar)	DN (pulg.)	L _{eq} (m)	ΔP (bar)	V (m/s)
Desde	Hasta							
Junta Monolítica	Válvula de Cierre de Emergencia	180000	90.00	90.00	12.75	4.60	0.003	7.21
Válvula de Cierre de Emergencia	Colector de Filtros Ciclónicos	180000	90.00	89.99	12.75	21.25	0.012	7.21
Colector de Filtros Ciclónicos	Ingreso Filtros Ciclónicos	180000	89.99	89.98	12.75	7.20	0.004	7.21
Ingreso Filtros Ciclónicos	Salida Filtros Ciclónicos	90000	89.98	89.97	8.625	10.89	0.011	8.02
Colector de Filtros Ciclónicos	By Pass - Filtros Ciclónicos	90000	89.97	89.96	8.625	10.90	0.011	8.02
Colector de Filtros Separadores	Ingreso Filtros Separadores	180000	89.96	89.95	12.75	17.30	0.009	7.21
Ingreso Filtros Separadores	Salida Separadores	60000	89.95	89.93	6.625	12.80	0.024	9.37
Colector Sistema Calentamiento	Ingreso Calentadores	180000	89.93	89.91	12.75	33.01	0.018	7.21
Ingreso Calentadores	Salida Calentadores	90000	89.91	89.90	8.625	10.57	0.011	8.03
Colector Sistema Regulación	Ingreso Reguladores	180000	89.90	89.89	12.75	10.24	0.006	7.21
Ingreso Reguladores	Salida Reguladores	90000	89.89	89.88	8.625	12.84	0.013	8.03
Colector Sistema Regulación	By Pass - Reguladores	180000	89.88	89.87	12.75	12.84	0.007	7.21
Colector Sistema de Medición	Ingreso Sistema Medición	180000	89.87	89.86	12.75	17.43	0.010	7.22
Ingreso Medidores	Salida Medidores	60000	89.86	89.84	6.625	12.84	0.024	9.38
Colector Salida	Salida Estación	180000	89.84	89.83	12.75	12.27	0.007	7.22

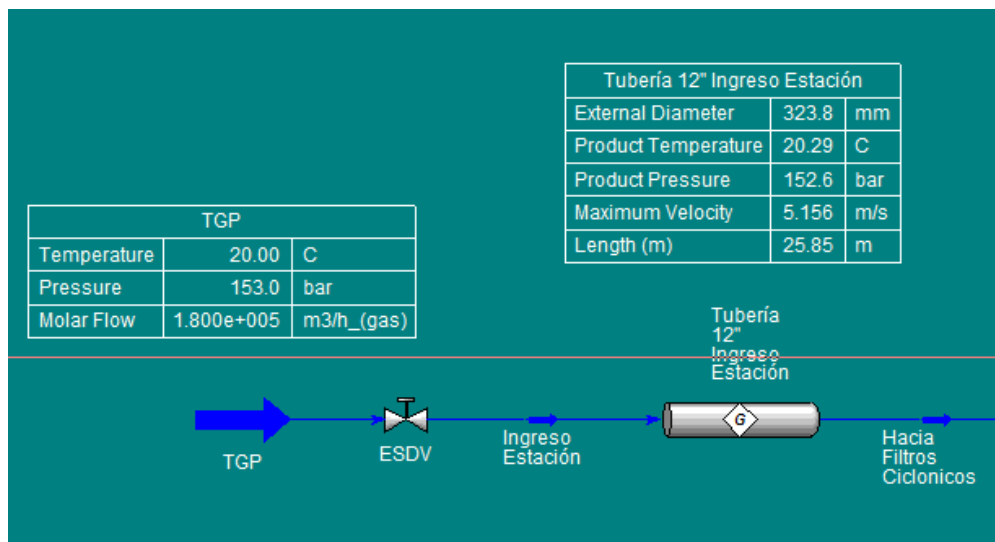
Apéndice N°5: Escenario 3, determinación la caída de presión (ΔP) y velocidad del gas natural de las tuberías (P=39 bar y T=20°C)

Tramo		Caudal (m ³ /h)	P ₁ (bar)	P ₂ (bar)	DN (pulg.)	L _{eq} (m)	ΔP (bar)	V (m/s)
Desde	Hasta							
Junta Monolítica	Válvula de Cierre de Emergencia	180000	39.00	38.99	12.75	4.60	0.007	18.64
Válvula de Cierre de Emergencia	Colector de Filtros Ciclónicos	180000	38.99	38.96	12.75	21.25	0.030	18.64
Colector de Filtros Ciclónicos	Ingreso Filtros Ciclónicos	180000	38.96	38.95	12.75	7.20	0.010	18.66
Ingreso Filtros Ciclónicos	Salida Filtros Ciclónicos	90000	38.95	38.92	8.625	10.89	0.029	20.77
Colector de Filtros Ciclónicos	By Pass - Filtros Ciclónicos	90000	38.92	38.90	8.625	10.90	0.029	20.78
Colector de Filtros Separadores	Ingreso Filtros Separadores	180000	38.90	38.87	12.75	17.30	0.025	18.69
Ingreso Filtros Separadores	Salida Separadores	60000	38.87	38.81	6.625	12.80	0.062	24.30
Colector Sistema Calentamiento	Ingreso Calentadores	180000	38.81	38.76	12.75	33.01	0.047	18.73
Ingreso Calentadores	Salida Calentadores	90000	38.76	38.73	8.625	10.57	0.028	20.87
Colector Sistema Regulación	Ingreso Reguladores	180000	38.73	38.72	12.75	10.24	0.015	18.77
Ingreso Reguladores	Salida Reguladores	90000	38.72	38.69	8.625	12.84	0.034	20.89
Colector Sistema Regulación	By Pass – Reguladores	180000	38.69	38.67	12.75	12.84	0.018	18.79
Colector Sistema de Medición	Ingreso Sistema Medición	180000	38.67	38.64	12.75	17.43	0.025	18.80
Ingreso Medidores	Salida Medidores	60000	38.64	38.58	6.625	12.84	0.062	24.45
Colector Salida	Salida Estación	180000	38.58	38.56	12.75	12.27	0.018	18.84

