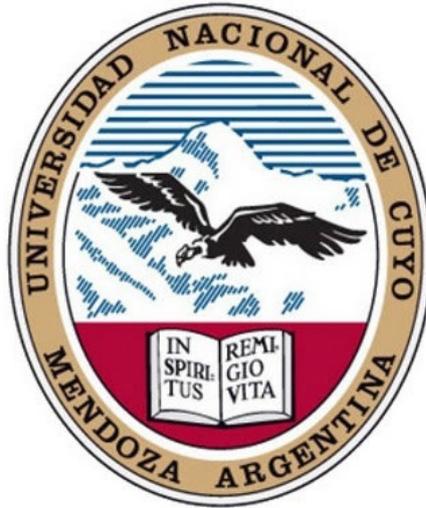


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CUYO**  
**FACULTAD DE CIENCIAS APLICADAS A LA INDUSTRIA**



PROYECTO FINAL  
INGENIERÍA QUÍMICA | PETROQUÍMICA

**“Planta Temporal de Procesamiento de Gas (TPF).  
Estudio de prefactibilidad frente al incremento en la  
demanda productiva”**

Maria Antonella Granero

San Rafael, Mendoza

2025

**Planta Temporal de Procesamiento de Gas (TPF).  
Estudio de prefactibilidad frente al incremento en la  
demanda productiva.**

Autor/a: Granero, María Antonella

Título al que se opta: Ingeniera Química

Trabajo aprobado por:

 <b>Pablo González</b> <i>Presidente Nombre y Firma</i>	<u>30-may-2025</u> Fecha
 <b>Carlos Llorente</b> <i>Vocal Nombre y Firma</i>	<u>30-may-2025</u> Fecha
_____ <i>Director/a Nombre y Firma</i>	_____ Fecha

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CUYO  
FACULTAD DE CIENCIAS APLICADAS A LA INDUSTRIA**

**San Rafael, Mendoza, 2025**

# PLANTA TEMPORAL DE PROCESAMIENTO DE GAS (TPF)

Estudio de prefactibilidad frente al incremento en la demanda productiva

Maria Antonella Granero  
Ingeniería Química | Petroquímica

Tutor:  
Pablo González

Co-Tutor:  
Carlos Llorente

.....

Firma Tutor

.....

Fecha

.....

Firma Tutor

.....

Fecha

.....

Firma Vocal

.....

Fecha

FACULTAD DE CIENCIAS APLICADAS A LA INDUSTRIA  
UNIVERSIDAD NACIONAL DE CUYO  
San Rafael, Mendoza  
2025

## AGRADECIMIENTOS

Por su presencia  
A Dios y a mi familia.

Por su guía  
A mis tutores Pablo González y Carlos Llorente.

Agradecimiento especial a Javier Barros líder de Facilities Pluspetrol, quien ha sido fuente de gran aporte e inspiración al presente trabajo, no solo desde el aspecto técnico sino también por su inmenso valor humano. Agradezco que haya sido un faro durante una etapa enormemente desafiante en mi carrera profesional.

# Contenido

<b>CAPITULO I • INTRODUCCIÓN AL PROYECTO.....</b>	<b>1</b>
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. GENERALIDADES.....	2
1.2.1. Panorama - Escenario productivo.....	2
1.2.2. Métodos de deshidratación de gas.....	2
<b>CAPITULO II • ESTUDIO DE MERCADO.....</b>	<b>6</b>
2.1. INTRODUCCIÓN.....	6
2.2. MERCADO PROVEEDOR SERVICIOS OIL&GAS.....	7
2.2.1. ProdEng.....	7
2.2.2. Tacker Solutions.....	8
2.3. MERCADO COMPETIDOR – COMPAÑÍAS OPERADORAS.....	8
2.3.1. Principales productores de gas natural en Argentina.....	9
2.4. MERCADO CONSUMIDOR DE GAS EN ARGENTINA.....	9
2.4.1. Actividad económica y consumo de gas.....	10
2.4.2. Usuarios residenciales.....	11
2.4.3. Usuarios industriales totales.....	11
2.4.4. Usuarios comerciales.....	13
2.4.5. Elasticidad del gas natural en Argentina.....	14
2.5. MERCADO DISTRIBUIDOR.....	15
2.5.1. Gas natural transportado por tipo de cargador.....	17
2.5.2. Distribución del gas transportado por tipo de cargador oferta de gas natural.....	17
2.6. CONCLUSIÓN ESTUDIO DE MERCADO.....	18
<b>CAPITULO III • INGENIERÍA DEL PROYECTO.....</b>	<b>19</b>
3.1. INTRODUCCIÓN.....	19
3.2. INGENIERÍA CONCEPTUAL.....	19
3.3. INGENIERÍA BÁSICA.....	20
3.3.1. Bases de diseño.....	20
3.3.2. Criterios de diseño.....	24
3.3.3. Consideraciones particulares de los equipos.....	29
3.4. INGENIERÍA DE DETALLE.....	32
3.4.1. Memoria Descriptiva.....	32
3.4.2. Balance de Masa y Energía.....	43
3.4.3. P&ID - Diagramas de Cañerías e Instrumentos.....	46
3.4.4. Matriz Causa Efecto.....	61
3.4.5. Listado de Equipos.....	64
3.4.6. HAZOP.....	65
3.4.7. Lay Out General.....	66

3.4.8.	Planos Mecánicos Equipos .....	68
3.4.9.	Diagrama Unifilar .....	71
3.4.10.	Listado de Instrumentos.....	72
3.4.11.	Hojas de Datos Válvulas de Seguridad y Blow Down.....	78
3.4.12.	Estructura Organizacional .....	83
3.4.13.	Requerimientos EHS .....	83
<b>CAPITULO IV • ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO .....</b>		<b>86</b>
<b>4.1.</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>86</b>
<b>4.2.</b>	<b>INVERSIÓN INICIAL .....</b>	<b>86</b>
4.2.1.	Inversión fija.....	86
4.2.2.	Inversión diferida.....	88
4.2.3.	Inversión en capital de trabajo.....	88
<b>4.3.</b>	<b>COSTOS.....</b>	<b>89</b>
4.3.1.	Costos fijos .....	89
4.3.2.	Costos variables.....	91
4.3.3.	Costos totales .....	92
<b>4.4.</b>	<b>BENEFICIOS .....</b>	<b>93</b>
4.4.1.	Precio de venta .....	93
4.4.2.	Ingresos anuales por ventas .....	94
4.4.3.	Punto de equilibrio.....	95
<b>4.5.</b>	<b>FLUJO DE CAJA.....</b>	<b>96</b>
4.5.1.	Horizonte temporal.....	96
4.5.2.	Valor residual .....	96
4.5.3.	Flujo de caja .....	97
4.5.4.	Tasa de descuento.....	98
4.5.5.	Criterios de evaluación .....	100
<b>4.6.</b>	<b>ANÁLISIS DE RIESGO.....</b>	<b>101</b>
4.6.1.	Identificación de riesgos .....	103
4.6.2.	Matriz de Identificación y Valoración de Riesgos e Impactos .....	104
<b>4.7.</b>	<b>ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....</b>	<b>105</b>
4.7.1.	Disminución precio de venta .....	106
4.7.2.	Disminución volumen de producción.....	107
<b>4.8.</b>	<b>CONCLUSIÓN ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO .....</b>	<b>108</b>

## RESUMEN EJECUTIVO

El gas natural normalmente contiene cantidades significativas de vapor de agua, a las condiciones de presión y temperatura a las que se opera en un yacimiento. El agua libre, puede ser removida a través de separadores, mientras que el contenido restante debe ser extraído de la corriente por otros métodos, como son la deshidratación con glicoles (proceso de absorción), la deshidratación por tamices moleculares (proceso de adsorción), entre otros, siendo estos los más importantes. La importancia de dicha deshidratación reside por los problemas que el agua ocasiona de no ser separada eficientemente. Los principales problemas se deben a la corrosión, formación de hidratos, disminución en la calidad del gas natural. Todos ellos implican significativas demandas en el aspecto económico como así también problemas operacionales.

El presente trabajo contempla la proyección de una unidad separadora de gas, con el fin de tratar el gas de producción proveniente de los colectores de campo y llevarlo a parámetros comerciales ( $< 65$  [mg H<sub>2</sub>O/Sm<sup>3</sup>]).

Se incluye en presente trabajo el estudio de prefactibilidad, análisis económico y financiero orientativo de la viabilidad de ejecución del proyecto, teniendo como consideración el escenario hipotético de un plan de contingencia por el incremento en la demanda de gas.

El estudio de mercado permite identificar a ProdEng como la potencial Contratista debido a su capacidad de provisión de equipamiento como así también de personal idóneo y estructura organizacional. Al respecto del consumo de gas natural en Argentina -según cifras suministradas por el IAPG en 2023- se identifica un incremento en la demanda del 1,06% en relación al mismo período del año anterior, lo que incurriría en un panorama favorable en cuanto a solvencia y venta de gas por parte de la Operadora. Las obras en lo que respecta a distribución y transporte por gasoducto en la actualidad marchan dentro de lo planificado, destacándose aquí el hito de Reversión del Gasoducto Norte el cual permite sustituir el gas importado desde Bolivia con gas proveniente de la formación Vaca Muerta, abasteciéndose las provincias de Córdoba, Salta, Jujuy, Santiago del Estero, Catamarca, La Rioja y Tucumán con gas nacional.

En el capítulo de ingeniería del proyecto se establecen las bases de diseño, condiciones de operación normal definidas por la Operadora de acuerdo con el balance de masa y energía de la unidad. El rango de condiciones de operación en la fase gaseosa se establece en 60 kg/cm<sup>2</sup>, cumpliendo el gas de salida con las especificaciones según parámetros comerciales ( $< 65$  [mg H<sub>2</sub>O/Sm<sup>3</sup>]). El proceso consta de una separación primaria de la fase líquida que pueda contener el gas a tratar, seguido por la deshidratación de la corriente gaseosa con glicol, en Torres de Contacto de modo tal de poder ser inyectado a gasoducto luego de pasar por su correspondiente punto de medición.

El volumen de producción establecido como base para el diseño se fija en 600.000 [Sm<sup>3</sup>/d] de gas y 750 m<sup>3</sup>/d de líquidos, los cuales contienen en su composición un 40% de agua. El despacho de la producción indicada -si bien se trata de una planta de procesamiento relativamente pequeña- cumpliría con el requerimiento de la demanda comercial, parte de unos de los supuestos empleados para la proyección del presente trabajo.

En lo que respecta a la definición del yacimiento idóneo para la ejecución de la obra se identifican las opciones según el potencial escenario de incremento en la demanda productiva

y por supuesto, incluyendo en el análisis la solvencia de la locación desde el punto de vista de la presencia de pozos productivos que cumplan con los parámetros en cuanto a composición y surgencia requeridos según la operación. Es así que se proponen los yacimientos operados por Tecpetrol (Fortín de Piedra), Pluspetrol (La Calera) e YPF en concesión con Pluspetrol (Aguada Villanueva); todos ellos situados en la Cuenca Neuquina.

El aspecto organizacional se resuelve según una estructura funcional, tanto por parte de la Operadora como de la Contratista. Se identifican como mínimo la presencia de posiciones de mando alto por cada una de las empresas, inspección y supervisión respectivamente, y cuadrillas de obra contando cada una con un capataz y personal de obra capacitado en cada una de las especialidades requeridas por el proyecto. Se plantea la contratación por un periodo de ejecución deadline de obra de tres meses, como máximo.

Concerniente al área de EHS (*Environmental, Health and Safety*) se establecen los requerimientos estándar solicitados comúnmente por las Operadoras en el marco de contratación de servicios externos. Se incluyen dentro de ello responsabilidades generales, procedimientos, gestión de riesgos, planes de capacitación en materia de seguridad, gestión de residuos, entre otros. Respecto a la gestión en materia de seguridad del proceso productivo se incluye el estudio HAZOP (*Hazard and Operability Study*) donde se analizan los riesgos, identificando y evaluando los posibles desvíos en las variables de proceso que pueden causar problemas operacionales o de seguridad.

A los fines de la evaluación económica, se identifican los costos fijos y variables derivados de la construcción de la planta y su operación luego del completamiento mecánico. El procedimiento empleado para determinar el capital de trabajo es el Método del Máximo Déficit Acumulado, encuadrando la evaluación en un escenario hipotético de ejecución de obra del tipo *Fast Track*; con requisito de finalización máximo de tres meses. Finalizado el completamiento mecánico, con la puesta en marcha de la instalación iniciaría el período de operación y obtención de los beneficios del proyecto. Para la definición de los ingresos se hace uso de los datos suministrados por la Secretaría de Energía de la Nación - Subsecretaría de Transición y Planeamiento Energético, sección de *Regalías de Petróleo Crudo, Gas Natural, GLP, Gasolina y de Condensado*. Todos los valores obtenidos en el desarrollo del análisis económico se corresponden al tipo de cambio existente en febrero 2025 (\$1.080 por US\$).

La inversión inicial alcanzaría un total de \$ 72.837.660.000, según el siguiente detalle: Inversión en Activo Fijo \$ 72.262.335.000, Inversión en Cargos Diferidos \$ 19.440.000,00 e Inversión en Capital de Trabajo correspondiente a \$ 555.885.000.

Por su parte, los Costos Totales alcanzan la cifra de \$ 6.399.260.000, perteneciendo el 95% a Cargos Fijos, cuya incidencia principal corresponde a Amortizaciones-Depreciaciones y salarios del personal propio de la Operadora (Inspección de Obra y Operación de Planta).

La Tasa de Descuento fue definida utilizando el modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), empleando como referencia la empresa YPF SA, la cual presenta un  $\beta = 1,19$ . Con respecto al valor de la tasa libre de riesgo (rf) se selecciona el valor de los depósitos en instrumentos de ahorro a plazo con giro diferido del banco estatal, el cual ronda en el 5%. Por su parte, el ROE (ri), se establece en un valor de 9,87%. Finalmente, el resultado de la Tasa de Descuento, ajustada para un Riesgo País de 675, resulta de 0,175.

El análisis se realiza bajo un horizonte temporal de dos años, estableciéndose un máximo de tres meses para alcanzar el completamiento mecánico y puesta en marcha de la instalación, completando el total de años antes mencionados con la operación y producción de la planta.

Los criterios de evaluación utilizados se resumen en las siguientes cifras: el Valor Actual Neto \$ 10.824.450.052, la Tasa Interna de Retorno 27% y el Período de Recuperación de un año y medio. Cabe destacar aquí que, al cabo de dos años de operación, el PR de la inversión arroja la cifra de \$ 39.377.007.707,96.

Del Análisis de Riesgo se desprende que los parámetros mas influyentes en el flujo de caja se presentan en materia de volumen de producción y de precio de venta del gas y crudo procesados. Cabe destacar aquí que, de la totalidad de los riesgos identificados resultaría posible la reducción de la valoración a la categoría de bajo impacto para cerca del 90% de los mismos, aplicando para ello las medidas preventivas o de mitigación propuestas según sea el caso.

Finalmente, resultado del Análisis de Sensibilidad se revela un amplio margen tanto en la reducción del precio de venta como del volumen de producción. En ambos contextos, el descenso podría llegar hasta el 19% sin generar un Valor Actual Neto negativo y una Tasa Interna de Retorno inferior a la Tasa de Descuento obtenida para el proyecto.

# CAPITULO I • INTRODUCCIÓN AL PROYECTO

## 1.1. INTRODUCCIÓN

El gas natural utilizado por los consumidores es muy diferente al obtenido de los yacimientos. Si bien su procesamiento es mucho más simple que el del petróleo, es igualmente necesario. El gas natural crudo, a pesar de estar compuesto mayoritariamente por metano, contiene numerosas impurezas. El mismo puede provenir de tres tipos de pozos: de gas, de crudo o de condensado. Cualquiera sea su procedencia, el metano se encuentra mezclado con otros hidrocarburos, como el etano, propano, butano y pentano. Además, contiene vapor de agua (que también se encuentra en la formación geológica), y podría estar acompañado de sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), helio, nitrógeno y otros compuestos.

El procesamiento del gas natural consiste en la separación de los compuestos nombrados anteriormente del metano de modo que el producto final se encuentre en especificación para ser inyectado a los gasoductos troncales. El presente proyecto se centra en la deshidratación del gas natural.

La deshidratación del gas natural se define como la remoción de vapor de agua del mismo. El vapor de agua, entre otros fenómenos, puede ocasionar la formación de hidratos y corrosión en los equipos. Los hidratos son estructuras cristalinas complejas sólidas y estables, que pueden formarse en condiciones de presión elevada y/o baja temperatura, incluso por encima del punto de congelamiento. La formación de hidratos restringe y bloquea los caños, válvulas y otros equipos, lo que lleva eventualmente a detener la producción.

Existen tres tipos de estructuras formadas por hidratos. En todas ellas, las moléculas de agua forman un enrejado, cuyas cavidades son ocupadas por hidrocarburos, nitrógeno, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S. Las estructuras más pequeñas (de CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S) se estabilizan formando una estructura cristalina cúbica centrada en el cuerpo, denominada de tipo I. Para las moléculas más grandes de tres y cuatro carbonos, la estructura estable tiene forma de diamante y se denomina de tipo II. Si bien las parafinas de mayor tamaño no forman este tipo de estructuras, se conoce que algunas isoparafinas y cicloalcanos de más de cinco átomos de carbono generan hidratos de tipo H, los cuales no son tan comunes.

Desde un punto de vista práctico, el tipo de estructura no afecta ni la apariencia ni las propiedades de los hidratos. No obstante, las estructuras de tipo II son más estables que las de tipo I, por lo que aquellos gases que contengan C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> e i-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> formarán hidratos a mayores temperaturas que aquellos que no los posean. *En el caso particular de este proyecto, el fluido de producción contiene estos componentes, por lo que resulta crítico controlar la cantidad de agua presente en el gas.* A su vez, el agua que pueda condensar también es perjudicial para la integridad de la instalación ya que produce corrosión en las líneas y equipos.

Por último, para expresar la cantidad de agua en el gas, se suele utilizar un parámetro conocido como punto de rocío, que indica a que temperatura comienza a condensar el vapor de agua presente en el gas.

## 1.2. GENERALIDADES

### 1.2.1. Panorama - Escenario productivo

Considerando las capacidades instaladas en Argentina, las mismas van generalmente desde los 100.000 Sm<sup>3</sup>/d hasta 1.500.000 Sm<sup>3</sup>/d. Esto demuestra que existe gran variabilidad, dependiendo no sólo de la región en la cual se instalan sino también de la cantidad de baterías (y la producción de las mismas) a las cuales responden.

En la actualidad se encuentra proyectada la instalación de nuevas plantas con capacidad de tratar 500.000 o 1.000.000 Sm<sup>3</sup>/d, con el objeto de poder responder a la producción creciente de estos últimos años debido al desarrollo de pozos no convencionales.

Promedio Diario de Gas por Año (mm<sup>3</sup>)

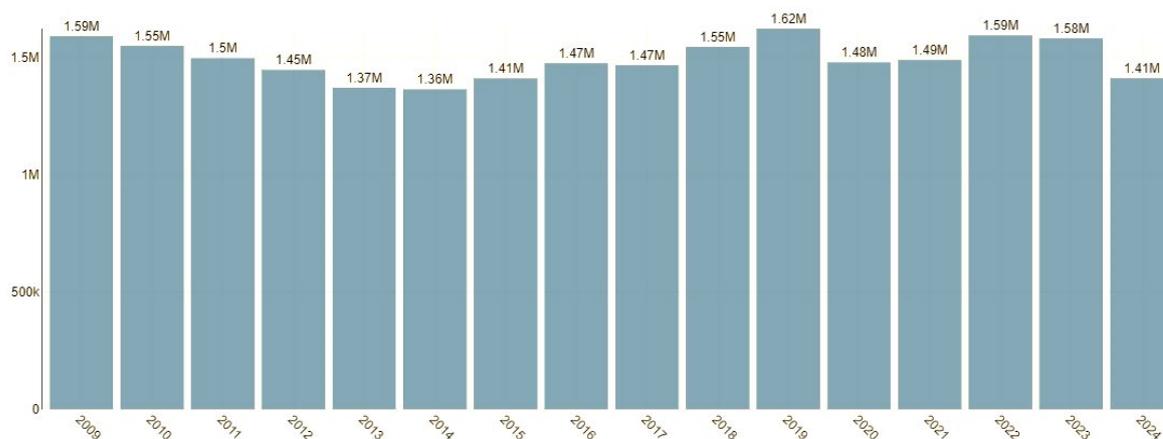


Figura 2.1. Producción promedio diario de gas por año (mm<sup>3</sup>). Fuente: Argentina.gob.ar

El presente proyecto se enfoca en el diseño de una planta de procesamiento temporario de gas. El contenido de agua en el gas deshidratado deberá ser de 65 mg/Sm<sup>3</sup> como requisito para ser inyectado en los troncales de transporte.

La unidad proyectada prevé ser instalada en el marco de un plan de contingencia frente al incremento de la demanda productiva, resultado del compromiso empresarial de despacho de determinado volumen mensual de gas.

Bajo tal escenario, se plantea la contratación de un servicio-provisión en modalidad renta de la instalación para el tratamiento de Gas, en el sitio indicado por la Operadora.

### 1.2.2. Métodos de deshidratación de gas

Existen diferentes métodos para deshidratar una corriente de gas. Entre los principales utilizados en la industria, se destacan: la absorción, adsorción, deshidratación con cloruro de calcio, expansión-refrigeración, permeación del gas y tecnología Twister.

#### - *Deshidratación por absorción*

El fenómeno de absorción consiste en la transferencia de masa de una fase gaseosa hacia una líquida. Para el caso particular de la deshidratación, se utiliza un líquido con alta higroscopicidad o facilidad de retirar el agua. Éste se pone en contacto íntimo con una corriente gaseosa dentro de una torre empacada o de platos, con el objetivo de remover el vapor de agua

de la misma. Los desecantes líquidos más efectivos son los glicoles, entre los cuales se destacan el monoetilenglicol (MEG), dietilenglicol (DEG) y trietilenglicol (TEG).

Cuando se utilizan desecantes líquidos, es fundamental regenerarlos para poder de ese modo recircular el glicol a la absorbidora. Este proceso se realiza mediante una destilación del glicol a baja presión para retirarle el agua.

El trietilenglicol es considerado como el más efectivo de los glicoles, debido a que logra mayor depresión del punto de rocío (alrededor de 0°F, lo que representa aproximadamente 38,5 mg/Sm<sup>3</sup>). Además, al ser fácil de regenerar y ser menos propenso a la vaporización, los costos de operación son menores que para los otros glicoles. Es un líquido higroscópico, no volátil, inodoro e incoloro. La absorción con TEG es el método preferido para gases dulces a Presiones intermedias y temperaturas menores a 50°C. Si la temperatura es menor, y la presión es baja, el TEG puede ser reemplazados por tetraetilenglicol.

Frente a todas las ventajas mencionadas también presenta sus limitaciones, no es apto para procesos criogénicos y es corrosivo si se contamina con H<sub>2</sub>S. Las pérdidas de TEG pueden ser más significativas en sistemas con alto porcentaje de CO<sub>2</sub> y Presiones mayores a 60 kg/cm<sup>2</sup>. Adicionalmente, aproximadamente entre el 10 y el 30% de los aromáticos (BTEX) pueden ser absorbidos por el TEG. Si su concentración en el gas de entrada es significativa, estos se dirigirán a la atmósfera entre el separador flash y la torre regeneradora del glicol. Otro problema adicional surge si se presenta arrastre de glicol. El mismo puede depositarse en los puntos bajos de la cañería, y al degradarse acidifica el medio, lo que puede generar corrosión aguas debajo de la deshidratadora.

Los costos operativos de un sistema de deshidratación con glicol varían entre 0,30 y 5,70 U\$S/MMSCM, considerando las pérdidas de glicol, gas combustible, mantenimiento, control de emisiones, disposición de fluidos y horas hombre.

#### - ***Deshidratación por adsorción***

La adsorción es un fenómeno por el cual un sólido o un líquido retiene en su superficie partículas de gases, líquidos o sólidos disueltos. La deshidratación con sólidos es mucho más eficiente que utilizando glicol. Es muy útil cuando se desea obtener puntos de rocío de agua menor que 0°F (-17,77°C), contenido de agua equivalente 35 mg/Sm<sup>3</sup>, o si es necesario remover el H<sub>2</sub>S y deshidratar en forma simultánea. Se suelen utilizar para grandes volúmenes de gas a muy alta presión, se localizan aguas abajo de las estaciones de compresión. También se prefiere esta técnica para temperaturas criogénicas.

Los principales desecantes utilizados para el proceso son geles de sílice, alúmina y zeolitas. En particular, estas últimas son las más difundidas.

Las zeolitas son aluminosilicatos cristalinos. Sus redes estructurales poseen una gran cantidad de huecos y espacios vacíos de dimensiones moleculares que impiden el paso de moléculas voluminosas a través de ellas. Es por esta razón que se consideran tamices moleculares, y se utilizan para retener el agua contenida en el gas. Permiten alcanzar puntos de rocío menores a -60°F (1,4 mg/Sm<sup>3</sup>), y hasta 150°F (5850 mg/Sm<sup>3</sup>).

Se necesita utilizar más de una torre, ya que una vez que el desecante se satura en agua, es necesario cambiar de equipo operativo para regenerarlo. Cuando se trabaja con dos torres, mientras una se encuentra en servicio, a la otra se le pasa gas muy caliente para retirar el agua y luego se la deja enfriar hasta que la operativa se sature. El gas de regeneración es gas seco que debe ser calentado en un horno a alta deshidratación. Este horno es de mayor costo en comparación con el de absorción.

Teniendo presente lo anteriormente mencionado, frecuentemente se coloca una absorbidora con glicol para realizar la deshidratación inicial con el objetivo de reducir la masa de desecante sólido necesario para alcanzar la especificación final. De esta manera al combinar ambos sistemas, el resultado es un método más económico que si se contara sólo con la adsorción.

#### - ***Deshidratación con Cloruro de Calcio***

Se trata de un tipo de deshidratación también conocido como delicuescencia. Un delicuescente es una sustancia que tiene la propiedad de atraer la humedad y disolverse lentamente. En la industria, se utilizan sales de metales alcalinotérreos para secar el gas, siendo el cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ) el más usado. El proceso permite obtener un contenido de agua remanente en el gas de 32,1 mg/Sm<sup>3</sup>.

La torre de deshidratación combina una absorbidora con una unidad de lecho sólido. Cuando la unidad comienza a operar, el cloruro de calcio en la zona inferior comienza a saturarse, debido al agua retirada del gas que asciende. A medida que el proceso continúa, se forma una salmuera de densidad relativa de 1,4. La misma desciende por gravedad mientras el gas asciende contracorriente, retirando agua del mismo.

Por tratarse de un proceso cerrado, no se presentan emisiones de BTEX ni otros compuestos orgánicos volátiles. El mayor problema que existe, es la necesidad de tratar posteriormente la salmuera utilizada.

Debido a su fácil instalación y bajo requerimiento de servicios auxiliares, suele ser el preferido en áreas remotas y para pequeños caudales. No obstante, hay que tener en cuenta que el sólido debe ser reemplazado periódicamente.

Considerando que los equipos utilizados son más simples que aquellos empleados para absorción con glicol y adsorción regenerativa, el CapEx es menor para este tipo de procesos. En lo que respecta a los costos operativos, los mismos se verán afectados por la presión, temperatura y la cantidad de vapor a remover, y deben ser calculados para cada aplicación. No obstante, el mayor componente del OpEx corresponde al proceso de regeneración del cloruro de calcio. Se necesita calentar a temperaturas de entre 230-285°C para llevar a cabo este proceso. Además, la deposición de coque sobre el sólido durante la regeneración hace que el rendimiento del adsorbente se vea perjudicado con el tiempo y sea necesario renovarlo, como sucede en el caso de la deshidratación por adsorción.

#### - ***Deshidratación por expansión-refrigeración***

En este proceso, se hace pasar al gas por un reductor de presión, lo que ocasiona su enfriamiento por el efecto Joule-Thomson. Esto hace que el vapor de agua contenido en el gas condense.

El proceso puede realizarse con o sin inhibidor de formación de hidratos. El proceso sin inhibidor se utiliza únicamente cuando la caída de presión disponible permite que el agua alcance el punto de rocío requerido sin formación de hidratos. En lo demás casos, es mezclar metanol con el gas para enfriarlo a temperaturas muy bajas. Luego, la mezcla agua-inhibidor se recupera en una columna de despojo. Este método, permite obtener puntos de rocío menores a  $-100^{\circ}\text{F}$  ( $0,93 \text{ mg}/\text{Sm}^3$ ). Sin embargo, conlleva a una caída de presión significativa en el gas.

- ***Membranas semipermeables***

Por medio de una membrana semipermeable, se permite el paso del gas, y se retiene el agua. Estas membranas son utilizadas principalmente en la industria del gas para remover dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), agua y sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ).

Cada componente que al separador tiene una permeabilidad característica, que es función de su habilidad para disolverse y difundir a través de la membrana. La fuerza de separación de los componentes en la mezcla es la diferencia de Presiones parciales a lo largo de la membrana. Los gases como el  $\text{CO}_2$  o el agua son recogidos a una presión reducida al final de la misma. Se estima que las pérdidas de metano en el proceso son de alrededor del 5 a 10%.

Normalmente, solo se las considera cuando es posible utilizar el gas a baja presión como combustible. Resultan de particular interés cuando se desea tratar el gas directamente en cabeza de pozo para alcanzar las especificaciones de calidad requeridas, como por ejemplo en localizaciones offshore. Esto se debe a que ocupan poco espacio y no se requieren equipos auxiliares.

- ***Tecnología Twister***

Se trata de un separador supersónico que combina diferentes procesos físicos en un dispositivo compacto y tubular para condensar y separar agua e hidrocarburos pesados del gas natural. Luego de atravesar el mismo, el gas es expandido y recupera entre un 70 y 80% de su presión inicial. Por ende, la pérdida de carga es significativa.

Si bien puede ser utilizado tanto localizaciones onshore como offshore, es muy atractiva su aplicación en las últimas, debido a que no tiene partes móviles, es pequeño y de bajo peso.

Se trata de una tecnología relativamente nueva (aproximadamente unos 15 años de antigüedad), y con mucho potencial.

## CAPITULO II • ESTUDIO DE MERCADO

### 2.1. INTRODUCCIÓN

El estudio de mercado persigue obtener información que ayude a enfrentar las condiciones del mercado, tomar decisiones y anticipar la evolución del mismo, determinando la oferta y la demanda, realizando un análisis del mercado proveedor (materias primas e insumos), y distribuidor, relacionado con el producto a elaborar.

Para el caso de un proyecto, la finalidad del estudio de mercado es probar que existe un número suficiente de individuos, empresas u otras entidades económicas que, dadas ciertas condiciones, presentan una demanda que justifica la puesta en marcha de un determinado programa de producción -de bienes o servicios- en un cierto periodo.

Dada esa finalidad, el estudio de mercado de un proyecto debe presentar cuatro bloques de análisis, precedidos de una caracterización adecuada de los bienes que se espera producir y de los usuarios de esos productos.

El primer bloque (demanda) se refiere a los aspectos relacionados con la existencia de demanda o necesidad de los bienes o servicios que se busca producir. El segundo (oferta) se relaciona con las formas actuales y previsibles en que esas demandas o necesidades están o serán atendidas por la oferta actual y futura. El tercer bloque (precios) tiene que ver con las distintas modalidades que toma el pago de esos bienes o servicios, sea a través de precios, tarifas o subsidios. Finalmente, el cuarto bloque (comercialización) debe señalar las formas específicas de elementos intermedios que se han previsto para que el producto del proyecto llegue hasta los demandantes, consumidores o usuarios.

Cabe advertir que el estudio de mercado abarca la investigación de algunas variables sociales y económicas que condicionan el proyecto, aunque sean ajenas a éste. Entre ellas se pueden mencionar factores tales como el grado de necesidad o la cuantía de la demanda de los bienes o servicios que se quiere producir; las formas en que estas necesidades o demanda se han venido atendiendo; la influencia que en estos aspectos tienen instrumentos tales como los precios o las tarifas.

En cualquiera de los casos, el presente capítulo constituye una recopilación y análisis de antecedentes que permite estimar el comportamiento de una variable fundamental: la conveniencia de que se produzca un bien o servicio para atender a una necesidad, sea que ésta se manifieste en el mercado propiamente tal a través de la disposición de la comunidad a pagar los precios fijados al producto del proyecto, sea que se la detecte a través de Presiones sociales por mecanismos ajenos al mercado. Los valores previstos de las cantidades de bienes o servicios que será conveniente producir y de los precios respectivos -cuya relación es la “función de demanda”- son parámetros para todos los demás estudios del proyecto.

## **2.2. MERCADO PROVEEDOR SERVICIOS OIL&GAS**

En el mercado de los proveedores se deben estudiar tres aspectos fundamentales: el precio, la disponibilidad y la calidad de los insumos.

El precio de los insumos determinará una parte de los costos del proyecto e influirá en el monto de las inversiones, tanto de activos fijos como de capital operativo.

Cualquier empresa debe mantener un inventario de insumos que permita enfrentar su consumo promedio normal, más cualquier imprevisto. Por tratarse de un escenario bajo la modalidad renta, se requerirán menos recursos propios de la Operadora para mantener el nivel de inventarios que garantice una adecuada respuesta frente a alguna variación constructiva de la instalación proyectada.

La disponibilidad de los insumos se deduce del estudio de la existencia de capacidad productiva en toda la cadena de abastecimiento y determinará en definitiva el costo al cual podrá adquirirlo el proyecto. Si hay disponibilidad de materias primas, el precio al que se podrá comprar será inferior al que se lograría si no existiese disponibilidad.

Debido a que no existen en el mercado actual un número significativo de proveedores que puedan hacer frente tanto al suministro de equipos de tratamiento temporal, como a la mano de obra constructiva es que no es posible realizar una evaluación con costos promedios. No existe gran disponibilidad ni se vislumbra un crecimiento en la oferta, por lo que se trabajará con el costo marginal del abastecimiento, es decir, con el costo que se deberá pagar por cada unidad adicional para obtener el insumo.

A este respecto se presentan a continuación dos potenciales empresas de servicios de yacimientos oil&gas que cuentan con los recursos requeridos para el presente proyecto.

### **2.2.1. ProdEng**

Expertos en yacimientos convencionales y no convencionales. La empresa especializada en el manejo de fluidos erosivos se instaló en 2014 en la Cuenca Neuquina y acumula un crecimiento sostenido con presencia en los principales desarrollos no convencionales.

Cuenta con dos tipos de modelos de servicios: contratos directos con los operadores y subcontratos con las grandes empresas de servicios, como Halliburton, Calfrac Baker y Weatherford. El paquete de servicios de ProdEng se concentra durante la etapa de completación y la puesta en marcha de los pozos. Ofrece los servicios de

- Frack Stack,
- Zipper Manifold,
- Asistencia a Fractura,
- Frac Plug Drill Out (FPDO),
- Flowback,
- Early Production Facilities.

En los diferentes servicios ProdEng se caracteriza por incorporar tecnología innovadora como: Desarenadores esféricos más eficientes (BBSs), Sand Box para drenaje seguro y medición de arena, Pileta de retorno para manejo de fluidos inflamables.

### **2.2.2. Tacker Solutions**

TACKER® S.R.L. es una empresa argentina cuya actividad empresarial es la de prestar servicios, desarrollar productos, fabricar, alquilar y vender herramientas y equipos para la industria del petróleo, gas y agua.

La empresa brinda respuestas y soluciones específicas a medida, a través de sus productos y servicios, a las permanentes demandas de las industrias del petróleo, gas y agua.

A continuación, un detalle de las distintas provisiones que ofrece Tacker Solutions.

- Productos: herramientas de servicio (ensayo y estimulación) y herramientas de venta (etapa de completación).
- Servicios: filtrado de agua, alquiler de equipos, fabricación, desarrollos especiales y operaciones en yacimientos.
- Tecnología de Diseño y Desarrollo: Departamento de Ingeniería, Diseño y Desarrollo.
- Fabricación: Taller de mecanizado automático y montaje.
- Tecnología de Provisión de Servicios: herramientas de servicios con diseño propio patentado.
- Venta de Productos: herramientas de venta con diseño propio patentado.
- Distribución: bases operativas instaladas en las principales zonas petroleras y gasíferas del país y del exterior.

### **2.3. MERCADO COMPETIDOR – COMPAÑÍAS OPERADORAS**

El estudio del mercado competidor tiene la doble finalidad de permitir conocer el funcionamiento de empresas similares a las que se instalarían con el proyecto y a definir una estrategia comercial competitiva con ellas. Sin embargo, los alcances del estudio van más allá de la sola determinación de la competencia para atender a un cliente. Además de conocer al competidor con objeto de evaluar la posibilidad de captar a nuevos consumidores, se debe considerar un mercado no tradicional, donde se compite por un proveedor o distribuidor. A los primeros se los denomina competidores directos y a los últimos, competidores indirectos.

El estudio del mercado competidor indirecto busca identificar las relaciones comerciales que deberá asumir el proyecto para lograr contar con personal especializado, insumos, servicios, distribuidores y proveedores que garanticen su normal funcionamiento cuando sea implementado. El mercado competidor directo implica conocer lo que se hace en empresas similares, a qué tipo de usuario o cliente se atiende, cómo, con qué tarifas, con qué apoyo promocional, a través de qué distribuidor, entre tantos otros aspectos.

Respecto al escenario proyectado bajo la construcción de una planta del tipo Fast Track que requiere atender con suma urgencia un compromiso empresarial de entrega-venta de gas en el gasoducto troncal, el marco competidor se presentaría si otras Operadoras se encontraran bajo la misma situación de deficiencia en su producción o en caso que requieran los servicios de las empresas proveedoras para otro tipo de trabajo como estimulación hidráulica, completamiento de pozos, operación y mantenimiento de plantas existentes, por nombrar solo algunos.

### 2.3.1. Principales productores de gas natural en Argentina

La producción bruta de gas natural en Argentina se concentra principalmente en cuatro operadores: YPF, Total Austral, Tecpetrol y Pan American Energy (PAE), que en el mes de febrero 2023 realizaron el 75,34% del total de la producción bruta.

En relación a las variaciones interanuales, como se observa en la tabla, en ese período tres de los operadores principales registraron subas: Total Austral, Tecpetrol y PAE (1,97%,13,48% y 13,99%, respectivamente), mientras que YPF redujo su producción bruta en un 6,51%. En relación al período enero-febrero 2023, se mantiene el sentido de las variaciones (Total Austral, Tecpetrol y PAE registraron aumentos, mientras YPF registra una baja).

	ENERO 2023 A FEBRERO 2023	ENERO 2022 A FEBRERO 2022	VAR. INTERANUAL	FEBRERO 2023	FEBRERO 2022	VAR. INTERANUAL
YPF	34,54	37,72	-8,44%	34,87	37,29	-6,51%
Total Austral	30,97	30,06	3,00%	30,83	30,24	1,97%
Tecpetrol	15,98	14,66	9,02%	15,65	13,79	13,48%
PAE	15,94	14,59	9,28%	16,49	14,47	13,99%
Resto	9,42	9,15	2,94%	9,55	9,08	5,17%
Pampa Energía	8,53	8,15	4,65%	8,42	8,20	2,74%
Pluspetrol + Pluspetrol Energy	6,97	6,81	2,41%	7,09	6,66	6,54%
Compañía General De Combustibles	4,18	4,55	-8,07%	4,20	4,51	-7,00%
Enap Sipetrol Argentina	2,75	3,01	-8,43%	2,77	3,09	-10,58%
<b>CONSUMO TOTAL</b>	<b>129,29</b>	<b>128,71</b>	<b>0,45%</b>	<b>129,86</b>	<b>127,33</b>	<b>1,99%</b>

Tabla 2.3 Producción bruta de gas natural en Mm3/día de 9.300 kcal. Fuente ENARGAS

En la serie gráfica (producción bruta en millones de m3/día para el período enero-febrero de cada año) se destaca el aumento de Tecpetrol. Así, entre 2016-2019 la producción de Tecpetrol creció en 13,76 millones de m3/día (387,61%).

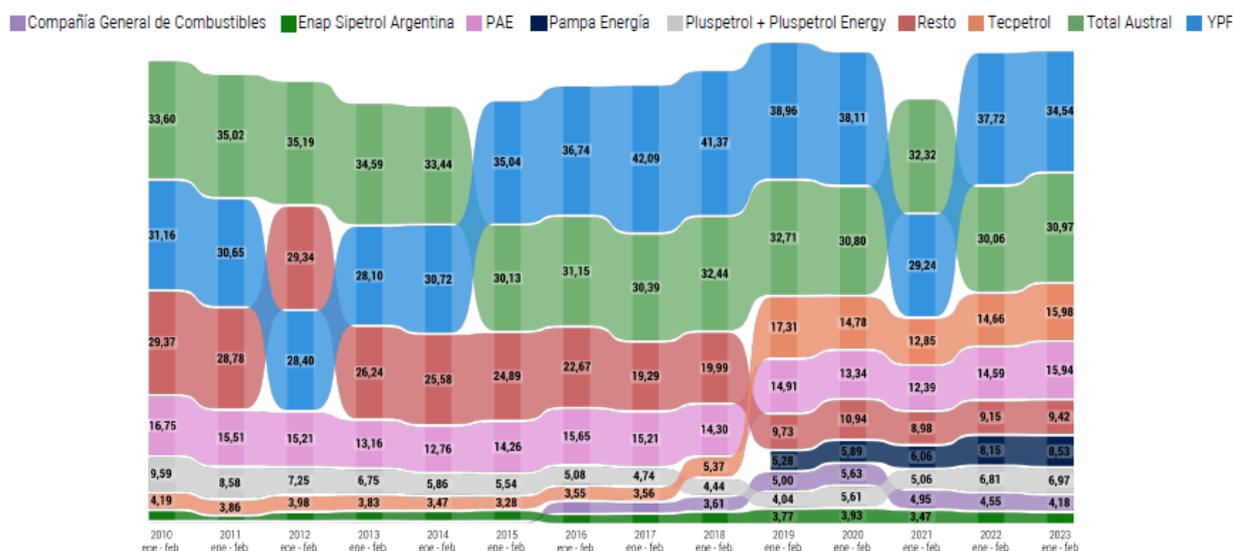


Figura 2.3 Producción bruta en Mm3/día período enero-febrero

### 2.4. MERCADO CONSUMIDOR DE GAS EN ARGENTINA

La información que entrega el mercado consumidor es, por lo general, la más importante para el proyecto. La decisión del consumidor para adoptar una tecnología, comprar un producto o demandar un servicio tiene componentes tanto racionales como emocionales, por lo que la predicción del comportamiento del uso o compra del servicio o producto que ofrecerá el proyecto se hace más compleja de lo esperado. La forma en que se hace, se ve, se usa o valora algo varía, no solo entre una sociedad y otra, sino también entre personas. Los cambios en los

gustos y preferencias, los hábitos de consumos y motivaciones, o el grado de aceptabilidad o rechazo a una campaña promocional varían para cada proyecto y lugar, dado el fuerte componente subjetivo de la decisión.

Dos conceptos que, aunque son considerados como sinónimos por muchas personas, deben ser diferenciados en numerosos proyectos son consumidor y cliente. El primero es quien usa el producto y el segundo es quien lo compra o decide su compra. No es trivial esta diferencia, puesto que ambos influyen al estimar los niveles o volúmenes de ventas.

El análisis del comportamiento histórico busca recolectar información cuantitativa que pueda servir para estimar tendencias de carácter estadístico y para identificar experiencias exitosas y fracasadas vinculadas con decisiones que otros agentes económicos hayan tomado en el pasado, de manera tal que se puedan explicar las relaciones causa-efecto que determinaron cambios en el pasado. La importancia del análisis de la situación vigente radica en que constituye la base de cualquier predicción y en que permite la identificación de los precios de equilibrio vigentes en los mercados de los insumos y del producto o servicio. La proyección de comportamientos futuros basados solo en consideraciones históricas y vigentes conlleva el problema de suponer el mantenimiento de las variables condicionantes de ese comportamiento pasado y actual. A veces, la sola creación del proyecto alterará el orden de cosas establecido en el mercado. Asimismo, podrán existir escenarios imponderables como veremos a continuación como es el caso de la pandemia del Covid-19.

#### 2.4.1. Actividad económica y consumo de gas

El consumo total de gas no siempre se encuentra influenciado por el nivel de actividad económica. En este sentido, se advierte que según datos del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), durante el mes de febrero 2023, el Estimador Mensual de la Actividad Económica (EMAE) registró un aumento del 0,18% respecto al mismo período 2022. A su vez, en el consumo de gas, como ya se mencionó, durante el mes de febrero evidenció un incremento del 1,06% respecto al mismo período 2022. De esta manera, puede observarse cómo la pandemia (Covid-19) afectó sensiblemente a ambas variables.

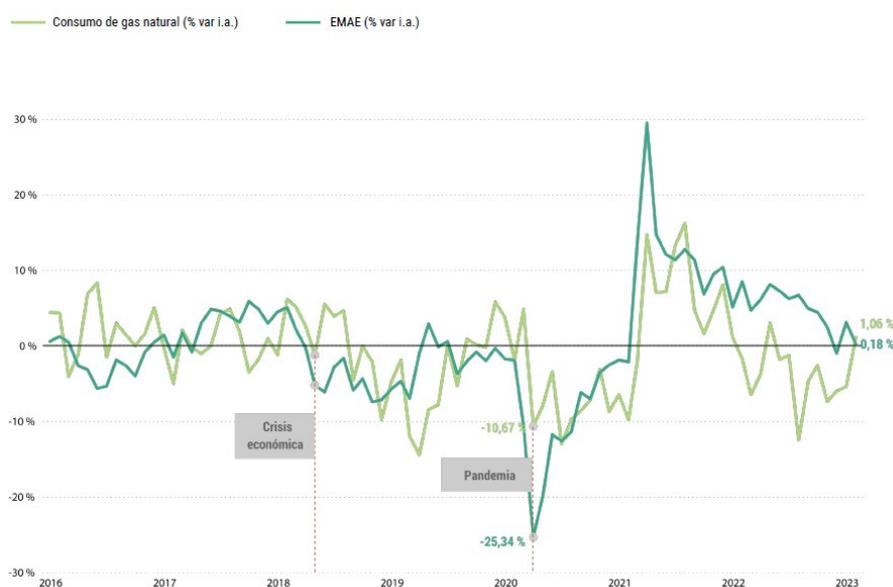


Figura 2.4.1. Estimador Mensual de la Actividad Económica (EMAE) y consumo de gas natural en Argentina. Variación interanual 2016-2023. Fuente: INDEC y ENARGAS.

## 2.4.2. Usuarios residenciales

El consumo unitario de gas de los usuarios residenciales (consumo promedio mensual del período febrero) muestra en el cuatrienio 2016-2019 una caída del 6,04% en relación al 2012-2015. En febrero 2023 se registra una baja interanual del 7,36%.