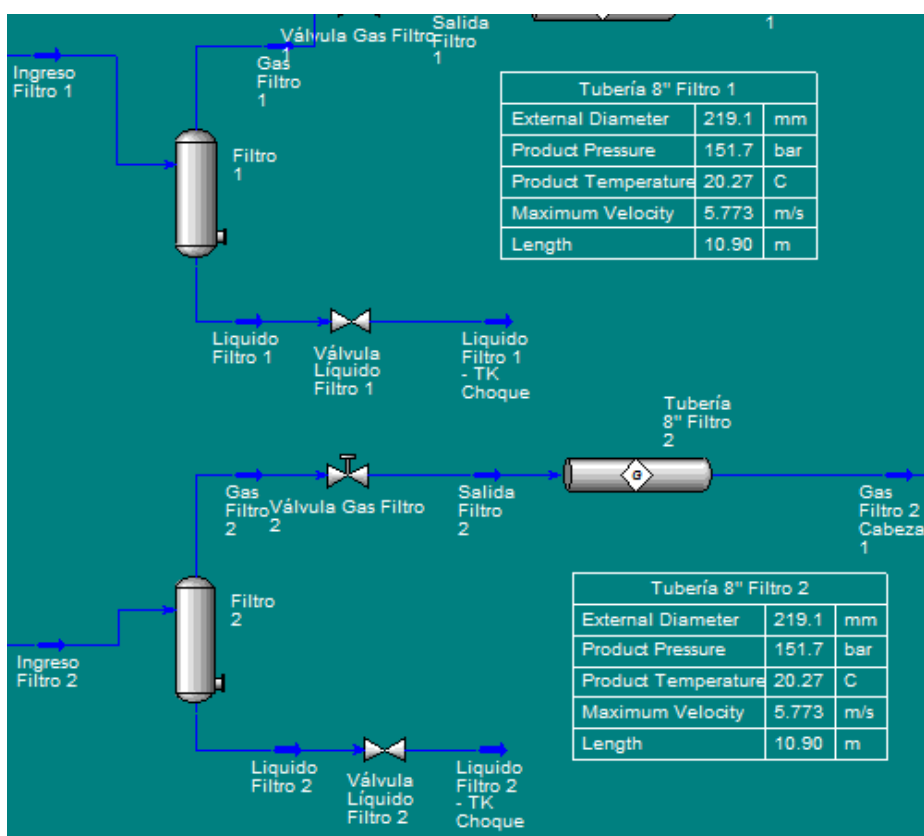
Apéndice N° 6: Determinación del esfuerzo circunferencial y selección de las tuberías en la estación de regulación

Zona	DN (pulg.)	Material de la tubería	t (pulg.)	P _{diseño} (psi)	SMYS (psi)	S _H (psi)	Criterio Integridad < 40% SMYS
Válvula de Cierre de Emergencia	12.75	12" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.687	153	56000	20,554	36.70%
Sistema de Filtros Ciclónicos	8.625	8" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.500	153	56000	19,137	34.17%
By-Pass Sistema de Filtros Ciclónicos	8.625	8" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.500	153	56000	19,137	34.17%
Sistema de Filtros Separadores	6.625	6" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.432	153	56000	17,018	30.39%
Sistema de Calentamiento	8.625	8" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.500	153	56000	19,137	34.17%
By-Pass Sistema de Calentamiento	12.75	12" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.687	153	56000	20,554	36.70%
Sistema de Regulación aguas arriba	8.625	8" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.500	153	56000	19,137	34.17%
Sistema de Regulación aguas abajo	8.625	8" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.500	90	56000	11,257	20.10%
By-Pass Sistema de Regulación	12.75	12" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.687	153	56000	20,554	36.70%
Sistema de medición	6.625	6" API 5L PSL2 X56 Cédula 80	0.432	153	56000	17,018	30.39%

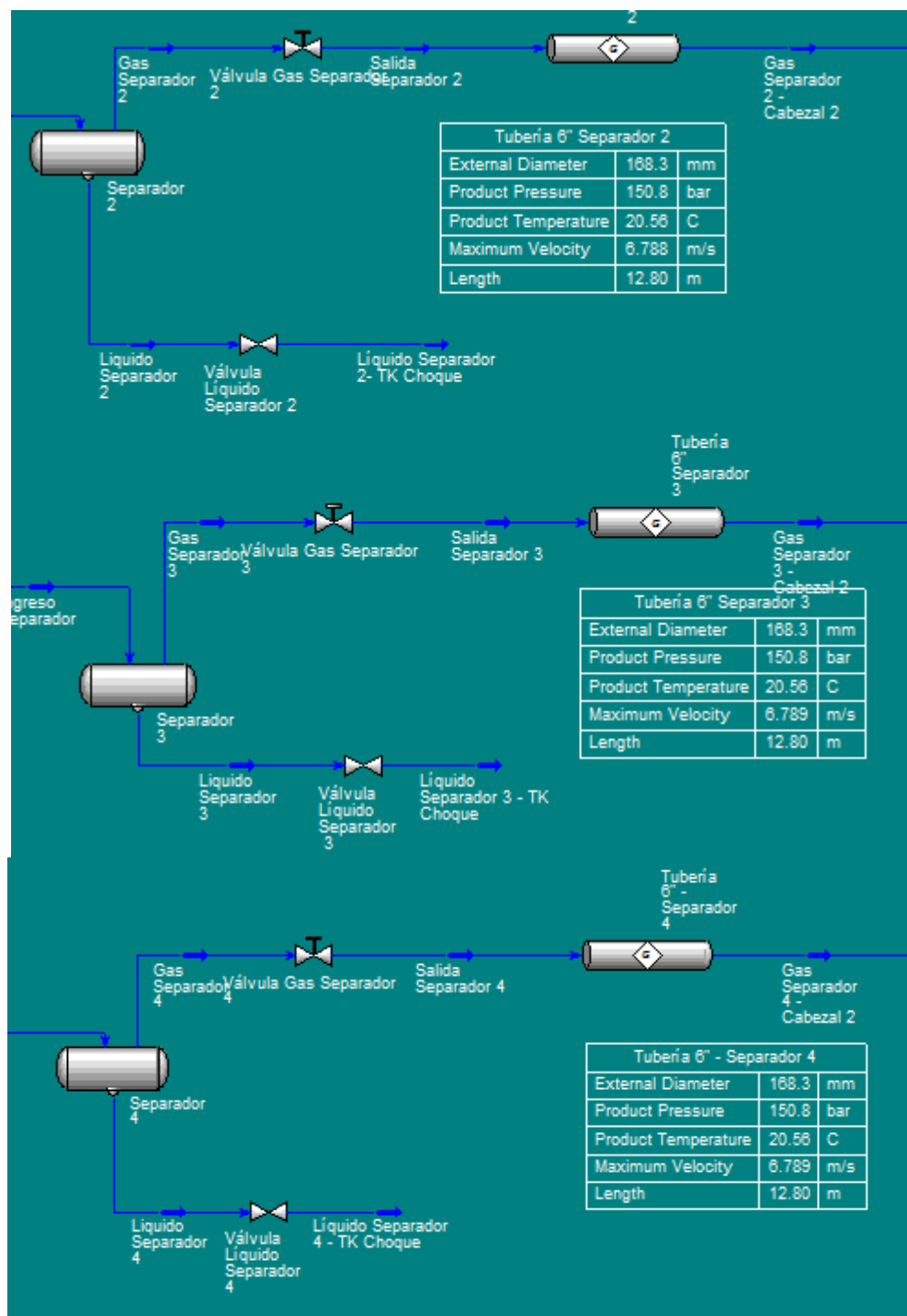
Apéndice N° 7: Resultados de la Simulación del Escenario 1



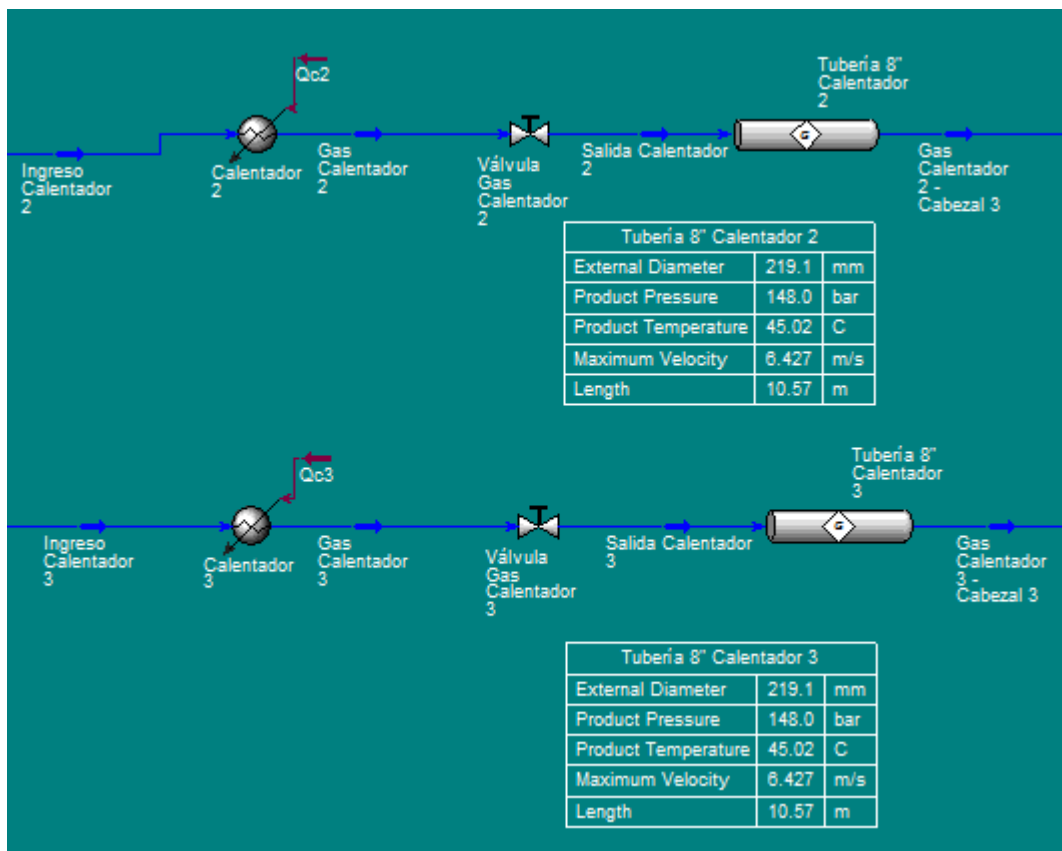
Gráfica N° 6.1 Ingreso Estación – Escenario 1



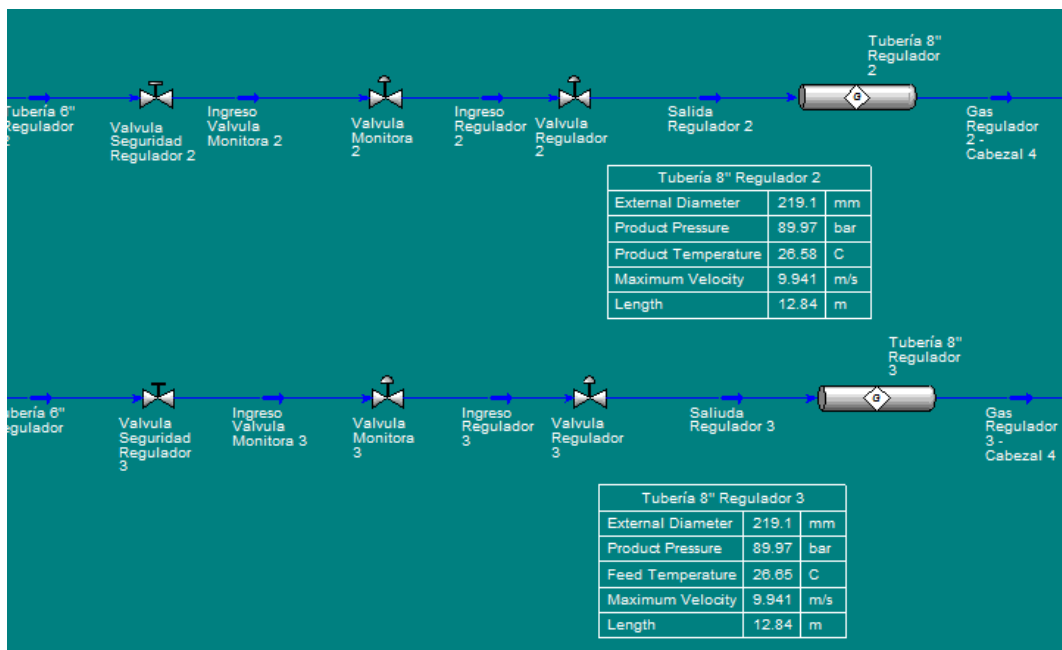
Gráfica N° 6.2 Filtros Entrada Ciclonicos – Escenario 1



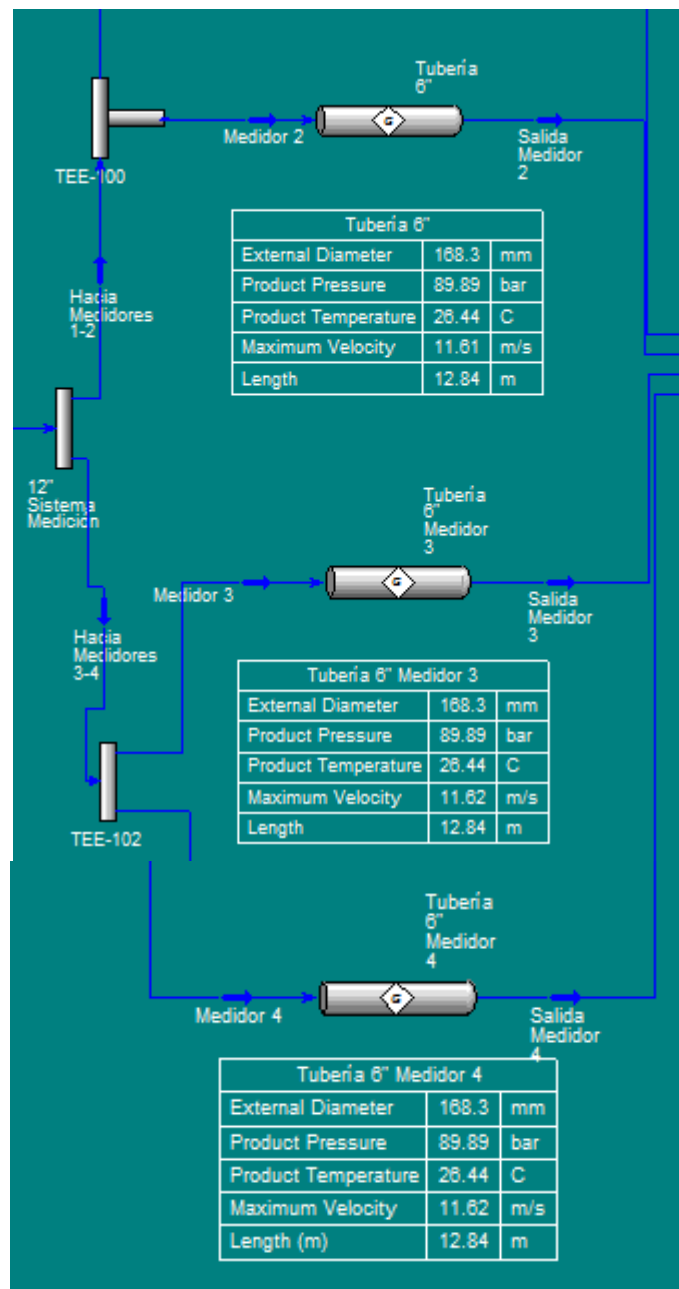
Gráfica N° 6.3 Filtros Separadores – Escenario 1