En relación con la cantidad de usuarios residenciales, se observa crecimiento en todo el período expuesto. Entre febrero 2022 y febrero 2023 el incremento fue del 0,85% (73.450 usuarios).

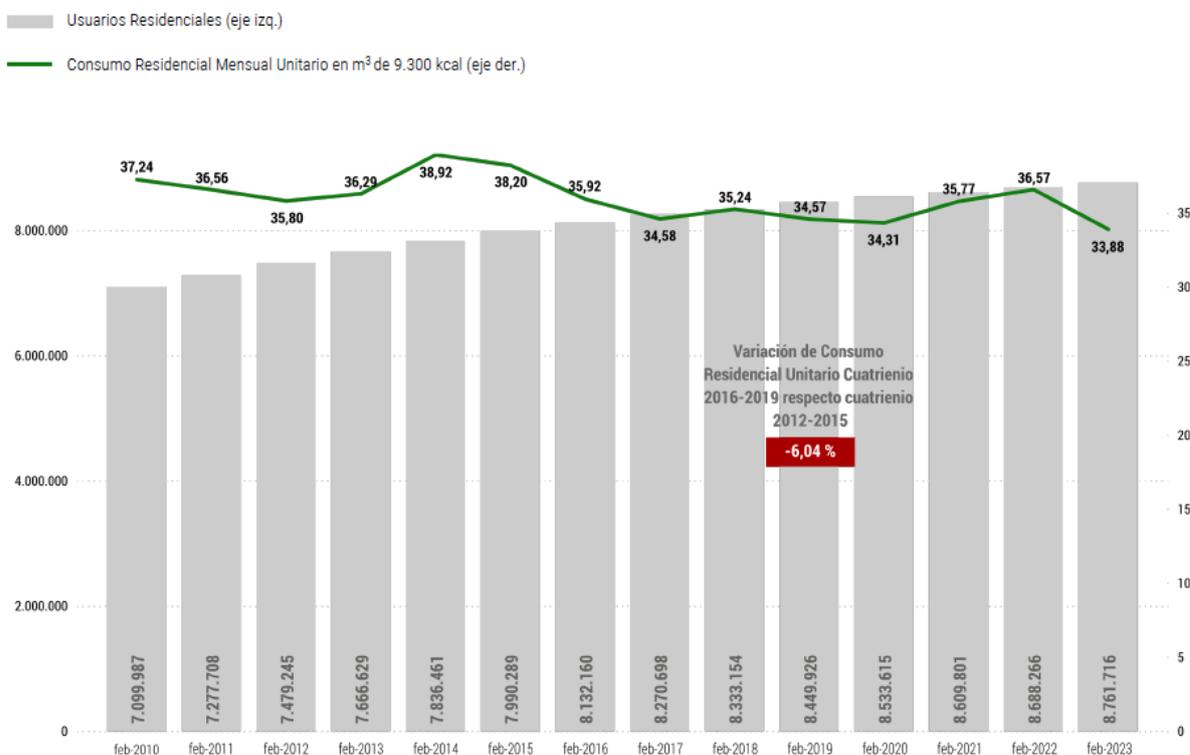


Figura 2.4.2 Usuarios residenciales (febrero) y consumo promedio unitario mensual de gas natural en Argentina.  
Fuente: ENARGAS. Datos Operativos de Gas Natural: Licenciatarías de Distribución.

## 2.4.3. Usuarios industriales totales

El consumo unitario de gas del total de usuarios industriales (sin destilerías) en el cuatrienio 2016-2019 registra una baja del 3,17% en relación al 2012-2015. A su vez, a febrero 2023 se registra una reducción interanual del 1,79%.

En relación con la cantidad de usuarios, en el período examinado, se observan niveles similares hasta febrero 2017. A partir de ese momento se producen dos períodos consecutivos con fuertes bajas interanuales, que significaron una reducción de 2.076 usuarios industriales (-8,14%). En febrero 2023 se registra una caída interanual del 1,45%.

Cabe señalar que al interior de la industria existen dos grupos con comportamientos disímiles. Por un lado, los grandes usuarios industriales, que en 2022 concentraron el 91,24% del consumo industrial. Por el otro, los pequeños usuarios industriales, que en ese mismo período representaron el 92,38% del total de usuarios industriales.

Asimismo, se aclara que esta evaluación se hizo en base al consumo registrado a través de licenciatarías de distribución, que representan aproximadamente el 80% del consumo total del sector.

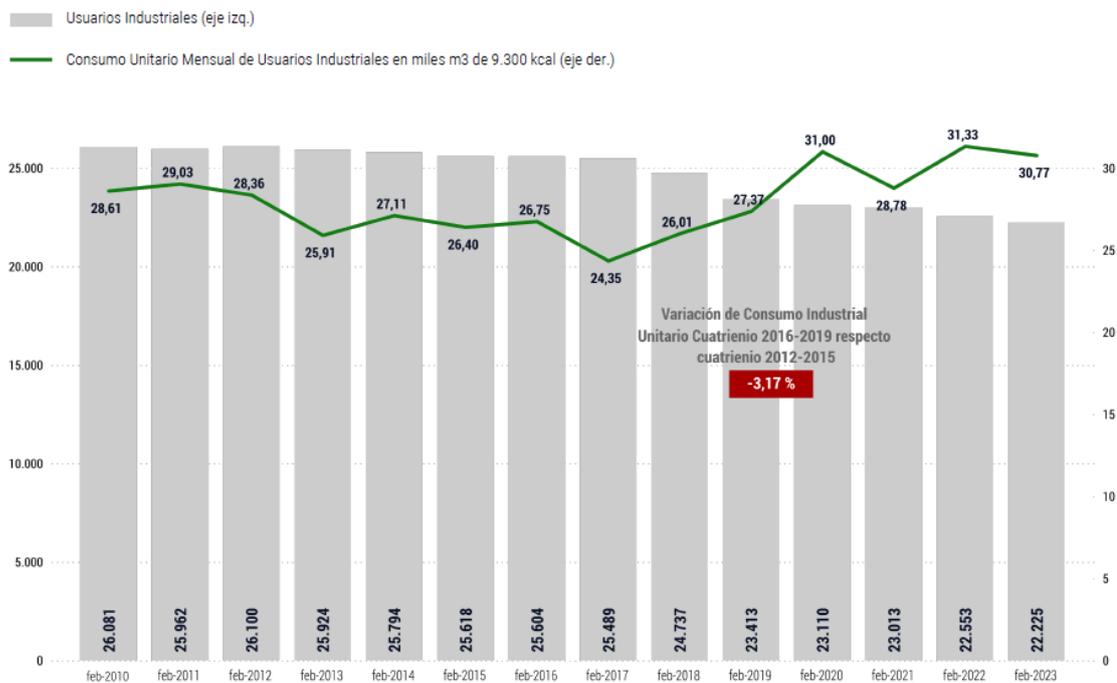


Figura 2.4.3. Usuarios industriales totales (febrero) y consumo promedio unitario mensual de gas natural. Fuente: ENARGAS. Datos Operativos de Gas Natural: Licenciatarias de Distribución.

- **Usuarios de pequeña industria**

En la serie expuesta la cantidad de usuarios industriales pequeños se mantiene prácticamente estable hasta febrero 2017. A partir de ese momento se producen dos períodos consecutivos con fuertes bajas interanuales (febrero 2018 y febrero 2019), que derivaron en una contracción de 2.082 usuarios industriales pequeños (-8,95%). En febrero 2023 se observa una modesta baja interanual (-0,73%). En relación al consumo unitario, entre el cuatrienio 2012-2015 y el 2016-2019 bajó un 4,06%. Por otra parte, en febrero 2023 se registra un fuerte aumento interanual (21,92%), alcanzando el valor más elevado de la serie.

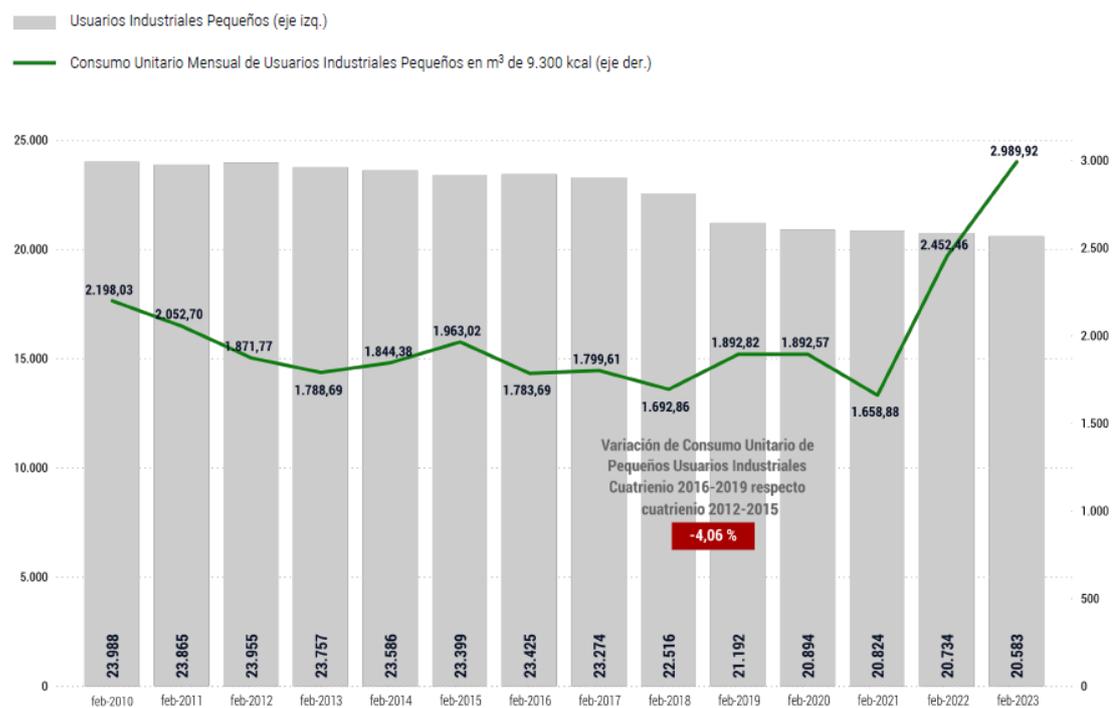


Figura 2.4.3.1. Usuarios industriales pequeños (febrero) y consumo promedio unitario mensual de gas natural. Fuente: ENARGAS. Datos Operativos de Gas Natural: Licenciatarias de Distribución.

- **Grandes usuarios industriales**

La cantidad de grandes usuarios industriales (sin destilerías) presenta un comportamiento interanual irregular, con bajas y subas. En febrero 2023 se registra una baja interanual del 9,73%.

En relación al consumo unitario de grandes usuarios industriales, se puede notar que entre el cuatrienio 2012-2015 y el 2016-2019 cayó un 8,09%. Por otra parte, en febrero 2023 se registra un aumento interanual del 5,51%, alcanzando el valor más elevado de la serie.

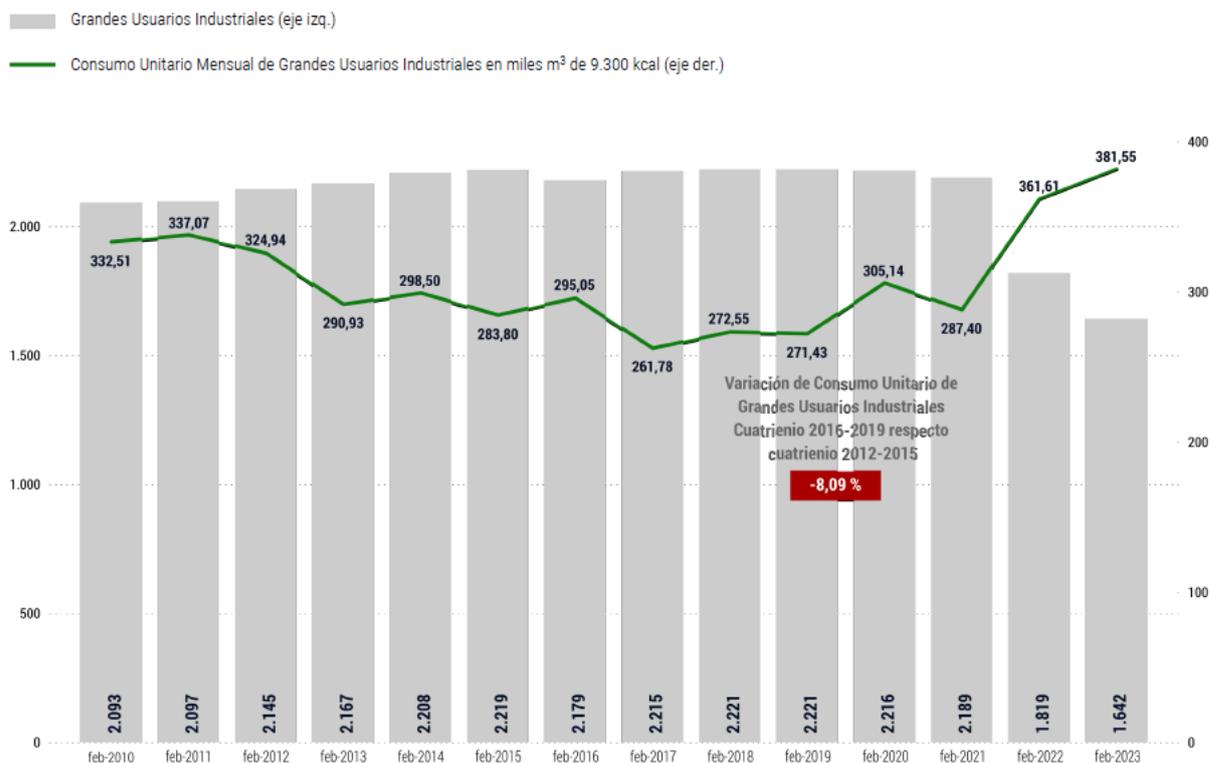


Figura 2.4.3.2. Grandes usuarios industriales (febrero) y consumo unitario promedio de gas natural.  
Fuente: ENARGAS. Datos Operativos de Gas Natural: Licenciatarías de Distribución.

**2.4.4. Usuarios comerciales**

La serie muestra un comportamiento ascendente en la cantidad de usuarios comerciales hasta febrero 2017, alcanzando un total de 322.033. A partir de ese periodo se observan tres períodos con fuertes contracciones interanuales, febrero 2018 (-1,01%), febrero 2019 (-1,86%) y febrero 2020 (-3,24%), registrándose una reducción acumulada de 19.300 usuarios comerciales. En febrero 2023 se registra una modesta baja interanual del 0,12% (equivalente a 367 usuarios).

En relación a la evolución del consumo unitario de usuarios comerciales, en el cuatrienio 2016-2019 este cayó un 4,69% en relación con el 2012-2015. En febrero 2023 el consumo unitario registra una baja interanual del 7,50%.

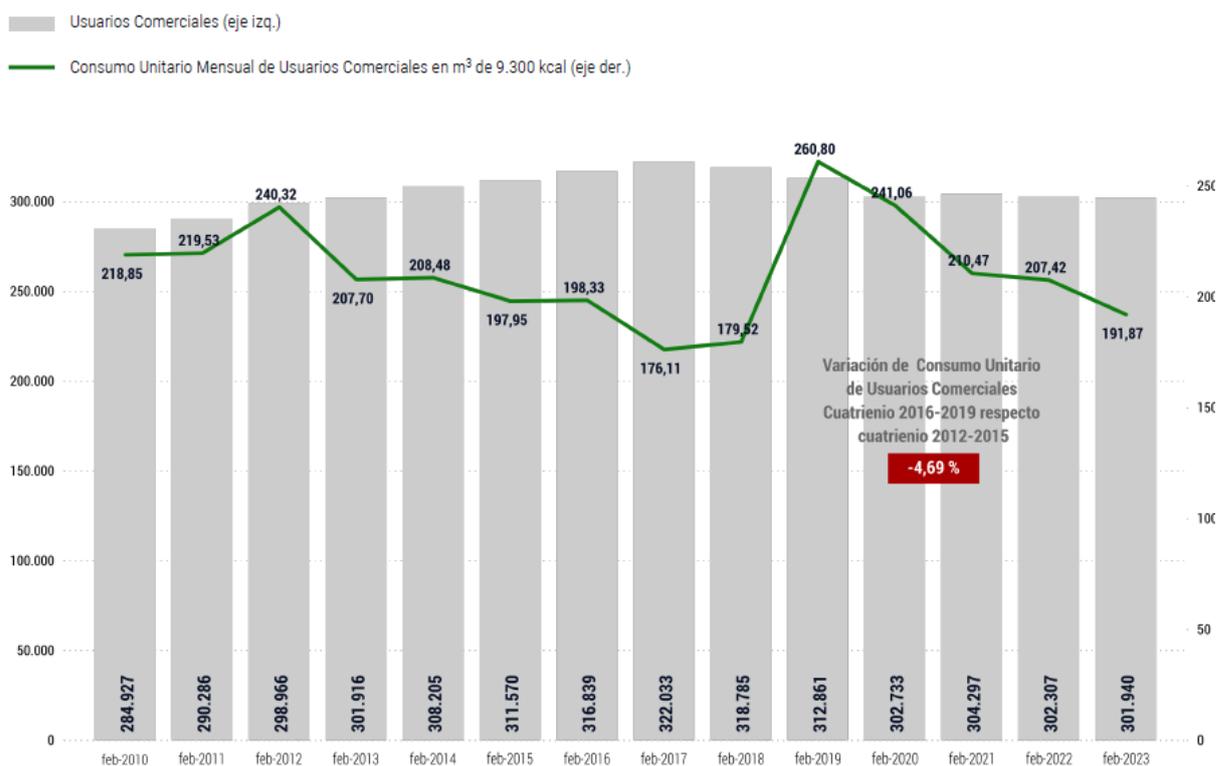


Figura 2.4.4. Usuarios comerciales (febrero) y consumo unitario mensual de gas natural.  
Fuente: ENARGAS. Datos Operativos de Gas Natural: Licenciatarías de Distribución.

## 2.4.5. Elasticidad del gas natural en Argentina

Un estimador de cuánto cambia la cantidad demandada cuando se modifica cualquiera de los factores que la condicionan se denomina elasticidad. Para medir el impacto de una variación en el precio sobre la cantidad demandada, la elasticidad es un indicador del cambio relativo que genera. Los tres principales indicadores en evaluación de un proyecto son la elasticidad precio, la elasticidad ingreso y la elasticidad cruzada.

### - Elasticidad precio de la demanda

La elasticidad precio mide en cuánto cambia proporcionalmente la cantidad demandada ante un cambio porcentual en los precios. Normalmente, el resultado dará un número negativo puesto que, en la mayoría de los casos, un aumento de los precios hará disminuir su cantidad demandada. Al expresar la elasticidad en términos absolutos, pueden observarse tres resultados posibles.

- Demanda elástica: cuando la elasticidad es mayor que 1, es decir, cuando el cambio porcentual en el consumo es mayor que la variación porcentual del precio.
- Demanda inelástica: cuando la elasticidad es menor que 1, es decir, cuando el cambio en el consumo es poco sensible ante cambios en el precio.
- Elasticidad unitaria: cuando el cambio porcentual en la cantidad demandada es igual al cambio porcentual en el precio.

Los estudios existentes sobre la demanda de gas natural informan típicamente que se trata de una **demanda inelástica** en términos de **precio** tanto en el corto como en el largo plazo.

### - **Elasticidad ingreso de la demanda**

La elasticidad ingreso, en tanto, mide en cuánto cambia proporcionalmente la cantidad demandada por cada punto porcentual que se modifique el ingreso de las personas. Igual que en el caso de la elasticidad precio, hay tres resultados posibles.

- Demanda elástica: cuando la elasticidad ingreso es mayor que 1, es decir, cuando el cambio porcentual en el consumo es mayor que la variación porcentual de los ingresos. En este caso, el bien se denomina normal.
- Demanda inelástica: cuando la elasticidad ingreso está entre 0 y 1, es decir, cuando el cambio en el consumo cambia proporcionalmente menos que los ingresos.
- Elasticidad ingreso negativa: cuando el resultado es menor que 0, es decir, cuando la cantidad demandada disminuye al aumentar el ingreso. En este caso, el bien se denomina inferior.

Nuevamente nos encontramos frente a una **demanda inelástica** en términos de **ingresos**, debido a que el cambio en el consumo de gas natural cambia menos en comparación con los ingresos por tratarse de un servicio considerado esencial.

En base a un estudio presentado por el IAPG - Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (*Titulo: "Perspectivas de largo plazo de la industria del gas natural en la Argentina"*), la elasticidad precio de la demanda de gas natural en la Argentina alcanza el -0,12, mientras que la elasticidad ingreso o PBI de la demanda de gas natural es de 0,45. Dicha información fue obtenida teniendo en cuenta los análisis históricos agregados del consumo del gas natural en Argentina.

## **2.5. MERCADO DISTRIBUIDOR**

El estudio de mercado debe también analizar y entender la dinámica de los agentes de intermediación o distribuidores, ya que siempre existen proyectos en los que se plantean estrategias de distribución y se parte de que esto es algo que se dará con facilidad, pero a la hora de la verdad pueden presentarse imprevistos.

Por tratarse de un producto reglamentado, desde su especificación hasta la proporción exactamente medida de entrega inyectada al gasoducto, el sistema de transporte será cubierto por TGN, dada la posible ubicación de los Yacimientos mencionados el Capítulo de Ingeniería del Proyecto como los posibles candidatos. Dicha distribuidora cuenta con un sistema de transporte de gas natural compuesto por dos gasoductos troncales que conforman una red que recorre 17 provincias argentinas. Estos reciben gas de las Cuencas Noroeste, Neuquina y Boliviana y por extensión, se encuentran entre los gasoductos más largos de América del Sur.



Figura 2.5. Sistema Transportadora Gas Norte y Gasoductos vinculados. Fuente TGN.

### 2.5.1. Gas natural transportado por tipo de cargador

El transporte de gas natural en Argentina está a cargo de dos empresas licenciatarias: Transportadora Gas del Norte S.A. (TGN) y Transportadora Gas del Sur S.A. (TGS).

Del total de gas natural inyectado en los gasoductos de transporte en el período marzo 2022-febrero 2023, el 56,13% fue entregado a empresas distribuidoras, mientras que un 33,64% fue entregado a grandes usuarios, mediante By Pass Físico (conexiones directas al sistema de transporte) y By Pass Comercial (compras de gas y/o transporte por cuenta propia, sin intervención de la empresa distribuidora).

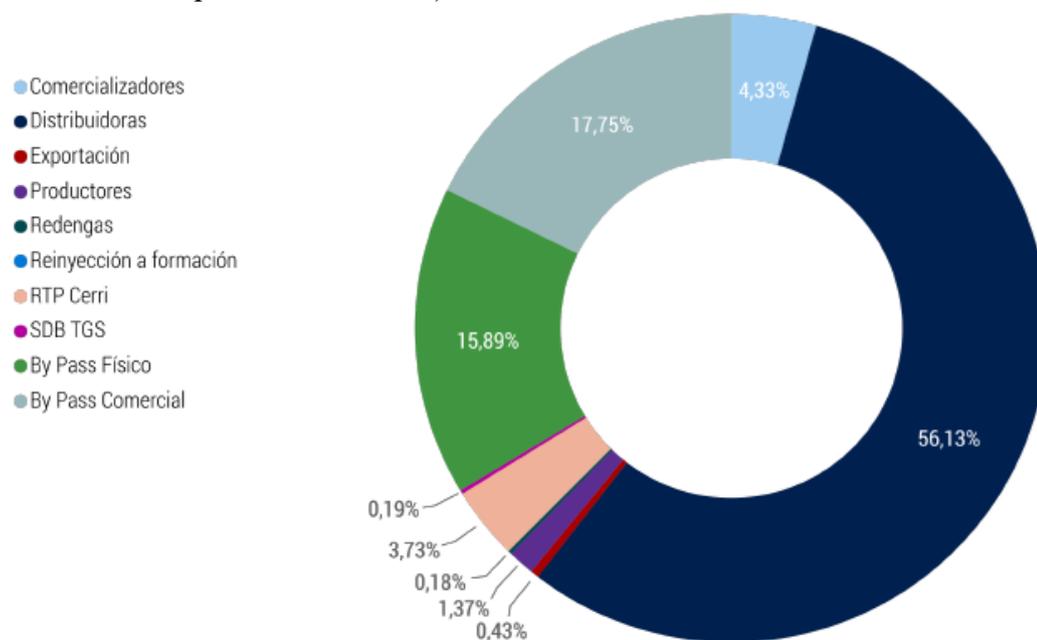


Figura 2.5.1. Distribución del gas natural entregado por Licenciatarias de Transporte, por tipo de cargadores. Acumulado marzo 2022- febrero 2023. Fuente: ENARGAS.