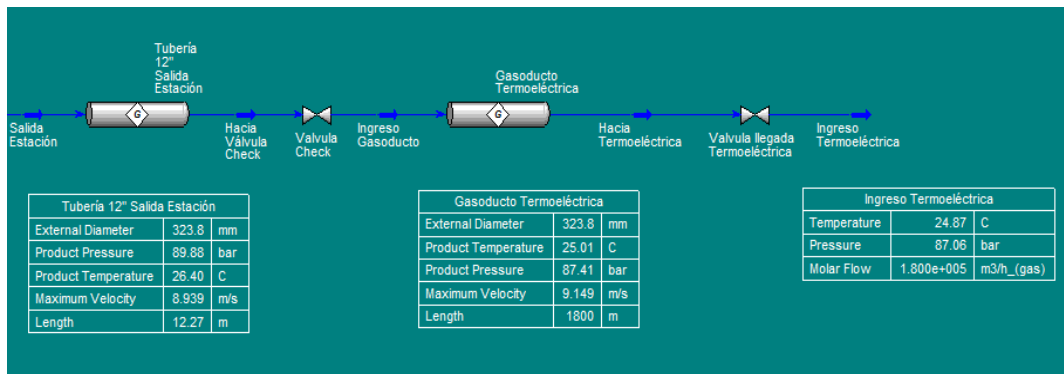
Gráfica N° 6.4 Sistema de Calentamiento – Escenario 1



Gráfica N° 6.5 Sistema de Regulación – Escenario 1

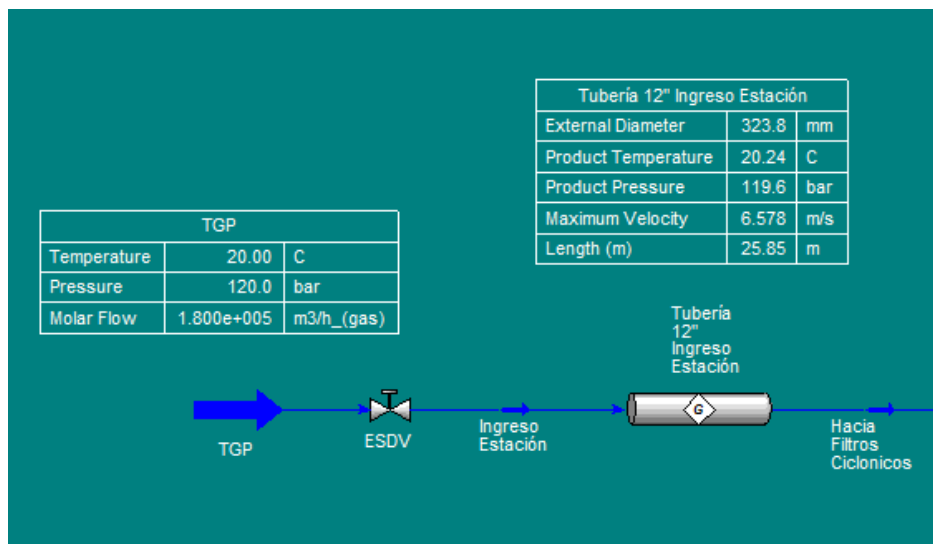


Gráfica N° 6.6 Sistema de Medición – Escenario 1

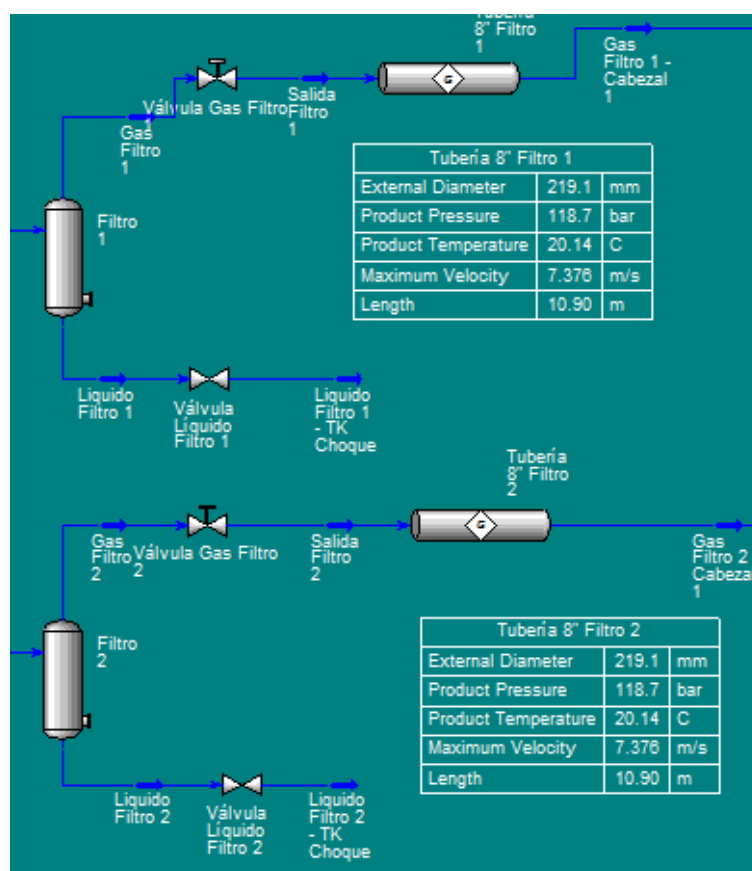


Gráfica N° 6.7 Gasoducto Termoeléctrica – Escenario 1

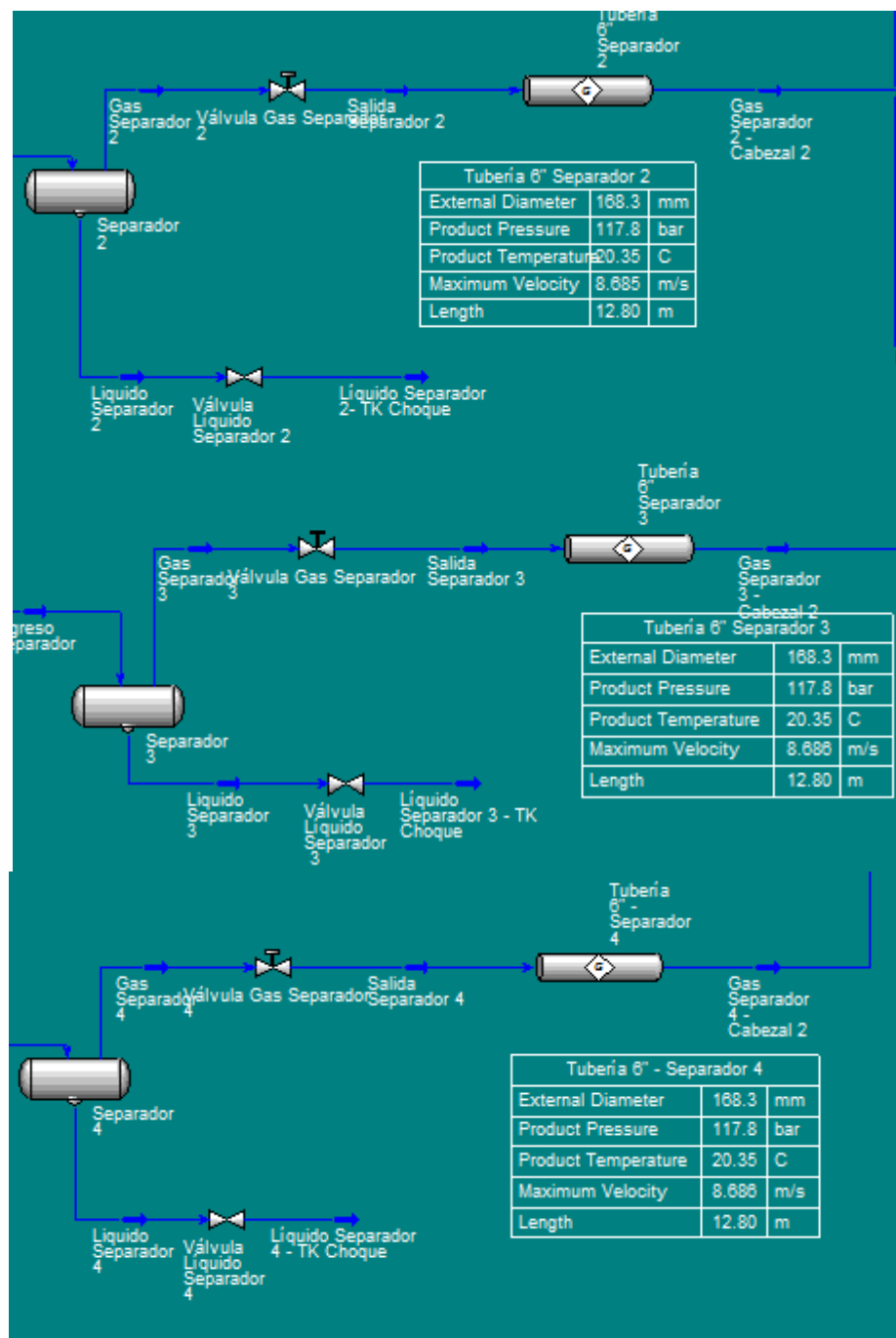
Apéndice N° 8: Resultados de la Simulación del Escenario 2



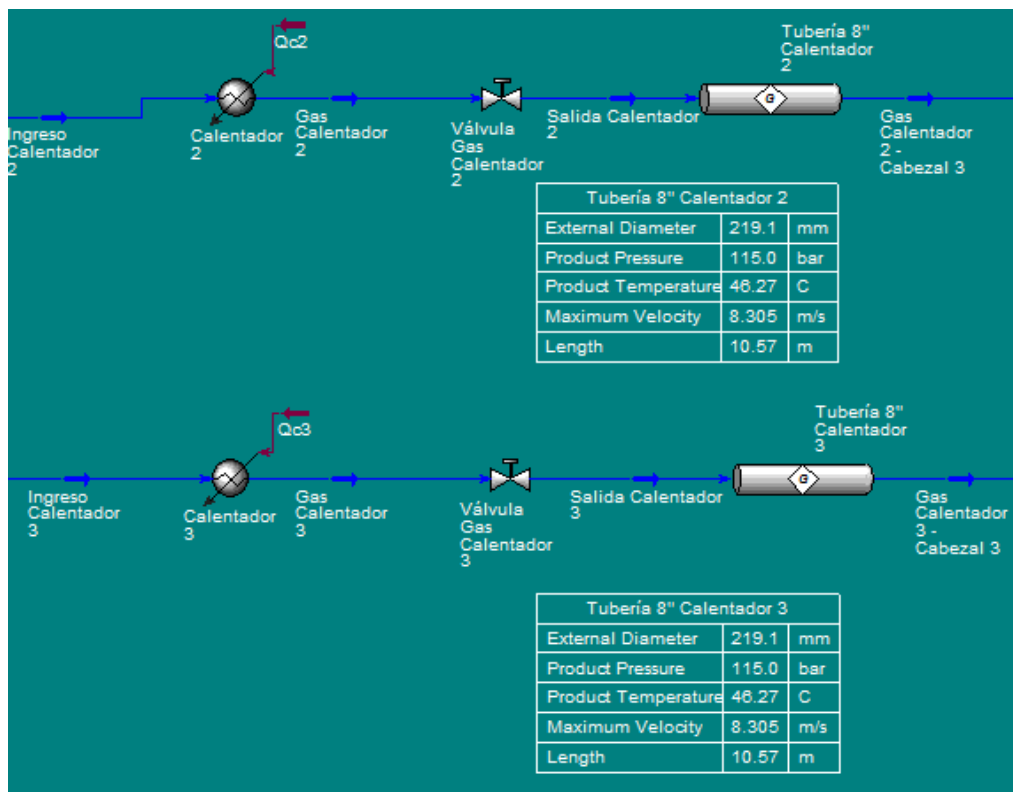
Gráfica N° 6.8 Ingreso Estación – Escenario 2



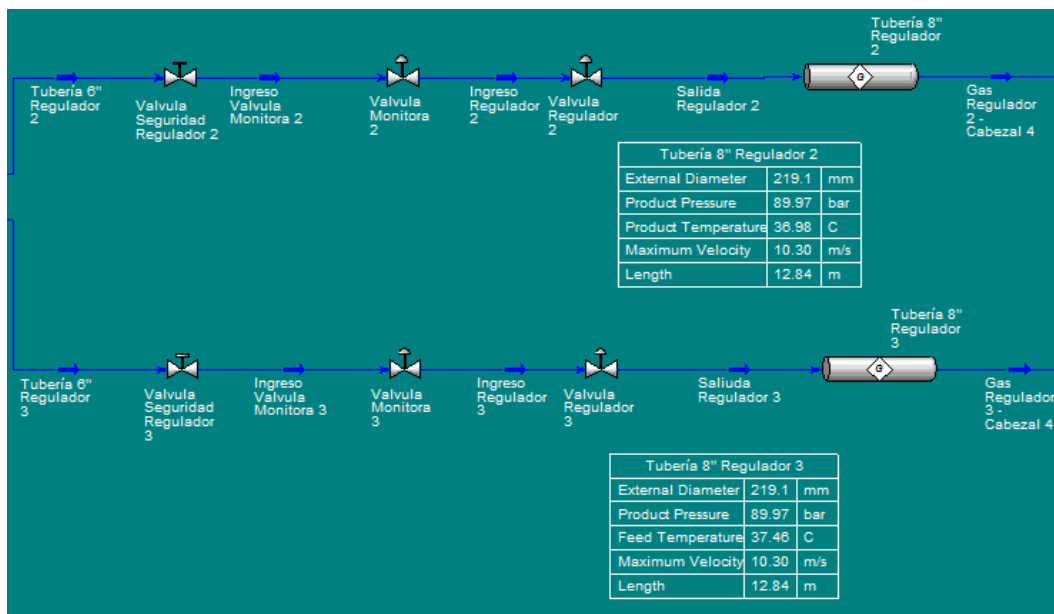
Gráfica N° 6.9 Filtros Entrada Ciclónicos – Escenario 2