### 2.5.2. Distribución del gas transportado por tipo de cargador oferta de gas natural

Una parte del gas natural producido en Argentina va destinado a las empresas licenciatarias encargadas de la distribución, que brindan servicios a todos los usuarios residenciales y a una parte de los usuarios industriales y comerciales. Sin embargo, las empresas transportistas también entregan una parte del gas de manera directa a grandes usuarios comerciales y a otros consumidores no residenciales.

Durante el período invernal, se entrega mayoritariamente el gas hacia las distribuidoras, mientras que, en temporada estival, en general, toman mayor dimensión los cargadores alternativos.

La irrupción de la pandemia (COVID-19) afectó sensiblemente la demanda de las distribuidoras en todos los segmentos de servicio completo (no unbundling), por lo que no se observó el comportamiento habitual de crecimiento para los meses de marzo/abril por las variables que normalmente afectan a esta época del año, esencialmente el factor temperatura. Ya en marzo/abril 2021, se vuelve a observar el comportamiento habitual.

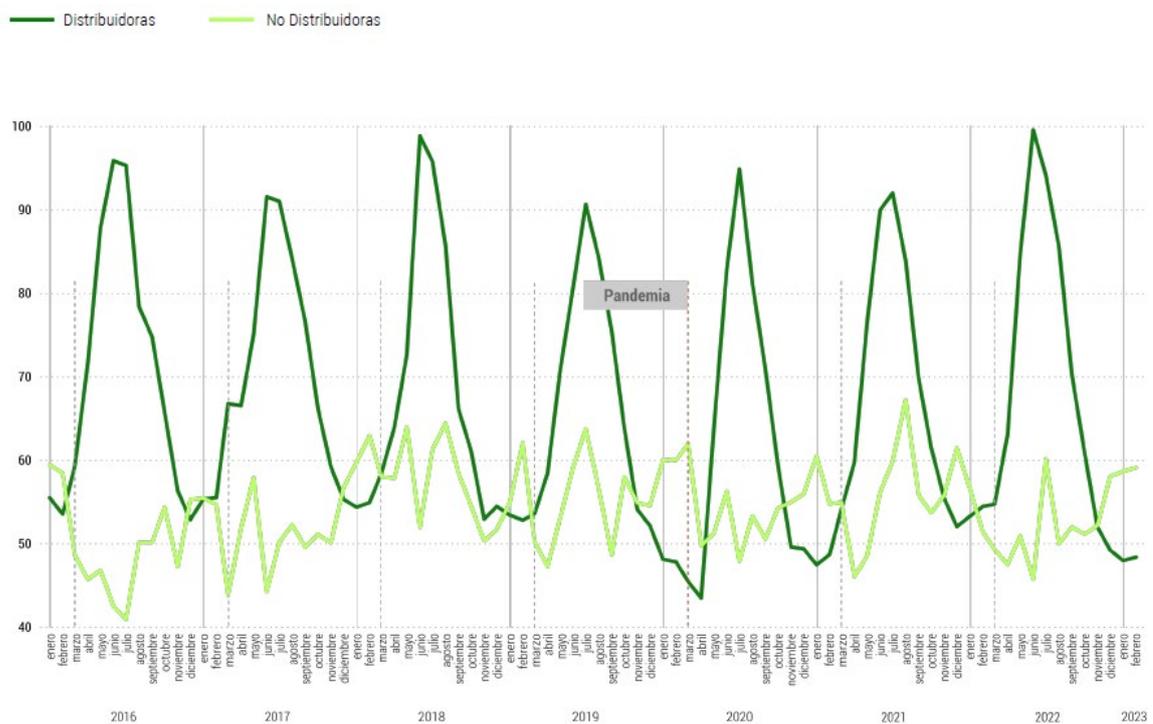


Figura 2.5.2. Gas entregado por transportistas a cargadores Distribuidoras vs. No Distribuidoras en Mm3/día de 9.300 kcal. 2016-2023. Fuente: ENARGAS.

## 2.6. CONCLUSIÓN ESTUDIO DE MERCADO

El consumo de gas natural en Argentina para febrero 2023 fue de 98,25 millones de m<sup>3</sup>/día, lo que significó una suba del 1,06% en relación al mismo período del año anterior, equivalente a un aumento en el consumo diario de 1,04 millones de m<sup>3</sup>. Según un estudio llevado a cabo en el año 2015 por la Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, se concluye que en los próximos 20 años -es decir hasta el año 2035- el consumo promedio de gas alcanzará los 234 MMm<sup>3</sup>/d. Condición para que ello sea posible, es que se adecuen simultáneamente los Sistemas de Transporte y Distribución y las instalaciones internas de clientes. En la actualidad las obras en lo que respecta al sistema de distribución marchan dentro de los planes establecidos, destacando la Reversión del Gasoducto Norte proyectada para sustituir el gas importado desde Bolivia con gas proveniente de la formación Vaca Muerta en Neuquén y así abastecer a hogares e industrias de Córdoba, Salta, Jujuy, Santiago del Estero, Catamarca, La Rioja y Tucumán con gas nacional. Por lo antedicho, es posible concluir que el proyecto objeto del presente trabajo se encuentra posicionado favorablemente en lo que respecta a los campos de consumo, competencia y distribución.

Respecto a la provisión de servicios que involucren tanto la renta temporaria de equipos como la mano de obra constructiva, el abanico de ofertas actuales no se encuentra fuertemente diversificado. Es importante tener en consideración aquí, que el escenario hipotético que se plantea en el presente trabajo, coteja una situación de contingencia cuando los planes obras correctamente planificados y gestionados han sufrido demoras o retrasos significativos que pueden impactar en el compromiso de entrega de gas comprometido por la Operadora en cuestión. La selección del proveedor se decanta hacia la empresa **ProdEng** por presentar mayor infraestructura tanto en recursos materiales, humanos y organizacional.

## CAPITULO III • INGENIERÍA DEL PROYECTO

### 3.1. INTRODUCCIÓN

Si bien el objetivo del desarrollo de ingeniería está focalizado en materializar o construir el bien objetivo, se distinguen distintas fases de ingeniería con el objetivo de aproximarse progresivamente a la definición del alcance del proyecto y su correspondiente estimación de inversión.

En el desarrollo de las distintas fases de la ingeniería se requiere la generación de un conjunto de documentos o entregables que permiten lograr la definición requerida por la fase y su alcance, establecer la estrategia de la/las fases siguientes, establecer los plazos del proyecto, desarrollar el cronograma y estimar el costo del proyecto (según la clase correspondiente) que permitirá analizar la factibilidad económica y/o rentabilidad del proyecto y someter el mismo a aprobación.

En el presente capítulo se presentan los requerimientos de documentación a generarse en cada fase de Ingeniería del proyecto. El completamiento de cada una de estas etapas es un hito en el desarrollo del proyecto, en el que se toman decisiones de alto nivel que inciden y condicionan la etapa siguiente.

### 3.2. INGENIERÍA CONCEPTUAL

La Ingeniería Conceptual es la fase en la cual se realiza, a partir del desarrollo de varias alternativas (casos), la selección de la opción más conveniente para los escenarios establecidos.

La Ingeniería Conceptual tiene por objetivo fundamental identificar la viabilidad técnica y económica de la/las alternativas visualizadas y establecer las pautas para el desarrollo de las etapas posteriores de Ingeniería Básica o Básica Extendida y de Detalle.

Durante esta etapa se fijan los objetivos deseados por el cliente, se estudian qué tipo de tecnologías aplican, se define el marco de normas técnicas que regularán los diseños, los diferentes sistemas que serán parte del proyecto, los requerimientos de espacio y se establecen las especificaciones técnicas conceptuales y la filosofía que es preciso seguir para definir las especificaciones detalladas posteriores.

Se recomienda la realización de los siguientes estudios durante el desarrollo de la fase de Ingeniería Conceptual:

- What IF o HAZID o análisis preliminar de Peligros
- Evaluación Ambiental Preliminar (EAP)
- Estudio de Análisis de Consecuencias Preliminar (EACp)

A los fines prácticos del presente trabajo se pasa detalle a continuación de las fases de Ingeniería Básica-Extendida e Ingeniería de Detalle.

### 3.3. INGENIERÍA BÁSICA

La Ingeniería Básica tiene por objetivo completar el alcance de la alternativa seleccionada durante la fase de Ingeniería Conceptual y desarrollar un plan de ejecución del proyecto que permita en cierta medida comprometer fondos o iniciar la gestión para obtener el financiamiento requerido.

Durante esta fase se fija el alcance del proyecto de manera concreta, se establecen las capacidades y las características de los productos y servicios que genera el proyecto, se definen los aspectos relacionados con el medioambiente y la seguridad, las filosofías operativas y la selección de materiales documentando los resultados obtenidos de forma completa y adecuada. Se establecen además las especificaciones detalladas que van a seguirse en las fases siguientes.

Durante el desarrollo de la fase de Ingeniería Básica corresponde la ejecución de los siguientes estudios:

- EAC (Estudio Alcance de Consecuencias)
- EIA (Estudio de Impacto Ambiental)

El estudio HAZOP se presentará en la siguiente etapa. En tanto los EAC y EIA se encontrarán fuera del objeto de alcance del presente trabajo.

#### 3.3.1. Bases de diseño

Las condiciones de operación normal serán definidas por el proveedor de acuerdo con el balance de masa y energía de la unidad. Se deberá garantizar que las instalaciones funcionen adecuadamente para el rango de condiciones de operación indicados en la presente sección y que el gas de salida de la unidad cumpla con las especificaciones estipuladas para el diseño.

##### - *Datos de entrada*

En la siguiente tabla se resumen las condiciones de proceso principales, cuando se indica un rango se considerarán las condiciones más restrictivas para cada sistema.

Escenarios mínimos a analizar:

- Invierno a 60 kg/cm<sup>2</sup> g en Separador Entrada (sin compresor principal).
- Invierno a 35 kg/cm<sup>2</sup> g en Separador Entrada.
- Verano a 60 kg/cm<sup>2</sup> g en Separador Entrada (sin compresor principal).
- Verano a 35 kg/cm<sup>2</sup> g en Separador Entrada.

Caudal de Gas Máximo	600.000 SCMD
Caudal de Condensado Máximo (1)	270 m <sup>3</sup> /d
Caudal de Agua Máximo	300 m <sup>3</sup> /d
Caudal de Gas Mínimo (2)	100.000 SCMD
Presión de Llegada a TEPF	35 – 60 kg/cm <sup>2</sup> g
Temperatura Llegada a TEPF	20 – 40 °C
Presión de Operación Torre TEG	50 – 60 kg/cm <sup>2</sup> g

Tabla 3.3.1.1. Escenarios mínimos a analizar

- **Caracterización de la alimentación**

El Fluido de Producción a tratar tendrá la siguiente composición (en base seca):

Componente	% molar
CO <sub>2</sub>	0,25
N <sub>2</sub>	0,46
CH <sub>4</sub>	73,35
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	11,18
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	5,12
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,17
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,89
i-C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>	0,75
n-C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>	0,64
C <sub>6</sub> *	0,94
C <sub>7</sub> *	0,93
C <sub>8</sub> *	0,93
C <sub>9</sub> *	0,54
C <sub>10</sub> *	0,38
C <sub>11</sub> *	0,28
C <sub>12</sub> *	0,22
C <sub>13</sub> *	0,17
C <sub>14+</sub> *	0,82

Tabla 3.3.1.2. Caracterización de alimentación

Con las siguientes propiedades en los hipotéticos:

Hypo	PM	Rho Liq [kg/m <sup>3</sup> ]
C <sub>6</sub> *	84	679
C <sub>7</sub> *	96	716
C <sub>8</sub> *	107	738
C <sub>9</sub> *	121	757
C <sub>10</sub> *	134	771
C <sub>11</sub> *	147	782
C <sub>12</sub> *	161	793
C <sub>13</sub> *	175	804
C <sub>14+</sub> *	250	831

Tabla 3.3.1.3. Propiedades

Se prevé presencia de H<sub>2</sub>S, con un valor máximo en el ingreso de 4,5 mg/Sm<sup>3</sup>, con lo cual, se considerarán puntos de inyección de secuestrante en la salida de gas del Separador de Entrada y toma de muestra para el monitoreo del contenido de H<sub>2</sub>S en el gas en la salida de planta. Asimismo, se esperan sólidos, arenas, (densidad 2650 kg/m<sup>3</sup>) con la siguiente distribución de tamaño de partícula:

Tamaño de partícula [µm]	Concentración de sólidos [% wt.]
420 (mesh 40)	22
250 (mesh 60)	30,5
177 (mesh 80)	21
149 (mesh 100)	8,5
125 (mesh 120)	3,5
105 (mesh 140)	5,0
74 (mesh 200)	5,0
<74 (<mesh 200)	4,5

Tabla 3.3.1.4. Distribución tamaño partícula

- **Características del agua**

Se considerará un contenido de sales totales (TDS) de 160.000 ppm y un contenido de cloruros de 120.000 ppm

- **Especificación del gas de salida**

Propiedad	Especificación Requerida
Contenido de Agua	< 65 mg/Sm <sup>3</sup>
Presión de entrega	8 – 20 kg/cm <sup>2</sup> g

- **Especificación del condensado a almacenamiento**

Propiedad	Especificación Requerida
Temperatura hacia almacenaje (máx.)	60°C
Temperatura en tanque (máx.)	38 °C
TVP @ 37,8°C (máx.)	14 psi
Contenido de agua (máx.)	< 5%

- **Condiciones de sitio**

Ítem	Información	Valor
1	Altitud media del terreno	650 msnm
2	Temperatura Ambiente de Diseño	
	Máxima	43°C
	Mínima	-15°C
	Para Aeroenfriadores	43 °C
	Media de Verano	30 °C
	Media de Invierno	15 °C
3	Dirección del Viento	Noreste
4	Humedad	
	Humedad Relativa Ambiente Máxima	90%
	Humedad Relativa Ambiente Media	32% (verano)
	Humedad Relativa Ambiente Mínima	15%
5	Lluvia	
	Precipitación Media Horaria	40 mm/h
	Tiempo de Concentración Máximo	15 min
	Intensidad de Lluvia	65 mm/h
6	Viento	
	Norma de Diseño	CIRSOC 102
7	Sismo	
	Código de Diseño	CIRSOC 103
8	Nieve	
	Código de Diseño	CIRSOC 104
9	Nieve (altura máxima)	0,5 m
10	Radiación Solar	Para 40° de latitud sur Según GRAL-100-ST-Y-001 Rev. A (Guía Técnica – Sistema de Alivios)
11	Conductividad del Suelo	Húmedo: 1,0 W/m.K Seco: 0,5 W/m.K
12	Temperatura del Suelo	Verano: 16°C Invierno: 10°C

Tabla 3.3.1.5. Condiciones in situ



- Generación.
- Sistema de Drenajes.
- Inyección de Químicos (Scavenger H<sub>2</sub>S, Inhibidor de Hidratos).

### 3.3.2. Criterios de diseño

#### - *Presión de diseño*

La presión de diseño será la mayor de las indicadas a continuación.

Si la presión de operación < 20 kg/cm<sup>2</sup>, corresponderá el mayor de los siguientes:

- 3,5 kg/cm<sup>2</sup>.
- presión operación + 2 kg/cm<sup>2</sup>.

Si la presión de operación > 20 kg/cm<sup>2</sup>, corresponderá la presión de operación x 1,1

#### - *Temperatura de diseño*

La temperatura de diseño queda definida por el valor de la máxima temperatura de operación + 15°C, con un mínimo de 65°C.

La temperatura mínima de Diseño MDMT deberá ser la menor de las siguientes:

- Mínima temperatura operativa menos (-) 5°C.
- Temperatura mínima ambiente de diseño.
- Mínima temperatura de blowdown menos (-) 5°C.

Se deberá prestar especial atención en aquellos sistemas sujetos a repentinas caídas de temperatura asociadas a despresurizaciones. En estos casos, deben ser especificadas tanto presión como temperatura.

#### - *Layout*

Se deberán respetar las distancias mínimas de seguridad recomendadas y plantear la ubicación considerando posibles fuentes de alivio, presencia de equipos calientes (motores, calentadores, Regenerador) y dirección de vientos predominantes.

El layout contemplará espacio suficiente para el acceso, el montaje, la operación y el mantenimiento de los equipos. Todos los elementos deberán ser operables, accesibles y visibles al operador.

#### - *Generales*

##### Recipientes

Todos los recipientes a presión de acuerdo a Código ASME VIII Div 1 ó 2. El sobre espesor por corrosión mínimo recomendando es de 3,2 milímetros.

##### Tracing y aislación

Deberán contar con tracing eléctrico y aislación los siguientes elementos, considerando una temperatura de mantenimiento de 20 °C como mínimo:

- Líneas de proceso y drenaje con presencia de Hidrocarburo líquido y agua.
- Líneas de Gas de Compresores entre Scrubber de succión y etapa de compresión.
- Todas las líneas aéreas que puedan tener flujo nulo.

- Líneas de Gas Combustible.
- Válvulas de control con grandes saltos de presión.
- Instrumentación de nivel en stand pipes: Transmisores y visores.

### Dimensionamiento de líneas de proceso

Service	$\Delta P/L$ [bar/km]		Maximum Velocity [m/s] (Note 1)			
	Normal	Maximum	$\Phi \leq 2''$	$3'' \leq \Phi \leq 6''$	$8'' \leq \Phi \leq 18''$	$\Phi \geq 20''$
<b>Pumps</b>						
Suction with liquid at bubble point or with dissolved gas	0.6	0.9	0.6 - 1	1 - 2	2 - 3	2 - 3
Suction with non boiling liquid	2.3	3.5	0.9 - 1.6	2 - 3	3 - 6	5 - 6
Discharge ( $P \leq 50$ barg)	3.5	4.5	1.5 - 2	2.5 - 3.5	4.5 - 5.5	6
Discharge ( $P > 50$ barg)	7	9	2 - 3	3.5 - 5	4.5 - 6	6
<b>Unit lines</b>						
Liquid at bubble point or with dissolved gas	0.6	1	0.6 - 1	1 - 2	2 - 3	2 - 3
Non boiling liquid	2.3	3.5	0.9 - 1.6	2 - 3	3 - 6	5 - 6
<b>Water (carbon steel) lines</b>						
Unit lines						
Long lines	0.6	1.5	1	1.6	3	3.5
Short lines	2.3	3.5	1.5	2.5	3 - 4	4.5 - 5
Seawater lines						
Steam condensate return			1 - 1.5			
Gravity flow	0.25	0.45	0.3 - 0.4	0.45 - 0.6	0.7 - 0.9	1.2 - 1.3

Tabla 3.3.2.1. Dimensionamiento líneas fase líquida

VAPOR LINES		MAXIMUM $\rho \cdot v^2$	$\Delta P/L$ (bar/km)	
		(kg/m <sup>2</sup> )	Normal	Maximum
Continuous Operation	$P \leq 20$ barg	6000	$\Delta P$ must be considered and be compatible with the corresponding service. NOTE 2	
	$20 < P \leq 50$ barg	7500		
	$50 < P \leq 80$ barg	10000 NOTE 1		
	$80 < P \leq 120$ barg	15000		
Compressor	Suction	To be compatible with above values	0.2	0.7
	Discharge		0.45	1.15
Discontinuous Operation	$P \leq 50$ barg	10000	$\Delta P$ must be considered and be compatible with the corresponding service.	
	$50 < P \leq 80$ barg	15000		
	$P > 80$ barg	25000		

NOTE 1: This figure can be increased up to 15000 kg/m<sup>2</sup> for revamp conditions.

NOTE 2: As a guideline, the following table could be used for design and cross checking.

VAPOR LINES		MAXIMUM $\rho \cdot v^2$	$\Delta P/L$ (bar/km)	
		(kg/m <sup>2</sup> )	Minimum	Maximum
Continuous Operation	$P \leq 8$ barg	To be compatible with above values	0.11	0.45
	$8 < P \leq 36$ barg		0.46	1.13
	$36 < P \leq 143$ barg		1.15	2.8
	$P > 143$ barg		P/50 with P in bar abs.	

Tabla 3.3.2.2. Dimensionamiento líneas fase vapor

### Bloqueos manuales de equipos

Se deberán prever válvulas de bloqueo aguas arriba y abajo de los equipos principales para que los mismos puedan ser aislados por mantenimiento.

Flanges	No Requiere	Figura 8	Espaciador / Paleta
#150	$D < 8''$	$8'' \leq D < 14''$	$14'' \leq D$
#300	$D < 6''$	$6'' \leq D < 10''$	$10'' \leq D$
#600	$D < 4''$	$4'' \leq D < 8''$	$8'' \leq D$
#900	$D < 2''$	$2'' \leq D < 6''$	$6'' \leq D$

Tabla 3.3.2.3. Criterios de uso de Figuras 8 y espaciadores.

### Aire de instrumentos

El sistema estará compuesto como mínimo de los siguientes elementos:

- Dos Compresores de igual capacidad (1+1).
- Filtro de Partículas y Coalescedor de aceite.
- Secador de Aire
- Filtro de Partículas aguas abajo del secador.
- Pulmón de Aire con autonomía mínima de 30 minutos entre PAL y PALL.
- Dos válvulas Reguladoras de igual capacidad en paralelo. La de reserva, se calibrará a un menor valor que la principal.

### Filosofía de reserva

#### Bombas

- Para operación continua (Bombas Glicol y Bombas KOD) deben ser provistas con su equipo back up (1+1).
- Equipos de servicios auxiliares intermitentes o no críticos pueden ser especificados sin spare.

#### Filtros

- Es recomendable que el sistema de regeneración de glicol cuenta con back up de filtros de carbón y partículas.

#### Generación

- Por la criticidad del servicio deberá contar con equipo de reserva (1+1).

#### Aire de Instrumentos

- Compresor. Deberá contar con su equipo de reserva (1+1).
- Secador. No se requiere equipo de Reserva.
- Válvulas Reguladoras de Aire de Instrumentos. Deberá contar con válvula de back up en paralelo y con un set inferior que permita su actuación en caso de falla de la titular.

#### - ***Sistema de venteos***

Todos los alivios – de seguridad o controlados - deberán ser canalizados a un sistema de venteos que pueda manejar tanto alivio de gases como líquidos por separado o en simultáneo. Los alivios de muy baja presión (Desgasificado Tanque, Vapor de agua Regenerador) deberán ser canalizados a zona segura considerando los vientos predominantes.