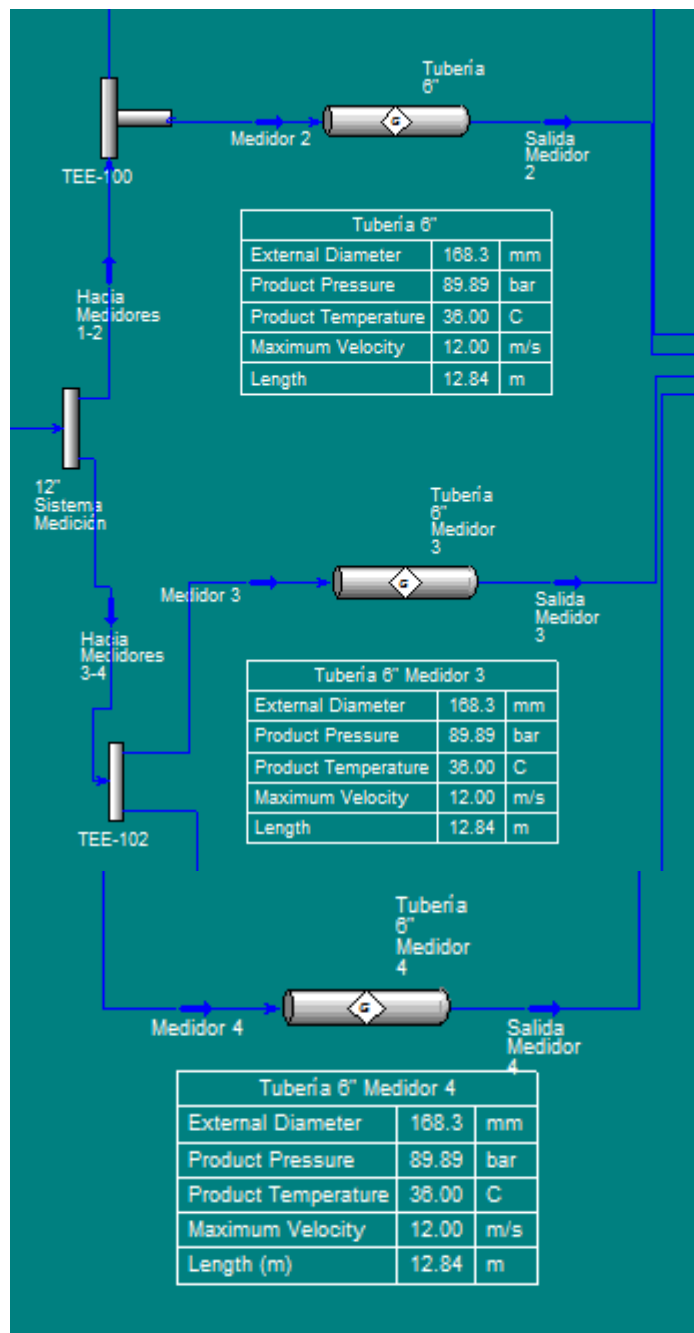
Gráfica N° 6.10 Filtros Separadores – Escenario 2



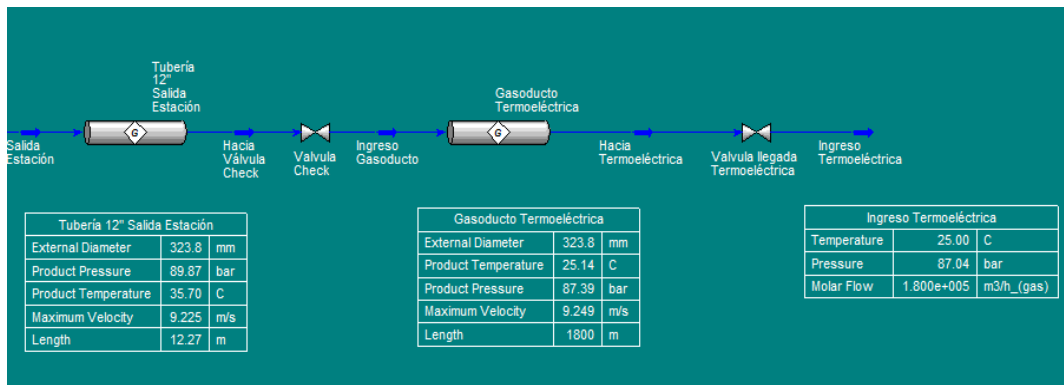
Gráfica N° 6.11 Sistema de Calentamiento – Escenario 2



Gráfica N° 6.12 Sistema de Regulación – Escenario 2

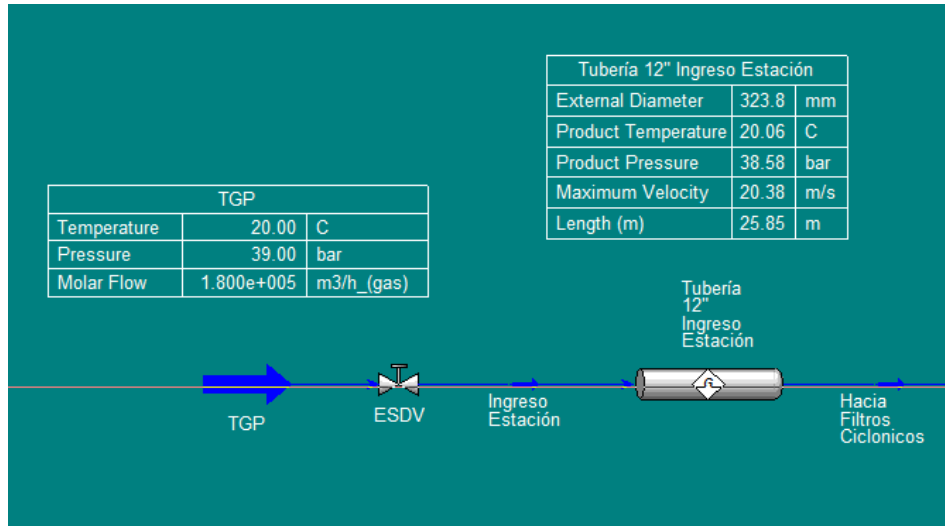


Gráfica N° 6.13 Sistema de Medición – Escenario 2

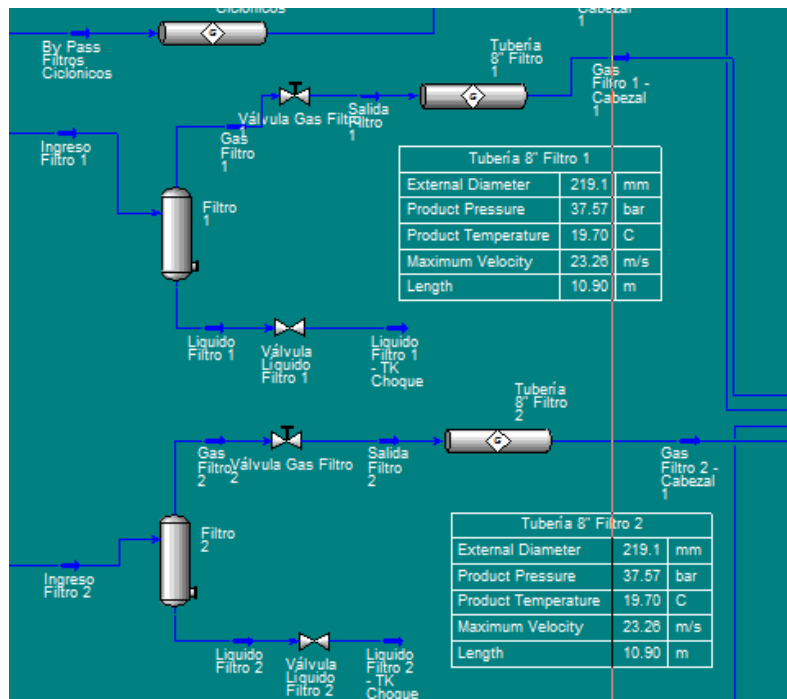


Gráfica N° 6.14 Gasoducto Termoeléctrica – Escenario 2

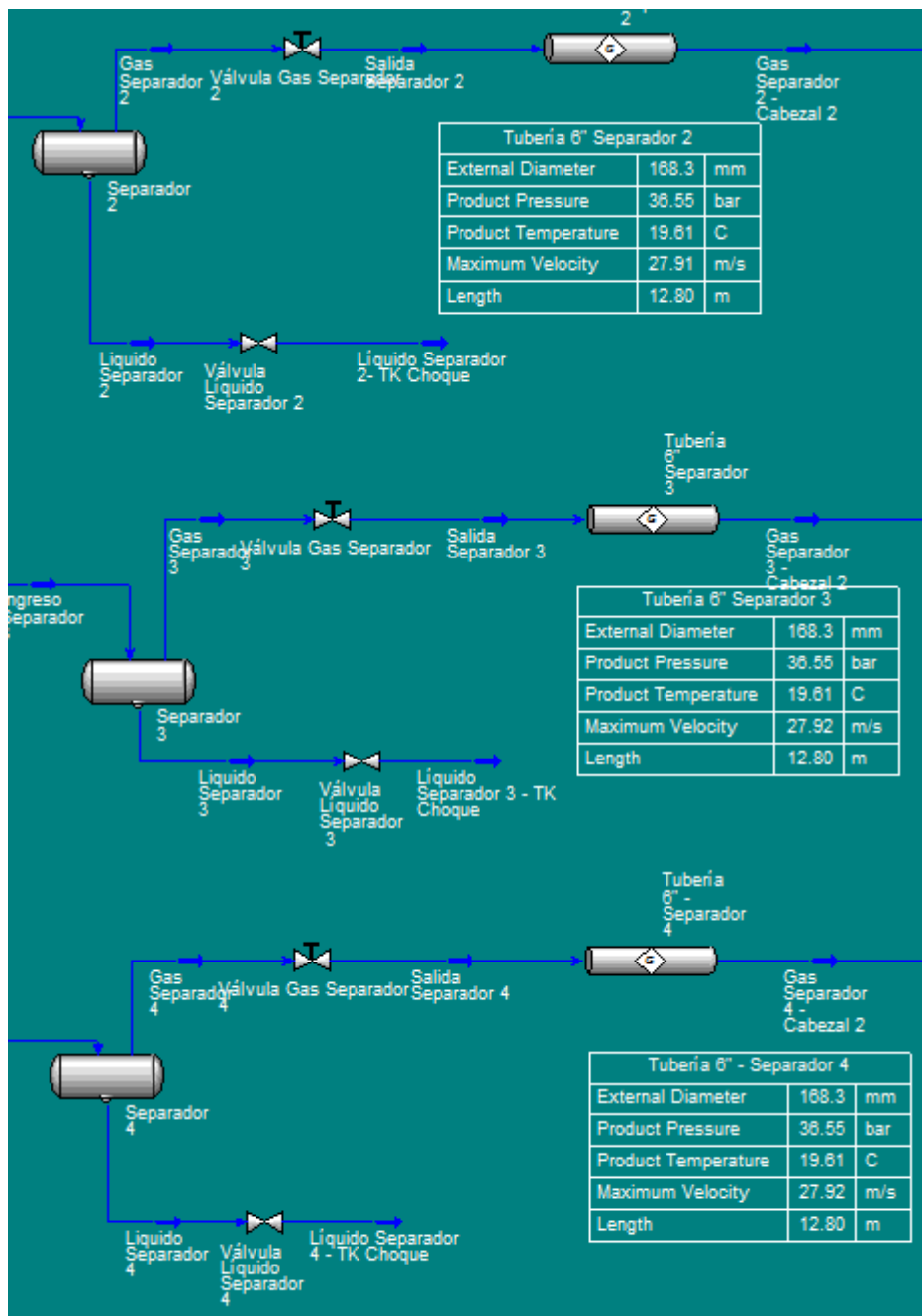
Apéndice N° 9: Resultados de la Simulación del Escenario 3



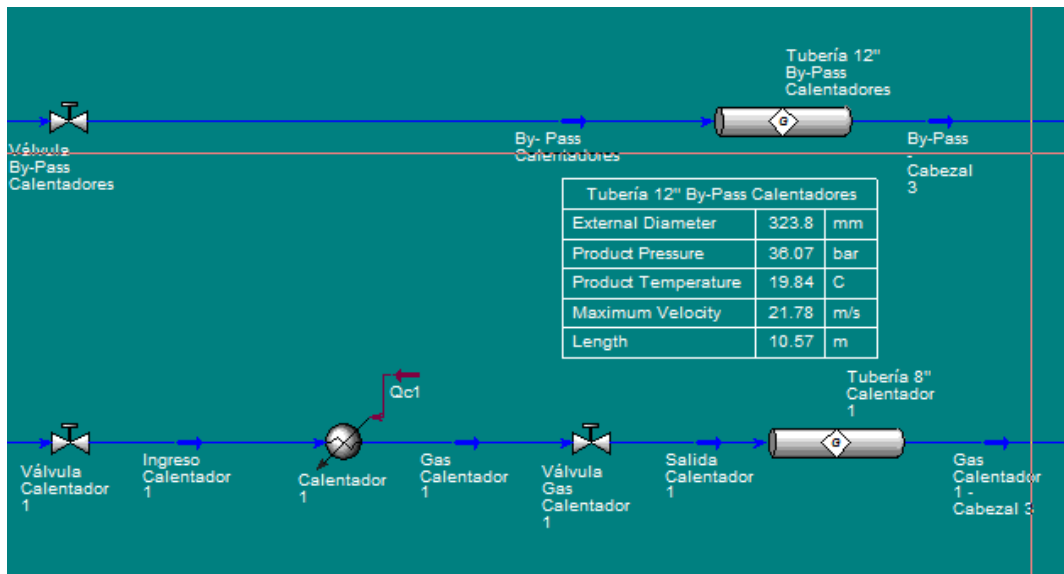
Gráfica N° 6.15 Ingreso Estación – Escenario 3