Todas las válvulas de seguridad PSV deberán contar con bloqueos paso total aguas arriba y abajo. Cada PSV deberá contar con purgas entre bloqueos y PSV. El equipo protegido también deberá contar con la posibilidad de despresurización manual a través de una línea paralela a las de las PSV que cuente con bloqueo manual y válvula globo. Se deberán evitar bolsillos donde pueda ocurrir la acumulación de líquidos. Se prefiere que cada equipo tenga una PSV titular y otra de reserva.

La presión de Set de las válvulas de Seguridad deberá ser determinada de acuerdo a API 520 (Parte I).

### Blowdown

Se requerirá la despresurización de las siguientes zonas:

- Separador Entrada
- Compresor
- Deshidratación

### Materiales

Acero al carbono para temperaturas superiores a  $-29\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $-20\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).

### Dimensionamiento de líneas de sistema de venteos

Aguas arriba de elemento de alivio

- Diam = 2":  $\rho v^2 < 25000\text{ kg/ms}^2$  ( $16800\text{ lb/fts}^2$ )
- Diam  $> 2''$  and Pset  $\leq 50\text{ barg}$  ( $725\text{ psig}$ ):  $\rho v^2 < 30000\text{ kg/ms}^2$  ( $20159\text{ lb/fts}^2$ )
- Diam  $> 2''$  and Pset  $> 50\text{ barg}$  ( $725\text{ psig}$ ):  $\rho v^2 < 50000\text{ kg/ms}^2$  ( $33600\text{ lb/fts}^2$ )

Aguas abajo del elemento de alivio

- $\rho v^2 < 150000\text{ kg/ms}^2$  ( $100800\text{ lb/fts}^2$ )
- $Ma < 0.7$

Colector y Subcolector

- $\rho v^2 < 150000\text{ kg/ms}^2$  ( $100800\text{ lb/fts}^2$ )
- $Ma < 0.8$

### Knock Out Drum

- Tamaño de gota hacia antorcha  $< 300\text{ }\mu\text{m}$ . Esto se debe alcanzar sin internos que puedan obstruir el paso de gas (Cajas de Chicanas, Eliminadores de niebla).
- Autonomía de 30 minutos en escenario Full Flow.

### Antorcha

- Escenario de Diseño: Full Flow.
- Encendido desde panel de Ignición, Frente de Llama y/o HEI (High Energy Ignitor).
- Se deberá realizar estudio de radiación y ruido para la ubicación de la misma, considerando viento hacia la planta.
- Se deberá delimitar e indicar con cartelería todas la zona de radiación superior a  $9,46\text{ kW/m}^2$  con un mínimo de 10 m de la base de la antorcha.

Zona estéril	Vallada y libre de vegetación o material que pueda prender	$> 9,46\text{ kW/m}^2$
Ubicación KOD	Ubicación KOD	$< 6,31\text{ kW/m}^2$
Area restringida	Personal permanente con EPP y equipos generales de Procesos	$< 4,73\text{ kW/m}^2$
Area No restringida	Oficinas, almacenes, personas sin EPP, almacenamiento a presión y atmosférico	$< 1,58\text{ kW/m}^2$

Tabla 3.3.2.4. Criterios de radiación según zona.

### - **Instrumentación y control**

Los lazos de control y las lógicas de seguridad deben ser independientes. Esto se puede lograr de 2 formas:

- Lazos de control neumáticos y PLC asociado a lógicas de seguridad (Shutdown).
- Un PLC de Control y otro PLC de Seguridad (Shutdown).

Todos los recipientes que controlen nivel deberán contar – como mínimo - con la siguiente instrumentación:

- Visor de nivel para visualizar cada fase.
- Control de nivel de cada interfase.
- Transmisores o switches para Muy Alto, Alto, Bajo y Muy Bajo Nivel.
- Transmisores de presión.

Dada la alta probabilidad de presencia de gases pesados se requerirá la instalación de Detectores de Mezcla Explosiva.

Toda la instalación eléctrica y de instrumentación deberá ser apta a su ubicación de acuerdo al estudio de clasificación de área a realizar.

Las canalizaciones de instrumentos serán independientes de las eléctricas (comando y alimentación).

Las canalizaciones neumáticas serán realizadas con tubing de acero inoxidable AISI 316 de ½” como mínimo. El soportado del tubing de acero inoxidable debe ser de acero inoxidable (perfiles y tornillería) a fin de prevenir contaminación del material. Se deberán evitar bolsillos o tramos donde pueda ocurrir condensación.

Toda la instrumentación neumática se montará con sus respectivas válvulas autorreguladoras.

Todos los instrumentos y tableros serán a prueba de intemperie o estancos según norma IP65 como mínimo. Todos los instrumentos deberán contar con válvulas de bloqueo en su conexión al proceso.

Toda la instrumentación deberá contar con su chapa identificatoria indicando el tag correspondiente.

- ***SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)***

Las instalaciones de procesos deberán contar con un SCADA de acuerdo a las especificaciones de la Operadora. Se recomienda que esté basado en Wonderware para una correcta vinculación hacia el resto de la compañía.

- ***Comunicaciones***

Las comunicaciones internas de la planta serán realizadas por fibra óptica multimodo o monomodo, dependiendo de las condiciones de la instalación.

- ***Cables***

Todos los cables de baja, y media tensión tendrán conductores de cobre.

Se considera la utilización de cables aptos zonas ATEX, IEC 60502-1, con armadura de alambre de acero cincado, con cobertura superior al 90%, aislación XLPE, cubierta externa no propagante de llama (IEC 60332- 1), no propagante de incendio (IEC 60332-3), resistente a la propagación vertical, libre de halógenos (IEC 60754), sin emisión de gases corrosivos (IEC 60754-2), resistente a los hidrocarburos.

- ***Instalaciones eléctricas y de potencia***

Los motores y las instalaciones eléctricas serán aptos para área clasificada Zona 2 Gr. IIA T3 de acuerdo a la norma IEC 60079 y los materiales eléctricos deberán contar con certificación Exd. Los cerramientos para motores y cajas de conexión deberán ser como mínimo IP55.

Las canalizaciones eléctricas serán realizadas mediante bandejas, o caños conduit discontinuo, sin accesorios. Todos los cables y terminales estarán numerados e identificados.

- ***Iluminación***

Los niveles de iluminación localizada serán acordes a lo especificado por la norma API-RP-540, Sección 7. El método de medición será según la Guía Práctica N°1 de la S.R.T. “La iluminación en el ambiente laboral”.

Las lámparas deberán ser de tipo LED. Todos los materiales e instalación deberán ser aptos para la clasificación de área del estudio realizado.

- ***Puesta a tierra***

Los sistemas de puesta a tierra tienen por finalidad proteger la vida de las personas, evitar daños en los equipos e instalaciones por sobretensiones y mejorar la efectividad de las protecciones eléctricas, al proporcionar una adecuada conducción de la corriente de falla a tierra. Además de drenar la corriente ante la caída de rayos.

El sistema debe ser integral, es decir, se debe tener el mismo potencial de referencia en toda la planta. Se debe cumplir en todos los casos con lo establecido en la Resolución 900/15 de la SRT. Todas las partes metálicas deberán ser equipotenciales, es decir, deberán estar conectadas a un punto de toma de tierra vinculado directamente a la malla de tierra.

### **3.3.3. Consideraciones particulares de los equipos**

- ***Internos válvulas de control de nivel***

Dada la presencia de arena y otros sólidos, los internos de las válvulas de control de nivel de los separadores (Entrada/Separador de Media) deben ser endurecidos con Carburo de Tungsteno para asegurar su vida útil. También deberá considerarse internos endurecidos en caso de altos saltos de presión como en las válvulas de control de nivel de la torre.

- ***Alivios controlados***

Ante el escenario de paro de compresores, tanto el Separador de Entrada como el Separador de Media deberán contar con alivios controlados (PCV) hacia Sistema de Venteos.

- ***Sistema de gas combustible***

Se deberá proveer de un skid que regule presión, filtre y retire los líquidos del gas deshidratado. Se requerirá de un calentador con un margen de al menos 15°C del punto de rocío.

Se evaluará la aptitud de este gas combustible para quemadores como para generación.

- ***Tanques de almacenamiento***

Los tanques de agua y condensado deberán tener capacidad suficiente para 24 horas de almacenamiento en caso de contingencias.

Además, los mismos deberán contar, al menos, con los siguientes elementos:

- Una válvula de Presión y Vacío y una tapa de emergencia por presión y por vacío. Que verifiquen para los escenarios de alivio que puedan ocurrir.
- Nivel de Control y Seguridad: 2 transmisores de nivel ó 1 transmisor y switches por muy alto y muy bajo nivel.
- Se deberá contar con una barrera física que contenga el volumen de líquido almacenado en tanque en caso de rotura/derrame en cumplimiento de la Ley 13660, (decreto N° 10877/60). La impermeabilización se llevará a cabo por medio de membrana PEAD con espesor mayor o igual a 3 mm.
- Cada sistema de almacenamiento deberá contar con una conexión con acople rápido para vaciado en caso de mantenimiento.

- ***Cargaderos de camiones***

Los cargaderos de camiones deberán contar con Puesta a Tierra y las bombas de carga deberán tener un permisivo que sólo permita el arranque con el sistema de puesta a tierra conectado. También deberán parar en caso de muy bajo nivel de tanque. El sistema deberá dimensionarse para un tiempo de carga máximo de 40 minutos.

Cada cargadero deberá contar con medición de caudal de carga del tipo másico y se deberá controlar densidad y temperatura para evaluar el contenido de agua. Es deseable que el sistema de carga genere un paro de la bomba al alcanzar determinado volumen enviado que será posteriormente determinado (30 m3).

Los cargaderos deberán contar con plataforma de acceso a las bocas de carga y sistema retráctil anti caídas. Se deberá contar con una botonera de paro de bomba de fácil acceso al operador.

- ***Unidad VRU***

Se deberá evaluar la tecnología adecuada (Paletas o Tornillo) considerando el punto de rocío de los vapores (vs temperatura de aceite maquinaria) y la relación de compresión requerida. La succión de la unidad deberá contar con un tanque acumulador para contener los condensados de la línea.

Se deberá tener especial cuidado en los diámetros y pendientes de la línea de succión para evitar puntos bajos de acumulación y minimizar las pérdidas de carga.

En caso de paro de la máquina, el equipo deberá contar con un sistema que evite el retroceso de gas y un adecuado sistema de alivio que evite la presurización del tanque.

- ***Skid Regeneración de Glicol***

Separador Flash TEG

- El separador deberá ser trifásico.
- Las válvulas de seguridad del equipo deberán verificar el caso gas blow by desde Torre Contactora.
- Los alivios controlados deberán ser canalizados a Sistema de Venteos. Se puede evaluar la posibilidad de mezclar este gas como combustible para ser enviado a quemador.

Sistema de filtrado

Se deberá contar con al menos un sistema de filtrado de partículas ubicado aguas arriba del filtro de carbón. Es deseable que haya otro filtro de partículas aguas abajo del filtro de carbón.

### Equipos de fuego: Regenerador de TEG y Calentadores

- El quemador deberá ser regulable de tiro natural y deberá ser apropiado para quemar el gas deshidratado en forma continua.
- El quemador deberá estar equipado con un cuadro de combustión con separador de gas combustible y válvulas reguladoras de presión.
- Las señales del sistema de combustión deberán ser procesadas por un programador de llama ubicado en un tablero de seguridad y encendido, suministrado por el proveedor.
- El paro del equipo por muy alta temperatura y temperatura de piel de tubo será realizado mediante un sistema independiente (BMS).
- Se deberá proveer un programador de llama para la seguridad y encendido del quemador.
- En la secuencia de arranque se deberá considerar un tiempo de barrido a verificar.
- Deberá estar equipado con detector de llama piloto, preferentemente tipo UV. En caso de falta de llama se deberá bloquear el ingreso de gas combustible.
- En la alimentación de gas combustible al quemador se deberá instalar una válvula autorreguladora, una válvula de shutdown (válvula de paro accionada por el programador de llama ubicado en el panel del quemador) y una válvula de control aguas abajo de la misma accionada por la señal de control de temperatura.
- El switch de alta y de baja presión generarán señal de paro del Sistema de Combustión.
- El Sistema de Combustión contará con una válvula de seguridad, la cual será diseñada por full flow.
- Se deberán instalar un manómetro y switch de alta y uno de baja presión sobre la línea de alimentación de gas combustible al quemador, ubicados entre la válvula autorreguladora y la válvula de control. Aguas abajo de la válvula de control se deberá colocar un manómetro.

### Regenerador de TEG

- La temperatura de TEG será controlada mediante un sistema compuesto por controlador de temperatura que actuará sobre una válvula de control ubicada en el ingreso de gas combustible al quemador del equipo.
- El equipo deberá tener una señal de corte de suministro de Gas Combustible (Cierre de la válvula de paro ubicada en la línea de ingreso de Gas Combustible al Skid de Regeneración) en caso de muy alta temperatura de TEG.
- El proveedor deberá evaluar la necesidad de inyectar gas de stripping.
- En caso de ser necesaria la inyección de gas de stripping, el punto de toma del mismo será en la alimentación de gas combustible al Regenerador.
- La línea de gas de stripping, en caso de ser necesaria, tendrá un caudalímetro, un manómetro y un orificio de restricción para controlar la presión del mismo.
- Se deberá contar con caudalímetro de Glicol para el control del Glicol pobre enviado a la Torre.
- Los vapores del regenerador deberán ser adecuadamente canalizados, considerando la condensación parcial de los mismos. Los condensados deberán ser recuperados en un sumidero.

### 3.4. INGENIERÍA DE DETALLE

En la presente fase se complementa el conjunto de entregables elaborados en la Ingeniería Básica y se desarrolla un plan de ejecución de proyecto.

Adicionalmente a lo confeccionado en la Ingeniería Básica, se desarrollan entregables que tendientes a establecer una definición detallada del alcance del proyecto, de modo tal de alcanzar una mayor precisión en la estimación de costos y plazos. Esta etapa implica el diseño de todos los equipos, optimización de la implantación de equipos, análisis de constructibilidad, diseño de instalaciones y demás componentes del proyecto.

Durante la Ingeniería de Detalle se completa el desarrollo de toda la ingeniería del proyecto al nivel de detalle constructivo.

#### 3.4.1. Memoria Descriptiva

El alcance del proyecto es la instalación de los equipos previstos para tratar, en condiciones operativas, un caudal de 600.000 [Sm<sup>3</sup>/d] de gas a 60 Kg/cm<sup>2</sup>. Los equipos con los que se ha de contar son: un Slug Catcher (SC-401), Sand Box (SB-402), un Separador General (SG-101), un Calentador de condensado (HT-1200), Separador Desgasificador (LDD-102), Separador Desgasificador (LDD-103), Filtro Coalescente (FC-301), un Skid de Compresión con 2 motocompresores (K-201 y K-202) en paralelo, un Skid de URV (URV-203 y URV-204), dos Torres Deshidratadoras (T-1103 y T-1104) en paralelo, 5 piletas de agua (TK-301/02/03/04/05) y 5 piletas de oil (K-306/07/08/09/10), 2 bombas centrifugas para despacho de condensado (P-520 y P-521), dos bombas centrifugas para el despacho de agua (P-510 y P-511) .

Además, la instalación contempla los siguientes servicios: Sistema de Venteo (KOD-701 / Antorcha FL-803), venteo stack frio (FL-802), regulación y acondicionamiento de gas combustible (GC-601), provisión aire de instrumento (compresión KA-502A/B y pulmón de almacenamiento V-501), sistema de drenaje con tanque sumidero (S-1201) y sistema de regeneración de Glicol (REG-1101) con una cámara de drenaje independiente (CD-1102), Generadores a gas y diésel y cargadero de camiones.

#### - *Ingreso a Planta*

El flujo multifásico de gas, agua y oil ingresa a planta a 60 Kg/cm<sup>2</sup> a través de líneas de ingreso desde los PAD con su correspondiente SDV. Las líneas se vinculan para ingresar a un Slug Catcher (SC-401) diseñado para amortiguar los slugs de líquido originados en la red de captación y posteriormente ingresa al Separador General SG-101 para realizar la separación de fases.

El equipo SC-401 cuenta con una línea de purga (unión Weco) para drenar el contenido de arena de fractura proveniente de los PADs, esta línea se vincula a un Sand Box (SB-402) que contiene en su interior un cajón que recibe el sólido, gas en la parte superior y una piletta para recepción de líquidos. Por otro lado, la línea de drenaje desde el SC a SB cuenta con una válvula y un CPO ajustable (de sacrificio) para regular el caudal de solido-líquido al SB. El ajustable contiene una aguja (3/4") de carburo de tungsteno que puede ser fácilmente reemplazable frente al desgaste.

Las líneas de ingreso cuentan con indicadores transmisores de presión (PIT-121001 y PIT-001) con alarmas por alta (62 kg/cm<sup>2</sup>) y muy alta presión (65 kg/cm<sup>2</sup>), baja (20 kg/cm<sup>2</sup>) y muy baja presión (10 kg/cm<sup>2</sup>).

- **Separador General (SG-101)**

El separador general (SG-101) recibe el flujo de ingreso a planta con el fin de separar el flujo en 3 fases (gas, agua y oil). El equipo opera a 60 kg/cm<sup>2</sup> y tiene capacidad para procesar una corriente bifásica compuesta por 600.000 Sm<sup>3</sup>/d de gas y 750 m<sup>3</sup>/d de líquidos, con un corte de agua del 40%.

La corriente gaseosa obtenida por la parte superior del equipo (gas húmedo) es despachada como gas seco a un punto de medición, previa filtración (FC-301) y deshidratación en las Torres Contactoras (T-1103) y (T-1104). La corriente de agua es enviada a tanques TK-301/02/03/04/05 y el condensado es precalentado en el Calentador (HT-1200) antes de ingresar al Separador Desgasificador (LDD-102).

Ante una presurización del equipo aguas abajo por bloqueo en la línea de salida de gas, el sistema cuenta con dos válvulas de seguridad que derivan el gas al sistema de venteo, una operativa (PSV-101A) y otra en Stand By (PSV-101B), ambas seteadas a 70 kg/cm<sup>2</sup>.

El equipo también cuenta con venteo manual para despresurizar el equipo, un transmisor-indicador de presión (PIT-101), para poder visualizar la presión en campo y en Sala de Control respectivamente, además de generar alarmas por muy alta (68 Kg/cm<sup>2</sup>), alta (62 kg/cm<sup>2</sup>), baja (55 Kg/cm<sup>2</sup>) y muy baja (50 Kg/cm<sup>2</sup>) presión, generando esta última un SD1 de planta (ver Matriz Causa Efecto).

En lo que respecta al control del nivel de interfase agua-condensado, el equipo dispone de un lazo de control compuesto por un control de nivel neumático (LC-101A), que provoca la apertura de la válvula de control (LV-101A) ubicada en la descarga de **agua**. Además, cuenta con un transmisor-indicador de nivel (LIT- 101A), que genera alarmas por bajo y muy bajo nivel (LAL-101A/LALL-101A); y por alto y muy alto nivel (LAH-101A / LAHH-101A).

Por su parte el lazo de control compuesto por el control de nivel neumático (LC-101B) provoca la apertura de la válvula de control (LV-101B) ubicada en la descarga de **condensado**. Además, cuenta con un transmisor-indicador de nivel (LIT- 101B), que genera alarmas por bajo y muy bajo nivel (LAL-101B/LALL-101B); y por alto y muy alto nivel (LAH-101B / LAHH-101B).

Ante una falla en el lazo de control o un mayor ingreso de líquido, las válvulas de control de nivel (LV-101A o LV-101B) no serán capaces de evacuar todo el caudal y, en consecuencia, el nivel de líquido aumentará pudiéndose arrastrar líquido hacia la zona de compresión. A fin de evitar tal situación, el equipo cuenta con un switch de corte muy alto nivel (LSHH-101) que genera alarma por muy alto nivel y comanda el SD de entrada de planta. (ver MCE).

En caso contrario, cuando el nivel de líquido se encuentre por debajo del set (con la posibilidad de gas blow by) el equipo también cuenta con un switch de corte por muy bajo nivel (LSLL-101 B/A) el que genera una alarma por muy bajo nivel y comanda el cierre de las válvulas shut down de salida de agua y oil (SDV-101B y SDV-101A) respectivamente. El accionamiento de

la válvula de control de nivel (LV-101A y LV-101B) se realiza en forma neumática con aire de instrumentos proveniente del sistema de aire de la planta (V-501).

El equipo cuenta con indicador de nivel a instalado en el equipo (LG-101A (agua) y LG-101B (oil) para visualizar el nivel de líquido en campo. Los drenajes del equipo se derivan al sumidero S-1201.

- ***Compresores (K-201/2)***

La instalación contempla dos Motocompresores en paralelo (K-201/2) que comprimen el gas húmedo proveniente del Separador Desgasificador (LDD-102) de 4.5 a 60 kg/cm<sup>2</sup> en 3 etapas, para luego seguir camino hacia las Torres Contactoras en paralelo (T-1103/1104) previo paso por un Filtro Coalescente (FC-301).

La línea de ingreso común a los compresores cuenta con un lazo de control de presión (seteado a 4.5 kg/cm<sup>2</sup>) que regula la presión de succión y se compone de un transmisor-indicador de presión (PIT-005) que a través de una señal eléctrica de control (PC-005) modula la válvula reguladora de presión (PV-005). El accionamiento de la válvula de control de presión (PV-005) se realiza en forma neumática, con aire de instrumentos proveniente del sistema de aire de la planta (V-501). Además, la línea de succión cuenta con un transmisor-indicador de presión (PIT-005) que genera una alarma por muy alta (7 kg/cm<sup>2</sup>), alta (6 kg/cm<sup>2</sup>), baja (2 kg/cm<sup>2</sup>) y muy baja presión (1 kg/cm<sup>2</sup>g).

Ante una presurización del sistema, esta línea cuenta con un alivio controlado de presión que ventea el gas al Sistema de Venteo. El alivio controlado, está compuesto por un transmisor-indicador de presión (PIT-006), que mediante una señal eléctrica del control de presión (PC-006), seteado a 5 kg/cm<sup>2</sup>, modula la válvula de control de presión (PV-006). además de generar alarmas por alta (6 kg/cm<sup>2</sup>) y muy alta presión (7 kg/cm<sup>2</sup>). La línea cuenta con un manómetro (PI-006) para visualizar la presión en campo.

Los compresores cuentan con una línea de recirculación automática, que vincula la descarga de los compresores con el Scrubber de la primera etapa, de este modo, se asegura la presión mínima de succión para el funcionamiento continuo del mismo. Además, en el ingreso al Scrubber de la primera etapa cuenta con switch con alarmas de muy alta (PSHH-201) y muy baja presión (PSLL-201).

Tanto el Scrubber de primera, como el de segunda etapa de compresión, cuentan con su correspondiente control de nivel (LC-3201/02) que comanda la válvula de control (LCV-3201/02). También, ambos Scrubber tienen un switch de nivel con alarma por muy alto nivel (LSHH-3201/02), indicador de temperatura (TE-3201/02) e indicador visual de nivel (LG-3201/02). El sistema de compresión cuenta también, con switch, con alarma por muy alta temperatura (TSHH-2101/02/03/04) y transmisor de presión (PT-2102/2103) con alarmas de muy baja/alta presión (PSLL/HH-2102 y PSLL/HH-2103), en cada etapa de compresión, respectivamente.

Los líquidos asociados a la primera etapa de compresión, junto a lo del gas combustible son colectados y enviados a través de una línea de 2" al Knock Out Drum (KOD-701). Los de la segunda etapa de compresión son dirigidos por una línea de 2" al separador desgasificador

(LDD-102). Los drenajes pluviales y de aceites del compresor se envían por un colector independiente hacia el tanque sumidero (S-1201).

Cada compresor cuenta con válvulas de seguridad que derivan al sistema de venteo como protección ante la presurización del sistema por bloqueo. Son tres y están ubicadas en la línea de succión seteada a 16 kg/cm<sup>2</sup>, en la salida de la primera etapa de compresión seteada a 34 kg/cm<sup>2</sup> y en la salida de la segunda etapa de compresión seteada a 68 kg/cm<sup>2</sup>. También el compresor cuenta con una válvula manual de 2" para despresurización, ubicada sobre la línea de recirculación en el envío del compresor.

Las salidas de los compresores convergen en un colector de envío el cual cuenta con un venteo manual y un indicador-transmisor de presión (PIT-22) que genera alarmas por muy alta, alta, baja y muy baja presión. La alarma por muy alta presión (PAHH-200) tiene asociado un enclavamiento que genera el cierre de las válvulas SDV-001, SDV-121001, SDV-101A, SDV-101B, SDV-102 y SDV-452 y el paro de los compresores K-201/02 y las URV.

La provisión de aire de instrumentos para el sistema de compresión se realiza con aire de instrumentos proveniente del sistema de aire de la planta (V-501).

Finalmente, la zona de compresores cuenta con un pulsador que genera el paro de planta (HS-201), un detector por de llamas (BE-201) y detectores de fuga de gas (GE-201), que el cierre de las válvulas SDV-001, SDV-121001, SDV-101A, SDV-101B, SDV-102, SDV-452 y el paro de los compresores K-201 y K-202, de la regeneradora (REG-1101) y la apertura de las válvulas BDV-004/006/257.

- ***Calentador (HT-1200)***

La corriente de condensado del SG-101 ingresa al calentador (HT-1200) a una presión de 30 kg/cm<sup>2</sup> controlada por una PV-105 y posteriormente es calentado a 50 °C e ingresar al Separador Desgasificador (LDD-102). La corriente de gas que alimenta el Sistema de Gas Combustible, suministrada desde SG-101 ingresa mediante una línea de 1" al Calentador y es derivada a una temperatura de 50 °C hacia Separador de Gas Combustible, con el fin de mantener la temperatura en el cuadro de regulación del SC-601 y prevenir formación de hidratos.

- ***Separador Desgasificador (LDD-102)***

El Separador Desgasificador (LDD-102) recibe el flujo de condensado proveniente del Calentador (HT-1200) con el fin de separar el flujo en dos fases (gas y condensado). El equipo opera a una presión de 4.5 kg/cm<sup>2</sup> regulada por la PV-006 y tiene capacidad para procesar una corriente bifásica compuesta por 47.000 Sm<sup>3</sup>/d de gas y 336 m<sup>3</sup>/d de condensado.

La corriente gaseosa que sale del equipo por la parte superior del mismo es tomada por los compresores K-201 y K-202 a una presión de 4.5 Kg/cm<sup>2</sup> regulada por la válvula PV-005 en la succión de los compresores.

Ante una presurización del equipo aguas abajo por bloqueo en la línea de salida de gas, el sistema cuenta con dos válvulas de seguridad que derivan el gas al Sistema de Venteo, dos operativas (PSV-102A), (PSV-102C) y otra en Stand By (PSV-102B), con set en 17.7 kg/cm<sup>2</sup>.

El equipo también cuenta con venteo manual para su despresurización, un transmisor-indicador de presión (PIT-102) para poder visualizar la presión en campo y en Sala de Control respectivamente, además de generar alarmas por muy alta (7 Kg/cm<sup>2</sup>), alta (6 kg/cm<sup>2</sup>), baja (2 Kg/cm<sup>2</sup>) y muy baja presión (1 Kg/cm<sup>2</sup>) presión. Por muy alta presión SD entrada a planta.

En lo que respecta al control del nivel de condensado, el equipo dispone de un lazo de control compuesto por un control de nivel neumático (LC-102) que provoca la apertura de la válvula de control (LV-102) ubicada en la descarga de condensado. Además, cuenta con un transmisor-indicador de nivel (LIT- 102) que genera alarmas por bajo y muy bajo nivel (LAL-102/LALL-102); y por alto y muy alto nivel (LAH-102 / LAHH-102).

Ante una falla en el lazo de control o un mayor ingreso de condensado, la válvula de control de nivel (LV-102) no será capaz de evacuar todo el caudal y en consecuencia, el nivel de condensado aumentará pudiéndose arrastrar líquido hacia la zona de compresión. A fin de evitar tal situación, el equipo cuenta con un switch de corte muy alto nivel (LSHH-102) que genera alarma por muy alto nivel y comanda el cierre de ingreso a planta.

En caso contrario, cuando el nivel de líquido se encuentre por debajo del set (con la posibilidad de gas blow by) el equipo también cuenta con un switch de corte por muy bajo nivel (LSLL-102) el que genera una alarma por muy bajo nivel y comanda el cierre de las válvulas shut down de salida de condensado (SDV-102). El accionamiento de la válvula de control de nivel (LV-102) se realiza en forma neumática con aire de instrumentos proveniente del sistema de aire de la planta (V-501).

El equipo también cuenta con una válvula de control de nivel back up (LV-102A) con las mismas características de control y operación de la LV-102 mencionada anteriormente.

El equipo cuenta con indicador de nivel a instalado en el equipo (LG-102) para visualizar el nivel de líquido en campo. Los drenajes del equipo se derivan al sumidero S-1201.

#### **- *Separador Desgasificador (LDD-103)***

El Separador Desgasificador (LDD-103) recibe el flujo de condensado proveniente del Separador Desgasificador LDD-102. El equipo trabaja entre 0.5 y 0.7 Kg/cm<sup>2</sup> derivando la corriente de hidrocarburo líquido a las piletas TK-306/07/08/09/10 y la corriente de gas ingresa a la succión de las URV (URV-203 y URV-204).

Ante una presurización del equipo por bloqueo en la línea de salida de gas, el sistema cuenta con válvula de seguridad (PSV-103) que deriva el gas al stack frío, seteada a 3 kg/cm<sup>2</sup>.

En lo que respecta al control del nivel de condensado, el equipo dispone de un lazo de control compuesto por un control de nivel neumático (LC-103) que provoca la apertura de la válvula de control (LV-103) ubicada en la descarga de hidrocarburo líquido.

El equipo cuenta con un switch de corte muy alto nivel (LSHH-103) que genera alarma por muy alto nivel y comanda el cierre de SDV-102. En caso contrario, cuando el nivel de líquido se encuentre por debajo del switch LSLL-103 (con la posibilidad de gas blow by) el equipo también cuenta con un switch de corte por muy bajo nivel (LSLL-103) el que genera una alarma por muy bajo nivel y comanda el cierre de las válvulas shut down de salida de oil (SDV-102).

El accionamiento de la válvula de control de nivel (LV-102) se realiza en forma neumática con aire de instrumentos proveniente del sistema de aire de la planta (V-501).

- ***URV (URV-203 y URV-204)***

Las URV reciben la corriente de gas proveniente del Separador Desgasificador LDD-103, estos equipos succiónan el gas a una presión de 0.7 Kg/cm<sup>2</sup> y comprimen el gas a 4.5 Kg/cm<sup>2</sup> para descargar a la succión de los Compresores K-201 y K-202. Los equipos de media presión contienen un Scrubber en la succión, que descarga los líquidos de 1ra etapa de compresión a un blowcase y envía los líquidos a KOD-701. Ante el paro de una o ambas VRU el sistema posee un alivio controlado mediante la válvula PV-008 con SET en 0.7 Kg/cm<sup>2</sup> que evacua el gas a antorcha FL-802.

- ***Piletas de acumulación de condensado (TK-306/07/08/09/10)***

El tren de piletas de condensado (TK-306/07/08/09/10) reciben el flujo de hidrocarburo líquido proveniente del separador desgasificador LDD-103, ingresando el flujo a través de un colector de 4" y descargando a la succión del Skid de Bombas Centrifugas de 10 HP (P-520 y P-521).

Cada una de las piletas se encuentran vinculadas entre sí y cuenta con un transmisor-indicador de nivel (LIT- 306), que genera alarmas por muy bajo y muy alto nivel (LAHH-306/LALL-306), también poseen arrestallamas de 6" con su correspondiente chimenea.

- ***Piletas de acumulación de agua (TK-301/02/03/04/05)***

El tren de piletas de agua (TK-301/02/03/04/05) reciben el flujo de agua de producción proveniente del Separador General SG-101, ingresando el flujo a través de un colector de 4" y descargando a la succión del Skid de Bombas Centrifugas de 10 HP (P-510 y P-511).

Cada una de las piletas se encuentran vinculadas entre sí y cuenta con un transmisor-indicador de nivel (LIT- 301), que genera alarmas por muy bajo y muy alto nivel (LAHH-301/LALL-301), también poseen arrestallamas de 6" con su correspondiente chimenea.

- ***Filtro Coalescente (FC-301)***

El gas húmedo proveniente de la corriente de salida de SG-101 y descarga de los compresores K-201 y K-202 a 60 kg/cm<sup>2</sup> ingresa al Filtro Coalescente (FC-301) con el fin de remover las gotas de aceite mayores a 0,3 micrones que pueda contener la corriente gaseosa que ingresa al equipo.

El filtro cuenta con dos válvulas de seguridad (PSV-301A/B) seteadas a 101,2 kg/cm<sup>2</sup>, que lo protege ante una presurización del equipo por fuego, derivando el gas al sistema de venteo. Cuenta también con un venteo manual para despresurizar el equipo. Para poder visualizar la presión en la sala de control, el equipo cuenta con un transmisor-indicador de presión (PIT-301) que posee alarmas por muy baja (50 kg/cm<sup>2</sup>), baja (55 kg/cm<sup>2</sup>), alta (62 kg/cm<sup>2</sup>) y muy alta presión (68 kg/cm<sup>2</sup>). También presenta un indicador-transmisor de presión diferencial (PDIT-301), con alarma por alta presión diferencial (PAH) y muy alta presión (PAHH).

El filtro vertical está compuesto por dos zonas, la primera de separación y la segunda de filtrado. Ambas zonas disponen de un lazo de control de nivel de líquido compuesto por un switch de nivel (LC-301A) que comanda la apertura de las válvulas de control (LV-301A) y un switch que generan alarma por alto nivel (LAH-301A). El líquido obtenido se envía a KOD-701.

Ante una falla en los switches de control o un mayor ingreso de líquido, las válvulas de control no podrán evacuar el caudal total y el nivel aumentará pudiendo enviar líquido aguas abajo. El nivel en campo se podrá visualizar mediante los indicadores de nivel dispuestos en cada zona (LG-301A/B) sobre los stands pipes.

El accionamiento de la válvula de control de nivel (LV-301A/B) se realiza en forma neumática con aire de instrumentos proveniente del sistema de aire de la planta (V-501).

- **Torres Deshidratadoras (T-1103) y (T-1104)**

Las Torres Contactoras (T-1103) y (T-1104) reciben la corriente gaseosa proveniente del Filtro Coalescente (FC-301). La especificación corresponde a un *dew point* de 65 mg/Sm<sup>3</sup>, contando con un Skid de Regeneración de Glicol, tanque y bomba neumática de reposición.

La alimentación del gas húmedo se realiza por el fondo de la torre y se deshidrata al tomar íntimo contacto con el glicol pobre que ingresa por cabeza y circula a contracorriente de la corriente gaseosa. El gas ya deshidratado que sale por la cabeza, luego de intercambiar calor con la corriente de glicol pobre, continúa hacia el punto de medición previa medición de caudal.

El glicol pobre que ingresa proveniente de la Regeneradora a las Torres lo hace por una línea de 2" de forma simétrica en el ingreso a cada unidad de forma que la distribución de glicol sea uniforme, para esto el ingreso a cada torre posee un RO y un PID (PID-1103 y PID-1104) para medir la diferencial de presión en el ingreso y poder regular mediante la válvula globo ubicada aguas arriba de cada RO el caudal de ingreso a la Torre Contactora y verificar que sea el mismo para las dos, asegurando así la eficiencia en la deshidratación del gas.

La Torres cuentan con válvulas de seguridad (PSV-1103 (T-1103) y PSV-1104 (T-1104)), seteadas a 101,2 Kg/cm<sup>2</sup>, que ventean el gas al sistema de venteo ante una sobrepresión por fuego. También presentan un venteo manual, un transmisor-indicador de temperatura (TIT-1103 B) para la torre T-1103 y (TIT-1104 B) para la torre T-1104, para monitorear la temperatura de ingreso del glicol pobre con alarmas de alta, baja y muy baja temperatura (TAH/TAL/TALL-1003B) y (TAH/TAL/TALL-1004B); un transmisor-indicador de presión (PIT-1103 para la T-1103) y (PIT-1104 para la T-1104) para poder visualizar la presión en campo y en Sala de Control respectivamente, además de generar alarmas por muy alta (68 Kg/cm<sup>2</sup>), alta (62 Kg/cm<sup>2</sup>), baja (55 Kg/cm<sup>2</sup>) y muy baja presión (50 Kg/cm<sup>2</sup>), un manómetro (PI-1103) y (PI-1104) y un transmisor-indicador de temperatura (TIT-1103A) y (TIT-1104A) para cada torre, para monitorear la temperatura de entrada de gas a las mismas.

El control de nivel líquido en las Torres, el cual es recirculado al calentador (HT-1200) o a KOD-701, se realiza a través de un lazo de control compuesto por un transmisor-indicador de nivel (LIT-1103) y (LIT-1104) que, a través de la señal eléctrica de control (LC-1103) y (LC-1104) respectivamente, modula la válvula de control de líquido (LV-1103) y (LV-1104). Para visualizar el nivel de líquido en campo, el equipo cuenta con un indicador de nivel (LG-1103) y (LG-1104).

Los drenajes asociados a la Torre Contactora son canalizados a través de una línea de 2" al Tanque Sumidero (S-902).

El accionamiento de las válvulas de control de nivel (LV-1103) y (LV-1104) se realiza en forma neumática con aire de instrumentos proveniente del sistema de aire de la planta (V-501).

- ***Salida gas en alta presión***

El gas ya deshidratado de la Torre Contactora (<65 mgH<sub>2</sub>O/Sm<sup>3</sup>), es medido y el flujo transmitido a Sala de Control a través del transmisor-indicador de caudal (FQIT-254), en donde se monitorea: caudal instantáneo y acumulado, diferencial de presión en la placa, temperatura y presión. Aguas abajo de transmisor-indicador de caudal (FQIT-254) se encuentra la válvula de control de presión PV-255 que modula a una presión de 59 Kg/cm<sup>2</sup>. Aguas debajo de la PV-255 se encuentra la válvula de shut down de salida (SDV-256), que aísla la instalación ante una emergencia y, seguido a esta, se encuentra una válvula de retención y esférica de salida de planta. Estas últimas cuentan con un by pass de 1" (esférica y globo) para presurizar la planta antes de la puesta en marcha.

La línea, antes de continuar como gas tratado a gasoducto, cuenta con un transmisor-indicador de presión (PIT-255) que genera alarmas por alta (65 Kg/cm<sup>2</sup>g) y baja presión (55 Kg/cm<sup>2</sup>g).

- ***Sistema de Venteo***

Este sistema está compuesto por un colector de venteos, separador Knock Out Drum (KOD-701), y antorcha (FL-803). Al colector de 10" convergen todos los venteos de la planta (descarga de PSV, alivios controlados, venteos manuales) y son dirigidos al Knock Out Drum (KOD-701), el cual también recibe los líquidos condensados de la primera etapa de compresión, del separador de gas combustible, descarga de líquidos de FC y TC. En este equipo, se separa el gas del líquido. La corriente gaseosa es enviada a la antorcha para proceder a su combustión y el líquido, es derivado al Tanque Sumidero (S-1201), mediante una válvula on-off LCV-701. El control de nivel del líquido consta de un transmisor de nivel (LT-701) con alarmas por alto (500 mm) y bajo nivel (50 mm). Estas señales eléctricas (LAH/LAL) comandan la apertura y cierre de la válvula LCV-701.

En caso de falla del Sistema de Control el equipo cuenta con dos switches de respaldo, uno por muy alto nivel (LSHH-701), con alarma de muy alto nivel con señal de corte, que provoca el cierre de ingreso a planta.

En el caso de falla en la provisión de aire de instrumento o muy baja presión en el pulmón (V-501) que impida la apertura de la válvula (LCV-701), se activa una señal de enclavamiento que contempla el cierre de las válvulas de Shut Down (SDV-001, SDV-121001, SDV-101A, SDV-101B, SDV-102 y SDV-452), el paro de los Compresores (K-201/02/03/04) y Regeneradora (REG-1101).

En la línea de gas desde el KOD a la antorcha se dispone de un caudalímetro de tipo dispersión térmica y extraíble bajo presión (FQIT-701), que permite monitorear en Sala de Control el caudal instantáneo y acumulado venteado.

El sistema de antorcha, cuenta con un encendido eléctrico. El sistema posee un solo piloto. El gas piloto se regula a través de una válvula autorregulada (PCV-501) y cuenta con un manómetro (PI-501) para visualizar la presión en campo. Cuenta con un tablero al cual le llega la señal del piloto encendido a través de las termocuplas ubicadas en la antorcha (TE-803A/B). En el tablero se puede observar la señal luminosa del piloto encendido / apagado. Desde éste se

transmite a Sala las señales del estado del piloto. El sistema de encendido puede ser manual o automático, seleccionándose a través de un pulsador (SEL-803) ubicado en el tablero. En caso de estar en posición automática, se realiza el reencendido de la antorcha en forma automática. En caso de estar en posición manual, se realiza el encendido a través del pulsador de ignición propio del piloto.

Para asegurar que no haya retroceso de gas por el colector de venteos, se inyecta una corriente de gas de barrido en el extremo más alejado del colector. Ésta es tomada de la salida del Separador de Gas Combustible (GC-601).

#### - **Gas Combustible**

La alimentación al sistema de Gas Combustible proviene de la salida de gas de las Torres Contactoras (T-1103) y (T-1104). En el ingreso al Skid de Gas Combustible se prevé una válvula de shut down (SDV-452), para aislar el Skid ante una emergencia. El mismo tendrá una etapa de regulación y cuenta con dos ramales operativos, un ramal secundario y un by-pass manual.

En el ingreso al cuadro de regulación se inyectará inhibidor de hidratos (metanol), para prevenir la formación de hidratos en los orificios de las válvulas controladoras de presión (PCV).

Cada etapa de regulación cuenta con una válvula autorreguladora (PCV-601A/B/C) seteada para disminuir la presión a 10,5 Kg/cm<sup>2</sup> y manómetros (PI-601D/E/F) para visualizar la presión en campo.

El gas ingresa al Separador de Gas Combustible (GC-601) en donde se procede a la separación del líquido que pueda contener la corriente gaseosa de alimentación. El gas, es enviado al colector de gas combustible para consumo de la instalación y el líquido es enviado al Knock Out Drum (KOD-701).

El equipo cuenta con un manómetro (PI-601) y un transmisor-indicador de presión (PIT-601) para poder visualizar la presión en campo y en Sala de Control, además de generar alarmas por muy alta, alta, baja y muy baja presión. La alarma por muy alta presión (PAHH-601) comanda el cierre de la válvula de shutdown de ingreso al equipo (SDV-452). Por otro lado, la alarma por muy baja presión (PALL-601) aísla el sistema con el cierre de las válvulas de shut down (SDV-001, SDV-121001, SDV-101A, SDV-101B, SDV-102 y SDV-452) y el paro de los compresores (K-201/02/03/04) y Regeneradora REG-1101

El gas que sale del Separador, el que luego es consumido por la instalación, es medido con un masico 1" (FIT-520). Con este instrumento se puede visualizar en Sala: caudal instantáneo y acumulado.

Luego de ser medido, ingresa a un colector de gas combustible del que se derivarán líneas para cumplir con las demandas de las unidades de compresión, filtrado, deshidratación, regeneración de glicol, gas piloto en la antorcha, generación y gas de barrido en el colector de venteos.

Por otro lado, el Separador cuenta una válvula de seguridad (PSV-601), seteada a 18 Kg/cm<sup>2</sup>, que ventea el gas al Sistema de Venteo, además de un venteo manual.

Para controlar el nivel de líquido, dispone de un lazo de control de nivel compuesto por un transmisor-indicador de nivel (LIT-601) que a través de la señal eléctrica de control (LC-601), modula la válvula de control de líquido (LV-601), además de generar en Sala alarmas por alto y bajo nivel (LAH/LAL-601). Para visualizar el nivel de líquido en campo, el equipo cuenta con un indicador de nivel (LG-601). Los líquidos obtenidos son enviados al KOD-702.

El equipo cuenta además con un switch de alto nivel (LSH-601B) que genera alarma por alto nivel en Sala y comanda el cierre de la válvula de shut down de entrada al Skid de Gas Combustible (SDV-452). El accionamiento de la válvula de control se realiza de forma neumática con aire de instrumento del sistema de aire de la instalación (V-501).

Todos los drenajes asociados al Separador de Gas Combustible son canalizados a través de una línea de 2" hacia el Tanque Sumidero (S-1201). La válvula de drenaje del equipo posee una traba-candado, para evitar la apertura indeseada cuando el equipo está en operación.

#### - *Aire de Instrumentos*

Este sistema está compuesto por dos Compresores de Aire (KA-502A/B) y un Pulmón de Aire de Instrumentos (V-501), del que finalmente se distribuye el aire de instrumentos a toda la instalación.

El aire es tomado por los compresores (uno en operación y el otro en stand by). Para mantener la presión constante, cada compresor cuenta con un presostato por baja y alta presión, que permite mantener la presión en el sistema entre 8 y 10 kg/cm<sup>2</sup>. En la descarga de cada compresor se encuentra un manómetro (PI-501), una válvula de seguridad (PSV-501) y se replican en Sala de Control las señales de indicación de arranque/paro, falla y velocidad en el Compresor.

El Pulmón de Aire (V-501) que tiene un volumen suficiente para almacenar una reserva de aire de 1.5 horas en caso de no encender los compresores y considerando todos los consumos de aire de la planta. El Pulmón de Aire dispone de un transmisor-indicador de presión (PIT-501), para monitoreo de presión y, además, generar las alarmas de muy alta, alta, baja y muy baja presión (PAHH/PAH/PAL/PALL-501). En el caso de baja presión de aire se procederá al cierre de la válvula neumática (SV-902), también, ante una muy baja presión de aire se procede al cierre de las válvulas de Shut Down (SDV-001, SDV-121001, SDV-101A, SDV-101B, SDV-102 y SDV-452).

Asimismo, cuenta con una válvula de seguridad (PSV-501) dimensionada por fuego y seteada a 12,5 kg/cm<sup>2</sup>, que ventea a la atmósfera.

#### - *Regeneradora de Glicol*

El glicol rico en agua que sale de las Torres Contactoras T-1103 y T-1104 se precalienta en el Intercambiador de Calor, donde intercambia calor con la corriente de glicol calentada en el Rehervidor. Luego ingresa al Tanque Flash (V-200) en donde se produce el flasheo de los componentes livianos, la separación del hidrocarburo y el glicol rico en agua. El tanque se encuentra dividido en dos zonas, cada una con un lazo de control de nivel compuesto por un controlador LC que modula las válvulas de control de líquidos LCV.

En la primera zona, se controla la interfase glicol/hidrocarburo; en la segunda zona, se controla el nivel de hidrocarburo que rebalzo de la primera zona. Para visualizar el nivel de líquido en campo, cada zona cuenta con un indicador de nivel (LG). La corriente de hidrocarburo a la salida se envía a la cámara de drenaje (CD-1102).

El Tanque cuenta con indicador de temperatura (TI-200), una válvula de seguridad (PSV-200), seteada a 125 psig, para proteger al equipo y un indicador de presión (PI-200) para ver la presión en campo.