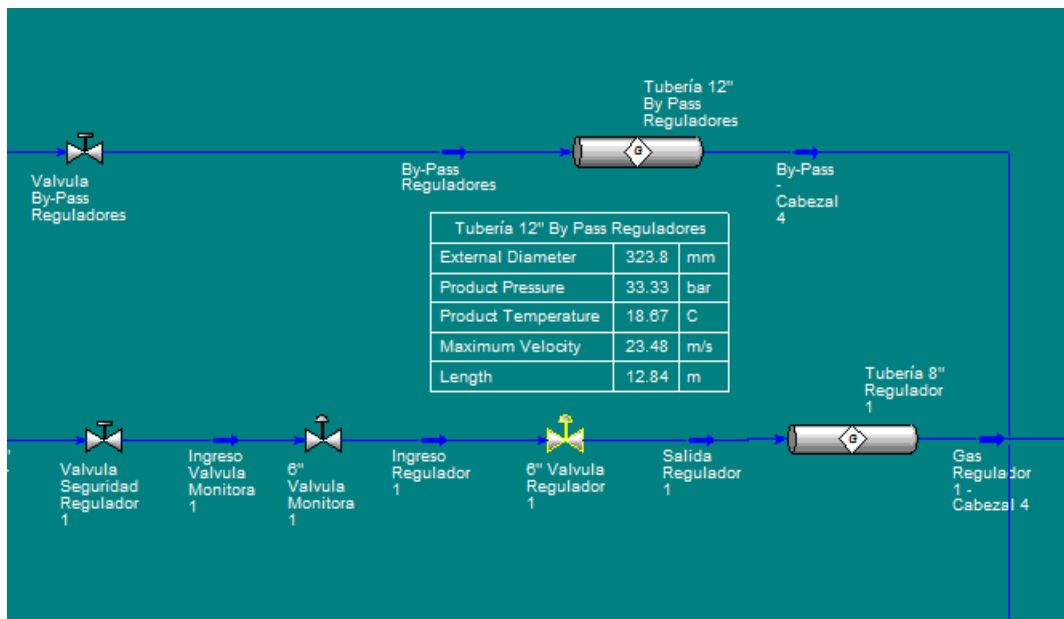
Gráfica N° 6.16 Filtros Entrada Ciclónicos – Escenario 3



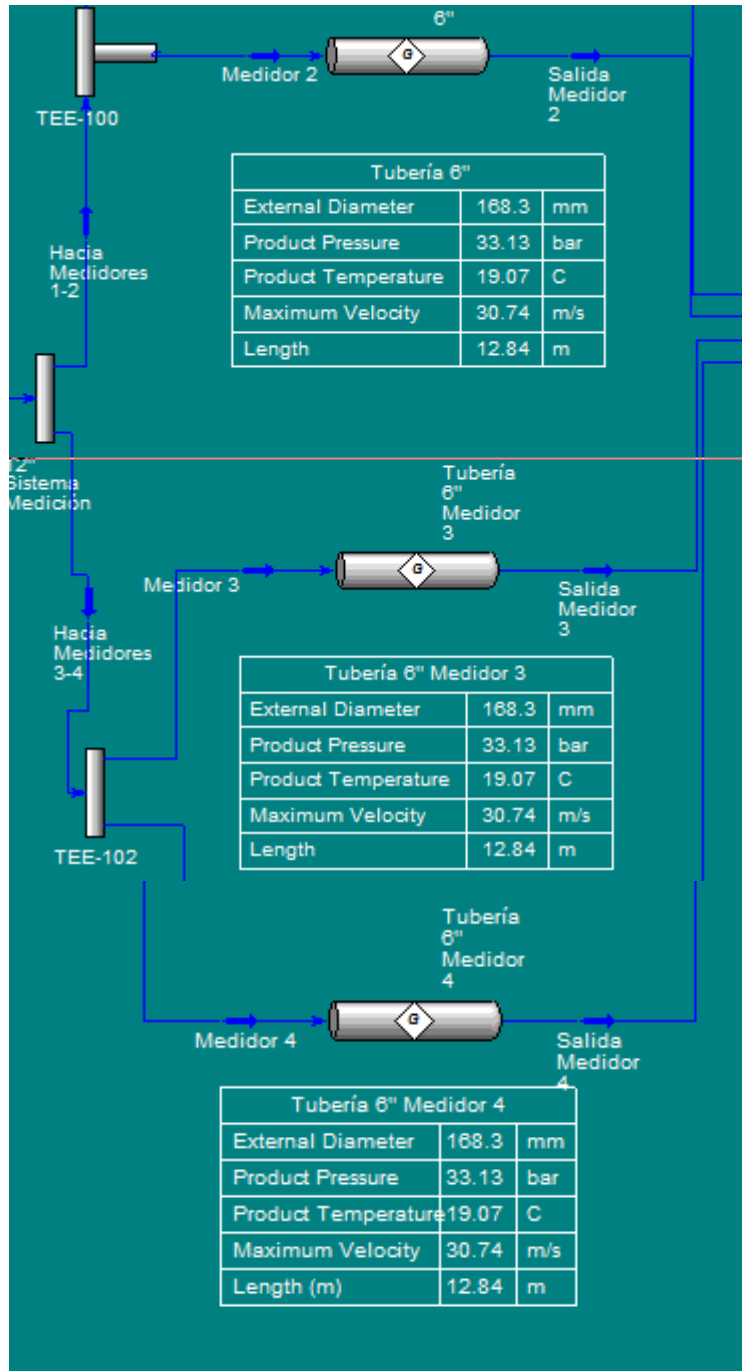
Gráfica N° 6.17 Filtros Separadores – Escenario 3



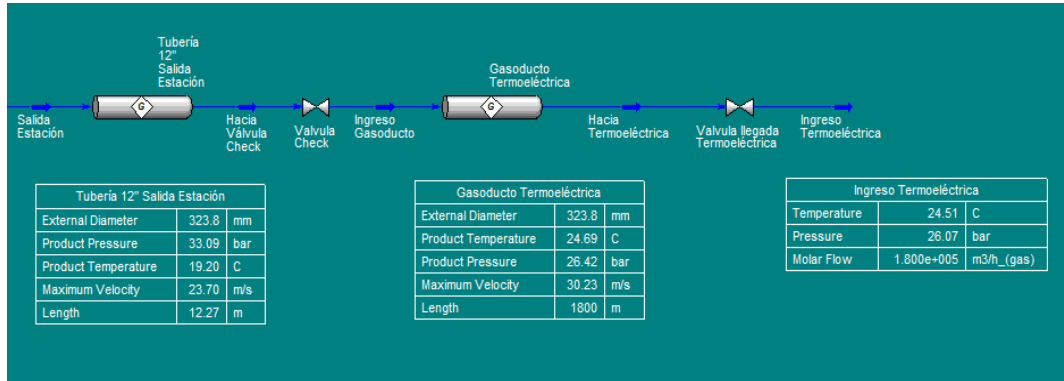
Gráfica N° 6.18 By-Pass Sistema de Calentamiento – Escenario 3



Gráfica N° 6.19 By-Pass Sistema de Regulación – Escenario 3



Gráfica N° 6.20 Sistema de Medición – Escenario 3



Gráfica N° 6.21 Gasoducto Termoeléctrica – Escenario 3