El glicol sale del Tanque Flash, pasa por el Filtro de Partículas y luego ingresa al Filtro de Carbón Activado, donde se elimina el hidrocarburo que pueda arrastrar la corriente. Las líneas de ingreso a los filtros cuentan con válvula de seguridad, seteadas a 14 psig como protección por sobrepresión en caso de fuego.

A la salida del Filtro el glicol ingresa al Rehervidor, donde se libera el agua como vapor a través de incremento de temperatura el glicol. Este equipo cuenta con un lazo de control de temperatura del glicol, compuesto por un controlador de temperatura, quien actúa sobre la válvula de control ubicada sobre la línea de gas combustible.

El Rehervidor también cuenta con dos transmisores-indicadores de temperatura, uno se encuentra ubicado en el cuerpo del equipo y el otro en la salida de los vapores.

El glicol a la salida del hervidor (glicol pobre) intercambia calor con el glicol que ingresa (glicol rico) en el intercambiador (HEX-0600) para luego, pasar a través de un filtro de partículas (F-0300). Finalmente, se bombea el glicol hacia la Torre Contactora (PBA-0100A/B), en donde se cuenta con un switch con alarma por bajo caudal.

La línea de gas combustible proveniente del Separador Gas Combustible (GC-601) es precalentada en el Rehervidor y luego regulada en presión a través de válvulas autorreguladoras; entre cada válvula se cuenta con un manómetro para visualizar la presión en campo. La línea de gas combustible alimenta a la línea de gas de striping, previa regulación en presión a través de la válvula autorregulada (PCV), que cuenta con un manómetro (PI).

Por otro lado, el gas flasheado en el Tanque Flash de ingreso (V-200) puede también ser utilizado como gas combustible para el Rehervidor, derivándose una línea hacia el Separador de Gas Combustible, el cual cuenta a la entrada y a la salida de gas con manómetros. La línea de ingreso posee además una válvula de seguridad (PSV-200) seteada a 125 psig. El equipo cuenta con un switch de corte por bajo nivel para alertar ante la posibilidad de gas blow by a la cámara de drenajes.

Todos los drenajes, venteos de las válvulas de seguridad, alivio controlado y vapor asociados al sistema de regeneración de glicol, son canalizados a través de líneas independientes hacia la Cámara de Drenaje particular del sistema (CD-1102). La misma cuenta con: switch de corte por muy alto nivel (LSHH-1102) y venteo con arrestallamas a zona segura.

#### **- Drenaje Atmosférico**

Los drenajes abiertos de los equipos de planta se envían a un Tanque Sumidero (S-1201) para ser desagotados mediante un camión chupa. El Sumidero posee un transmisor de nivel que genera las alarmas de alto y muy alto nivel (LAH/LAHH-1201). Esta última provoca el cierre

de las válvulas de shut down (y el paro de los compresores (K-201 y K202). Además, cuenta con un switch en la doble pared del equipo para detectar fugas.

### - *Generadores*

Se proyecta la instalación de dos generadores, uno alimentado con gas combustible y el otro diésel.

### 3.4.2. Balance de Masa y Energía

Se presenta a continuación el resumen del simulador de procesos Hysys, aprovechando la herramienta del Software para el desarrollo del ambiente del proceso y simulación de distintas corridas en flujo dinámico y estacionario.

Se toma el caudal de **600.000 [Sm<sup>3</sup>/d]** de gas a **60 Kg/cm<sup>2</sup>** como base de diseño de la Planta de Tratamiento de Gas objeto del presente trabajo.

Parámetros	Unit	1	2	3	4	5
Pressure	kg/cm <sup>2</sup> _g	60,00	60,00	59,00	59,00	59,00
Temperature	C	20,00	20,00	19,45	19,97	19,78
Mass Flow	kg/h	43534,1	18915,7	18915,7	24618,4	43534,1
Vap Frac on a Mass Basis		0,435	1,000	1,000	0,001	0,435
Phase Molar Flow (Vapour Phase)	m <sup>3</sup> /d_(gas)	542023,2	542023,2	542016,2	618,8	542593,4
Phase Molecular Weight (Vapour Phase)		19,80	19,80	19,80	19,82	19,80
Mass Density	kg/m <sup>3</sup>	127,06	60,75	59,76	779,97	124,81
Phase Z Factor (Vapour Phase)		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Phase Viscosity (Vapour Phase)	cP	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Cp/Cv		1,18	1,61	1,60	1,12	1,18
Phase Actual Liquid Flow (Aqueous Phase)	m <sup>3</sup> /h	12,53	0,00	0,00	12,53	12,52
Phase Actual Liquid Flow (Liquid Phase)	m <sup>3</sup> /h	18,75	0,00	0,00	18,67	18,68
Actual Gas Flow	ACT_m <sup>3</sup> /h	311,35	311,35	316,55	0,36	317,59
Phase Viscosity (Mixed Liquid Phase)	cP	1,30	-	1,34	1,31	1,31
Parámetros	Unit	6	7	8	9	10
Pressure	kg/cm <sup>2</sup> _g	59,00	58,00	58,00	58,00	59,00
Temperature	C	19,78	19,23	19,23	19,23	19,78
Mass Flow	kg/h	18932,0	18932,0	18583,1	348,9	12687,4
Vap Frac on a Mass Basis		1,000	1,000	1,000	1,000	0,000
Phase Molar Flow (Vapour Phase)	m <sup>3</sup> /d_(gas)	542593,4	542586,5	532586,7	9999,9	0,0
Phase Molecular Weight (Vapour Phase)		19,80	19,80	19,80	19,80	-
Mass Density	kg/m <sup>3</sup>	59,61	58,61	58,61	58,61	1012,98
Phase Z Factor (Vapour Phase)		0,80	0,80	0,80	0,80	-
Phase Viscosity (Vapour Phase)	cP	0,01	0,01	0,01	0,01	-
Cp/Cv		1,60	1,60	1,60	1,60	1,14
Phase Actual Liquid Flow (Aqueous Phase)	m <sup>3</sup> /h	0,00	0,00	0,00	0,00	12,52
Phase Actual Liquid Flow (Liquid Phase)	m <sup>3</sup> /h	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Actual Gas Flow	ACT_m <sup>3</sup> /h	317,59	323,00	317,05	5,95	0,00
Phase Viscosity (Mixed Liquid Phase)	cP	-	1,45	1,45	1,45	1,01
Parámetros	Unit	11	12	13	14	15
Pressure	kg/cm <sup>2</sup> _g	59,00	30,51	0,00	30,51	30,00
Temperature	C	19,78	15,06	21,06	15,34	67,89
Mass Flow	kg/h	11914,7	11914,7	12687,4	12209,0	12209,0
Vap Frac on a Mass Basis		0,000	0,050	0,000	0,051	0,120
Phase Molar Flow (Vapour Phase)	m <sup>3</sup> /d_(gas)	0,0	16376,4	0,0	16933,3	31441,3
Phase Molecular Weight (Vapour Phase)		-	20,63	-	20,67	26,54
Mass Density	kg/m <sup>3</sup>	637,95	328,20	1010,33	326,07	196,52
Phase Z Factor (Vapour Phase)		-	0,87	-	0,87	0,88
Phase Viscosity (Vapour Phase)	cP	-	0,01	-	0,01	0,01
Cp/Cv		1,06	1,03	1,14	1,03	1,04
Phase Actual Liquid Flow (Aqueous Phase)	m <sup>3</sup> /h	0,00	0,00	12,56	0,00	0,00
Phase Actual Liquid Flow (Liquid Phase)	m <sup>3</sup> /h	18,68	16,74	0,00	17,20	16,71
Actual Gas Flow	ACT_m <sup>3</sup> /h	0,00	19,56	0,00	20,24	45,41
Phase Viscosity (Mixed Liquid Phase)	cP	0,31	0,40	0,98	0,39	0,28

Parámetros	Unit	16	17	18	19	20
Pressure	kg/cm <sup>2</sup> _g	9,50	30,51	30,00	9,50	9,50
Temperature	C	55,27	15,34	67,89	55,27	55,27
Mass Flow	kg/h	12209,0	12209,0	12209,0	12209,0	12208,2
Vap Frac on a Mass Basis		0,208	0,051	0,120	0,208	0,208
Phase Molar Flow (Vapour Phase)	m <sup>3</sup> /d_(gas)	47326,0	16933,3	31441,3	47326,0	47323,0
Phase Molecular Weight (Vapour Phase)		30,46	20,67	26,54	30,46	30,46
Mass Density	kg/m <sup>3</sup>	55,27	326,07	196,52	55,27	55,27
Phase Z Factor (Vapour Phase)		0,94	0,87	0,88	0,94	0,94
Phase Viscosity (Vapour Phase)	cP	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Cp/Cv		1,04	1,03	1,04	1,04	1,04
Phase Actual Liquid Flow (Aqueous Phase)	m <sup>3</sup> /h	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Phase Actual Liquid Flow (Liquid Phase)	m <sup>3</sup> /h	14,04	17,20	16,71	14,04	14,03
Actual Gas Flow	ACT_m <sup>3</sup> /h	206,86	20,24	45,41	206,86	206,84
Phase Viscosity (Mixed Liquid Phase)	cP	0,40	0,39	0,28	0,40	0,40
Parámetros	Unit	21	22	23	24	25
Pressure	kg/cm <sup>2</sup> _g	9,50	0,00	9,50	0,00	0,00
Temperature	C	55,27	34,98	55,27	34,98	34,98
Mass Flow	kg/h	9668,0	9668,0	2540,2	1229,3	8438,8
Vap Frac on a Mass Basis		0,000	0,127	1,000	1,000	0,000
Phase Molar Flow (Vapour Phase)	m <sup>3</sup> /d_(gas)	0,0	13793,6	47323,0	13793,6	0,0
Phase Molecular Weight (Vapour Phase)		-	50,57	30,46	50,57	-
Mass Density	kg/m <sup>3</sup>	688,86	15,74	12,28	2,04	735,87
Phase Z Factor (Vapour Phase)		-	0,98	0,94	0,98	-
Phase Viscosity (Vapour Phase)	cP	-	0,01	0,01	0,01	-
Cp/Cv		1,04	1,01	1,21	1,11	1,03
Phase Actual Liquid Flow (Aqueous Phase)	m <sup>3</sup> /h	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Phase Actual Liquid Flow (Liquid Phase)	m <sup>3</sup> /h	14,03	11,47	0,00	0,00	11,47
Actual Gas Flow	ACT_m <sup>3</sup> /h	0,00	602,73	206,84	602,73	0,00
Phase Viscosity (Mixed Liquid Phase)	cP	0,40	0,68	-	-	0,68
Parámetros	Unit	26	27	28	29	30
Pressure	kg/cm <sup>2</sup> _g	9,00	58,00	0,00	9,00	9,00
Temperature	C	54,87	19,23	0,00	54,87	66,62
Mass Flow	kg/h	2540,2	348,9	0,0	2540,2	3769,4
Vap Frac on a Mass Basis		1,000	1,000	0,000	1,000	1,000
Phase Molar Flow (Vapour Phase)	m <sup>3</sup> /d_(gas)	47323,0	9999,9	0,0	47323,0	61116,5
Phase Molecular Weight (Vapour Phase)		30,46	19,80	0,00	30,46	35,00
Mass Density	kg/m <sup>3</sup>	11,68	58,61	0,00	11,68	13,11
Phase Z Factor (Vapour Phase)		0,94	0,80	0,00	0,94	0,93
Phase Viscosity (Vapour Phase)	cP	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01
Cp/Cv		1,21	1,60	0,00	1,21	1,18
Phase Actual Liquid Flow (Aqueous Phase)	m <sup>3</sup> /h	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Phase Actual Liquid Flow (Liquid Phase)	m <sup>3</sup> /h	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Actual Gas Flow	ACT_m <sup>3</sup> /h	217,52	5,95	0,00	217,52	287,50
Phase Viscosity (Mixed Liquid Phase)	cP	-	1,45	0,00	-	-
Parámetros	Unit	31	32	33	34	35
Pressure	kg/cm <sup>2</sup> _g	9,00	0	58,00	0	58,00
Temperature	C	92,65	0	19,23	0	19,23
Mass Flow	kg/h	1229,3	0,0	18583,1	0,0	18583,1
Vap Frac on a Mass Basis		1,000	0,000	1,000	0,000	1,000
Phase Molar Flow (Vapour Phase)	m <sup>3</sup> /d_(gas)	13793,6	0,0	532586,7	0,0	532586,7
Phase Molecular Weight (Vapour Phase)		50,57	0	19,80	0	19,80
Mass Density	kg/m <sup>3</sup>	18,65	0	58,61	0	58,61
Phase Z Factor (Vapour Phase)		0,88	0	0,80	0	0,80
Phase Viscosity (Vapour Phase)	cP	0,01	0	0,01	0	0,01
Cp/Cv		1,14	0	1,60	0	1,60
Phase Actual Liquid Flow (Aqueous Phase)	m <sup>3</sup> /h	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Phase Actual Liquid Flow (Liquid Phase)	m <sup>3</sup> /h	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Actual Gas Flow	ACT_m <sup>3</sup> /h	65,91	0	317,05	0	317,05
Phase Viscosity (Mixed Liquid Phase)	cP	-	0	1,45	0	1,45
Parámetros	Unit	36	37	38	39	40
Pressure	kg/cm <sup>2</sup> _g	58,00	0	0	58,00	0,00
Temperature	C	103,85	0	0	32,12	0,00
Mass Flow	kg/h	3769,4	0,0	0,0	22349,7	0,0
Vap Frac on a Mass Basis		1,000	0,000	0,000	0,992	0,000
Phase Molar Flow (Vapour Phase)	m <sup>3</sup> /d_(gas)	61116,5	0,0	0,0	591857,1	0,0
Phase Molecular Weight (Vapour Phase)		35,00	0	0	21,26	0,00
Mass Density	kg/m <sup>3</sup>	92,42	0	0	60,78	0,00
Phase Z Factor (Vapour Phase)		0,70	0	0	0,80	0,00
Phase Viscosity (Vapour Phase)	cP	0,02	0	0	0,01	0,00
Cp/Cv		1,50	0	0	1,55	0,00
Phase Actual Liquid Flow (Aqueous Phase)	m <sup>3</sup> /h	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Phase Actual Liquid Flow (Liquid Phase)	m <sup>3</sup> /h	0,00	0,00	0,00	0,31	0,00
Actual Gas Flow	ACT_m <sup>3</sup> /h	40,79	0	0	367,43	0,00
Phase Viscosity (Mixed Liquid Phase)	cP	-	0	0	0,14	0,00

Parámetros	Unit	41	42	43	44	45
Pressure	kg/cm <sup>2</sup> _g	0,00	58,00	0	58,00	58,00
Temperature	C	34,98	32,12	0	32,12	32,12
Mass Flow	kg/h	0,0	22349,7	0,0	21921,9	21921,9
Vap Frac on a Mass Basis		0,000	0,992	0,000	1,000	1,000
Phase Molar Flow (Vapour Phase)	m <sup>3</sup> /d_(gas)	0,0	591857,1	0,0	588066,8	588066,8
Phase Molecular Weight (Vapour Phase)		-	21,26	0	21,15	21,15
Mass Density	kg/m <sup>3</sup>	702,24	60,78	0	58,31	58,31
Phase Z Factor (Vapour Phase)		-	0,80	0	0,82	0,82
Phase Viscosity (Vapour Phase)	cP	-	0,01	0	0,01	0,01
Cp/Cv		1,03	1,55	0	1,54	1,54
Phase Actual Liquid Flow (Aqueous Phase)	m <sup>3</sup> /h	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Phase Actual Liquid Flow (Liquid Phase)	m <sup>3</sup> /h	0,00	0,31	0,00	0,00	0,00
Actual Gas Flow	ACT_m <sup>3</sup> /h	0,00	367,43	0	376,00	376,00
Phase Viscosity (Mixed Liquid Phase)	cP	0,66	0,14	0	0,00	0,00

Parámetros	Unit	46	47	48	49	50
Pressure	kg/cm <sup>2</sup> _g	58,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Temperature	C	32,12	0,00	34,48	0,00	0,00
Mass Flow	kg/h	21921,9	0,0	3544,0	0,0	0,0
Vap Frac on a Mass Basis		1,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Phase Molar Flow (Vapour Phase)	m <sup>3</sup> /d_(gas)	588066,8	0,0	15174,3	0,0	0,0
Phase Molecular Weight (Vapour Phase)		21,15	0,00	0,00	0,00	0,00
Mass Density	kg/m <sup>3</sup>	58,31	0,00	1042,00	0,00	0,00
Phase Z Factor (Vapour Phase)		0,82	0,00	0,00	0,00	0,00
Phase Viscosity (Vapour Phase)	cP	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Cp/Cv		1,54	0,00	1,06	0,00	0,00
Phase Actual Liquid Flow (Aqueous Phase)	m <sup>3</sup> /h	0,00	0,00	3,40	0,00	0,00
Phase Actual Liquid Flow (Liquid Phase)	m <sup>3</sup> /h	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Actual Gas Flow	ACT_m <sup>3</sup> /h	376,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Phase Viscosity (Mixed Liquid Phase)	cP	0,00	0,00	16,63	0,00	0,00

Parámetros	Unit	51	52	53	54	55
Pressure	kg/cm <sup>2</sup> _g	1,00	57,58	57,40	57,60	57,40
Temperature	C	35,68	43,23	44,02	97,60	44,02
Mass Flow	kg/h	21740,9	3477,0	21729,8	3477,0	21729,8
Vap Frac on a Mass Basis		1,000	0,000	1,000	0,000	1,000
Phase Molar Flow (Vapour Phase)	m <sup>3</sup> /d_(gas)	583696,6	0,0	583398,3	0,0	583398,3
Phase Molecular Weight (Vapour Phase)		21,15	0,00	21,14	0,00	21,14
Mass Density	kg/m <sup>3</sup>	58,31	1053,00	53,77	1031,00	53,77
Phase Z Factor (Vapour Phase)		0,83	0,00	0,85	0,00	0,85
Phase Viscosity (Vapour Phase)	cP	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01
Cp/Cv		1,54	1,05	1,48	1,06	1,48
Phase Actual Liquid Flow (Aqueous Phase)	m <sup>3</sup> /h	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Phase Actual Liquid Flow (Liquid Phase)	m <sup>3</sup> /h	0,00	3,30	0,00	3,37	0,00
Actual Gas Flow	ACT_m <sup>3</sup> /h	376,00	0,00	404,20	0,00	404,20
Phase Viscosity (Mixed Liquid Phase)	cP	0,00	15,14	0,00	3,98	0,00

Parámetros	Unit	56	57	58
Pressure	kg/cm <sup>2</sup> _g	20,00	0,00	0,00
Temperature	C	23,26	0,00	0,00
Mass Flow	kg/h	21729,8	0,00	0,00
Vap Frac on a Mass Basis		1,000	0,00	0,00
Phase Molar Flow (Vapour Phase)	m <sup>3</sup> /d_(gas)	583398,3	0,00	0,00
Phase Molecular Weight (Vapour Phase)		21,14	0,00	0,00
Mass Density	kg/m <sup>3</sup>	18,99	0,00	0,00
Phase Z Factor (Vapour Phase)		0,93	0,00	0,00
Phase Viscosity (Vapour Phase)	cP	0,01	0,00	0,00
Cp/Cv		1,33	0,00	0,00
Phase Actual Liquid Flow (Aqueous Phase)	m <sup>3</sup> /h	0,00	0,00	0,00
Phase Actual Liquid Flow (Liquid Phase)	m <sup>3</sup> /h	0,00	0,00	0,00
Actual Gas Flow	ACT_m <sup>3</sup> /h	1144,00	0,00	0,00
Phase Viscosity (Mixed Liquid Phase)	cP	0,00	0,00	0,00

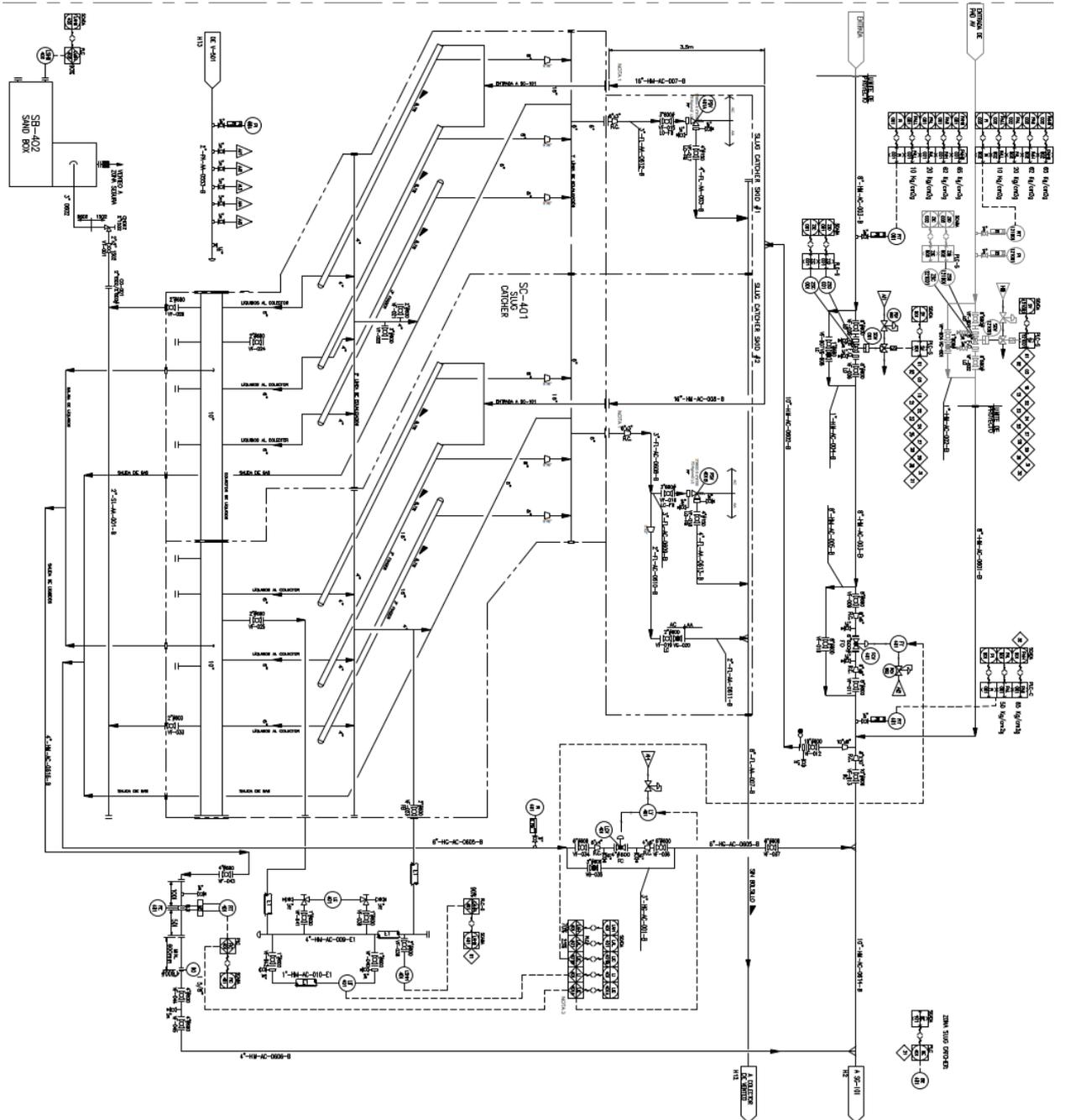
	Unit	VRU	Aero VRU	Compresor Media 1ra Etapa	Aero Compresor Media 1ra Etapa	Compresor Media 2da Etapa
Servicio	kW	56,6	26,4	95,9	77,2	95,9
	kcal/h	48722,3	22690,8	82539,1	66408,1	82538,9
	Unit	Aero Compresor Media 2da Etapa	HT-1200	Compresor de Alta	Aero Compresor de Alta	Unidad Regeneradora
Servicio	kW	120,0	460,3	-	-	175
	kcal/h	103269,0	396010,6	-	-	150472,9

Tabla 3.4.2. Balances de Masa y Energía

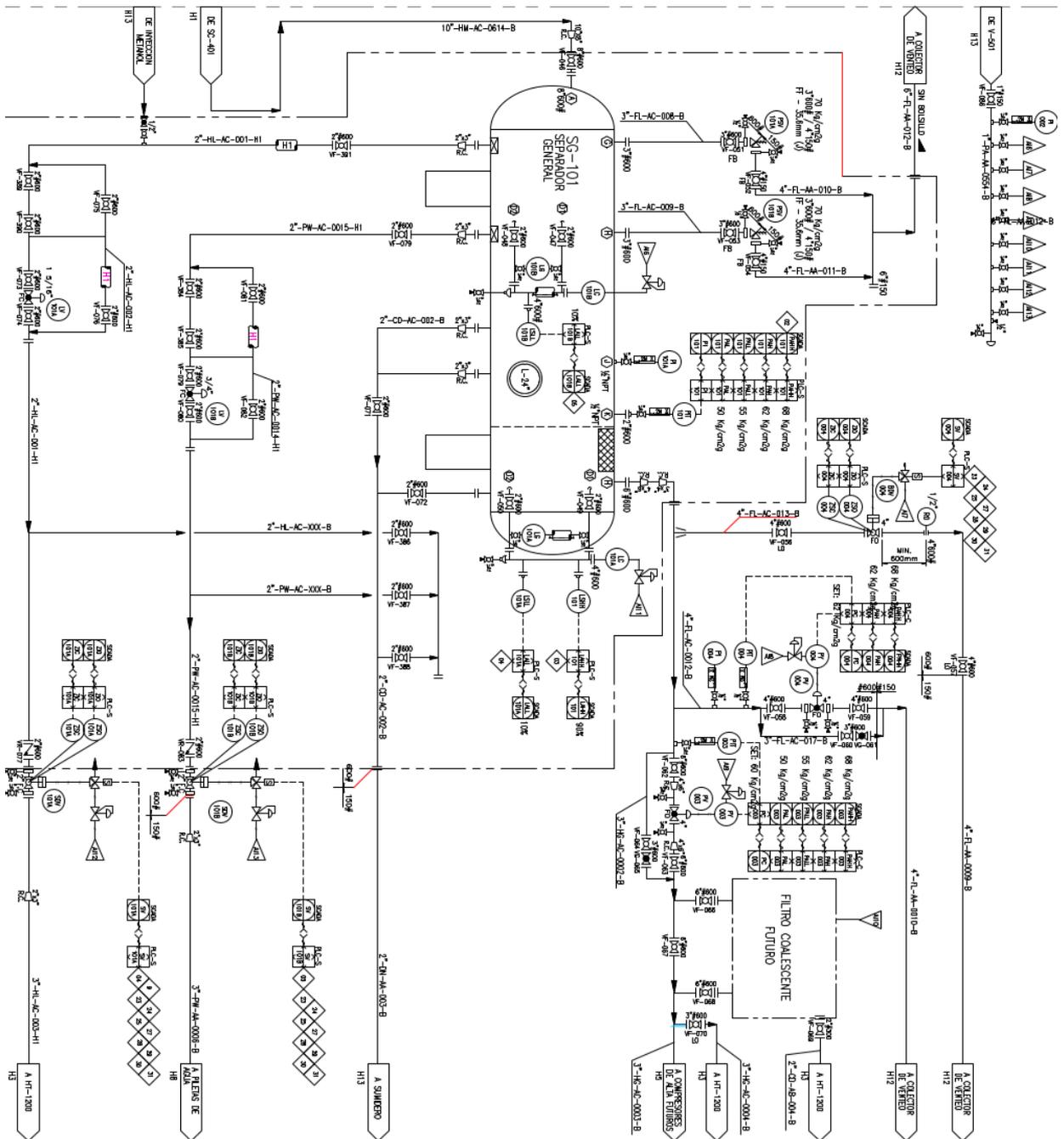
### 3.4.3. P&ID - Diagramas de Cañerías e Instrumentos

Se presentan a continuación los diagramas de cañería e instrumentos de las distintas áreas que conforman el proceso.

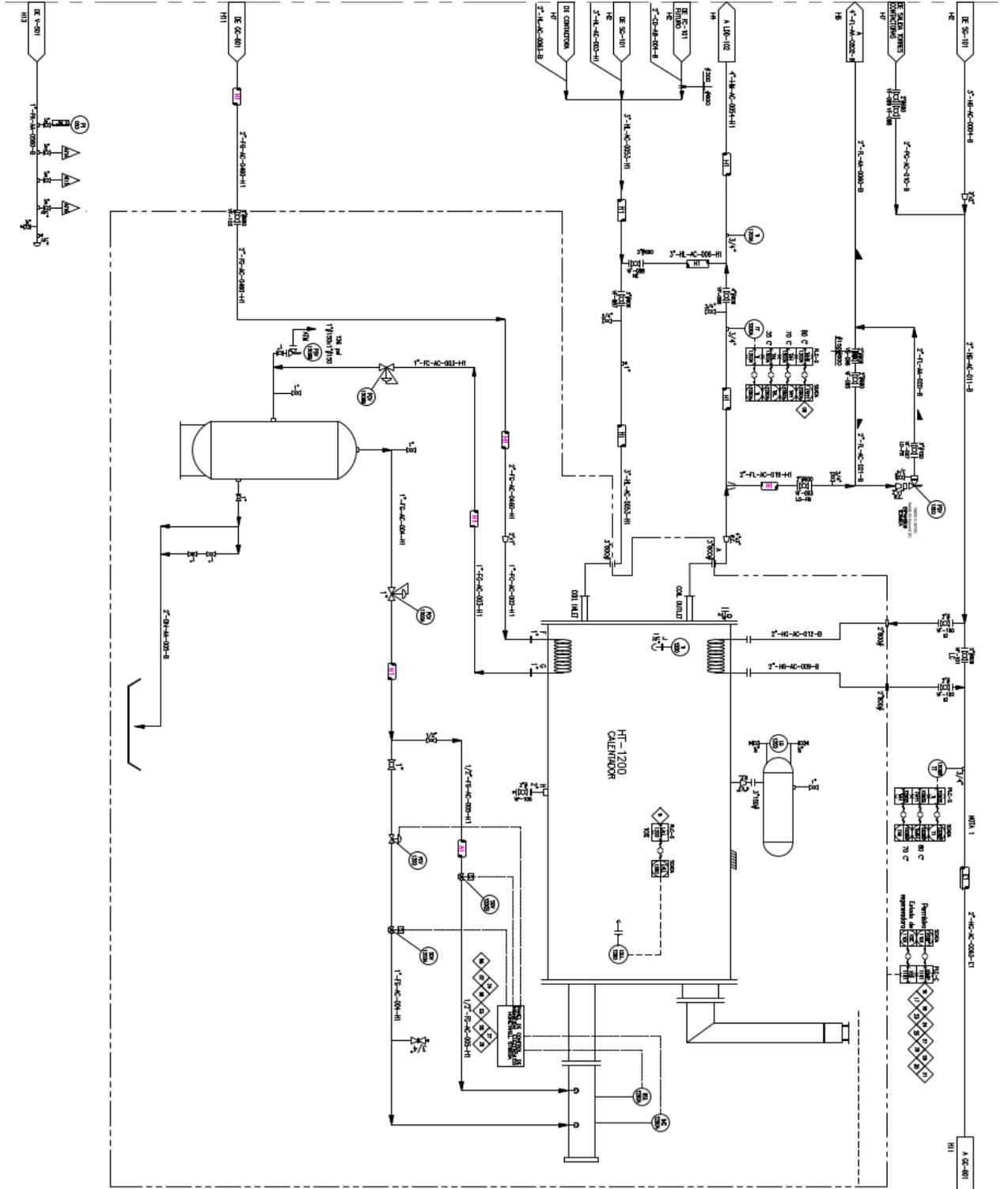
#### - Ingreso a Planta - Slug Catcher



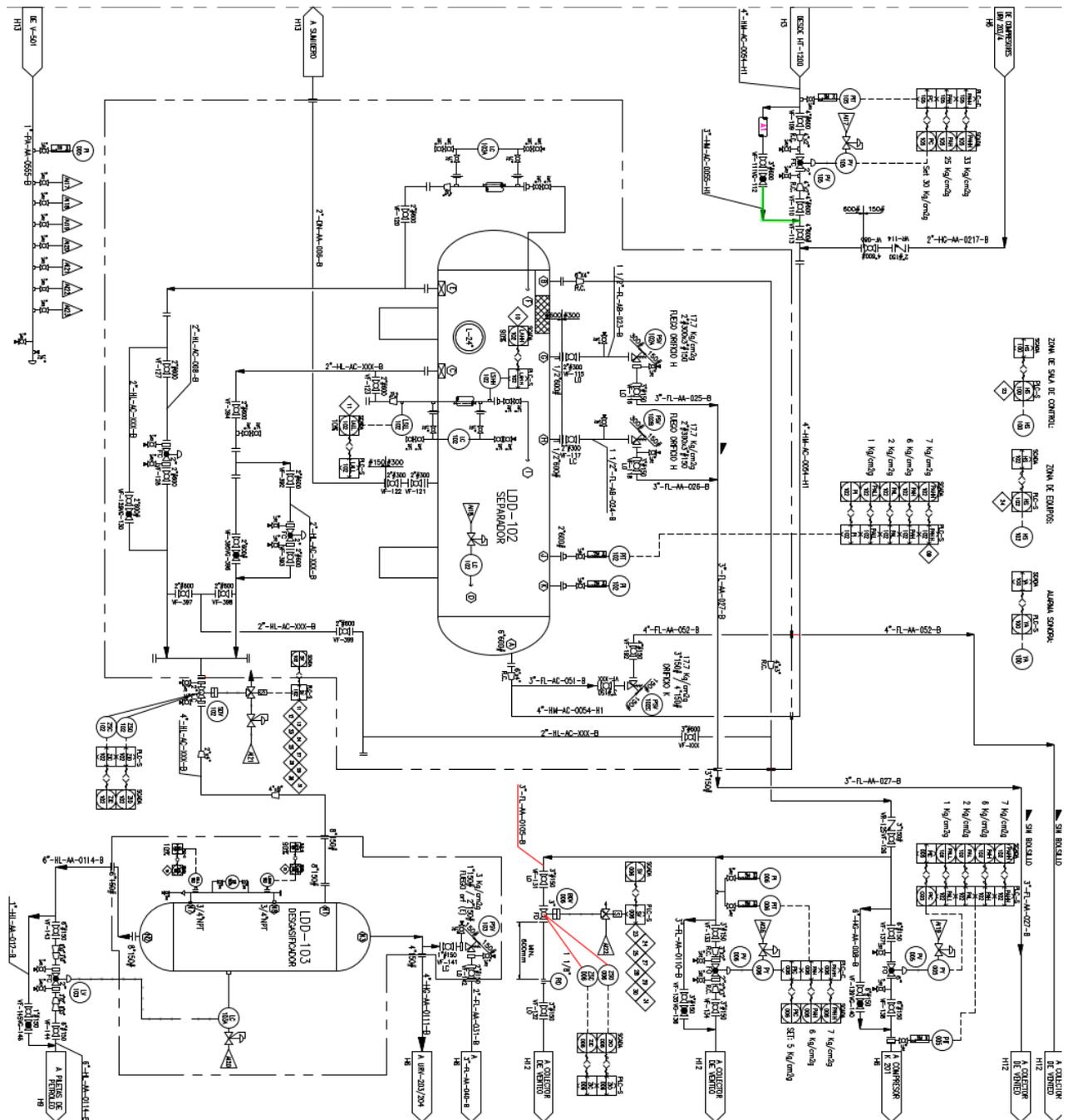
- Separador General SG-101



- Heater HT-1200

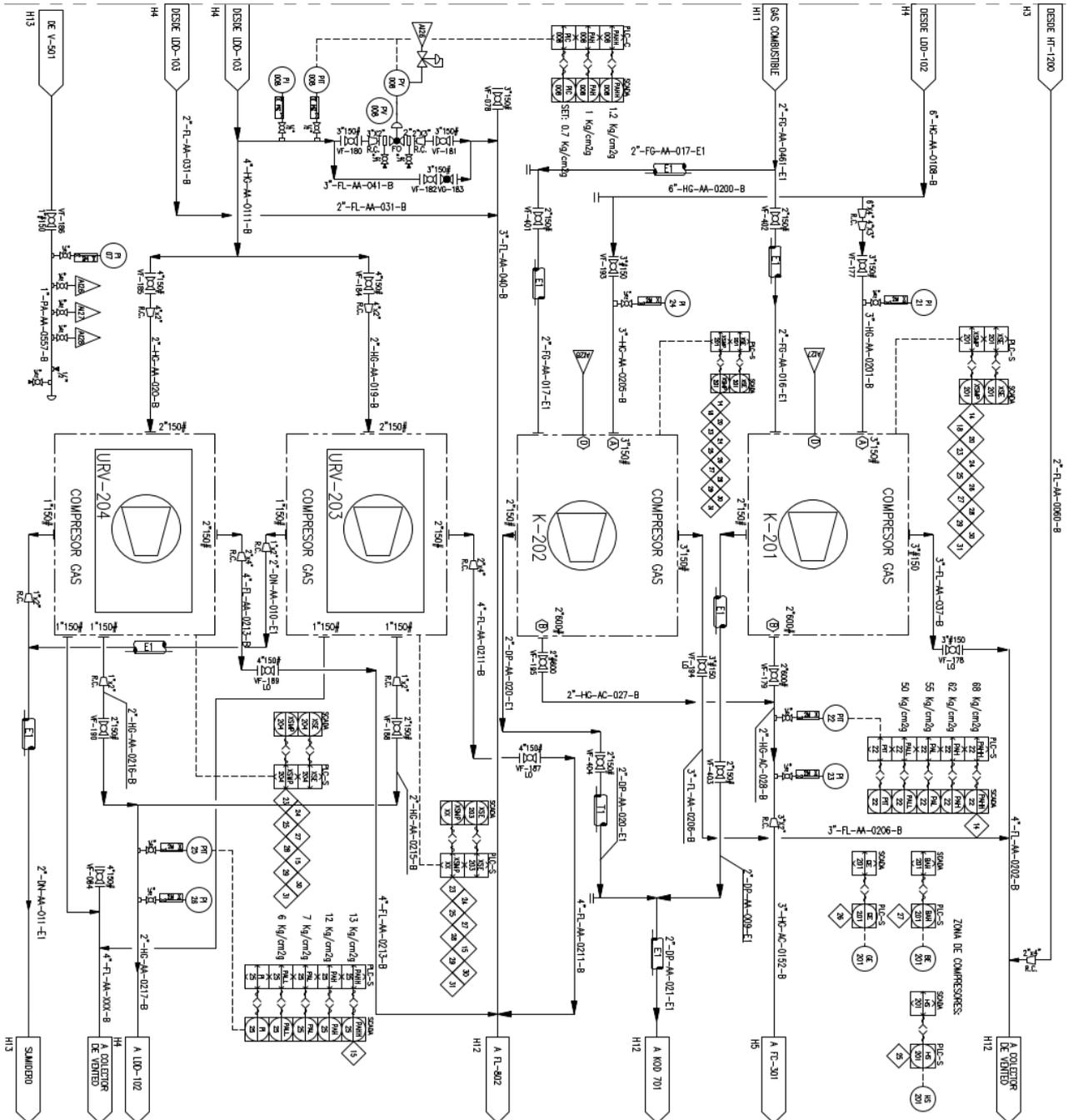


- Separadores LDD-102 y LDD-103

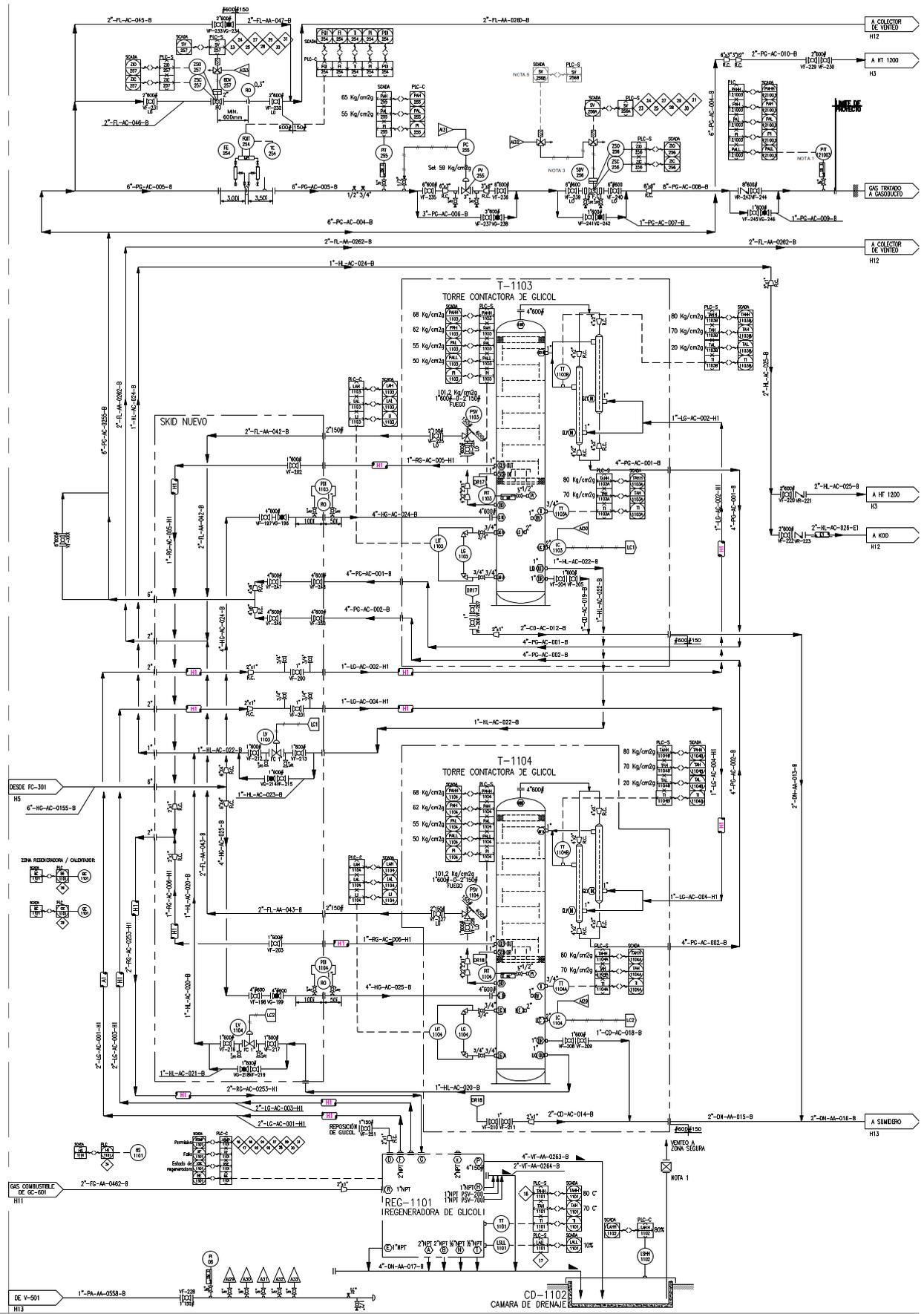




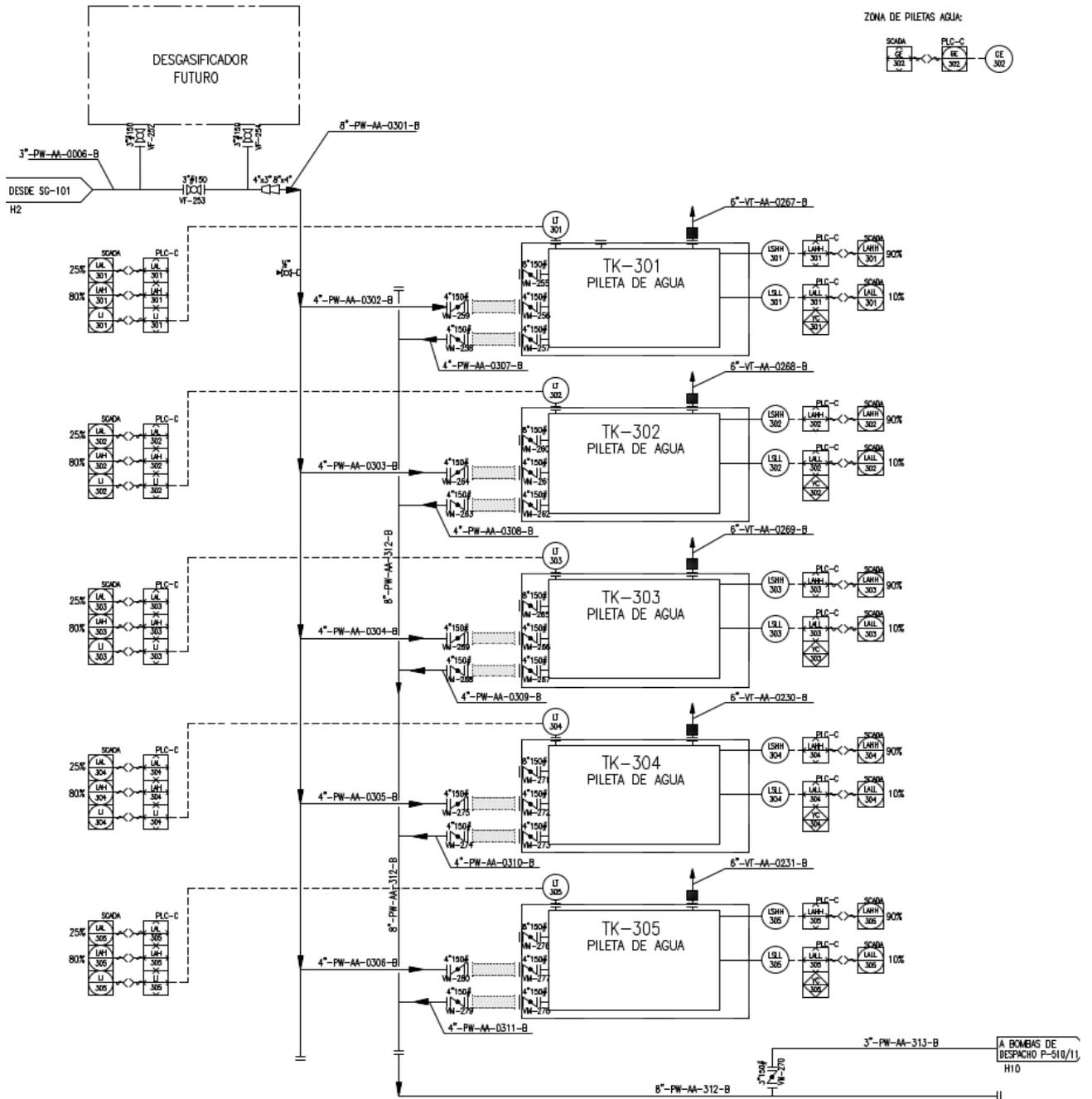
- Zona de succión y descarga de Compresores



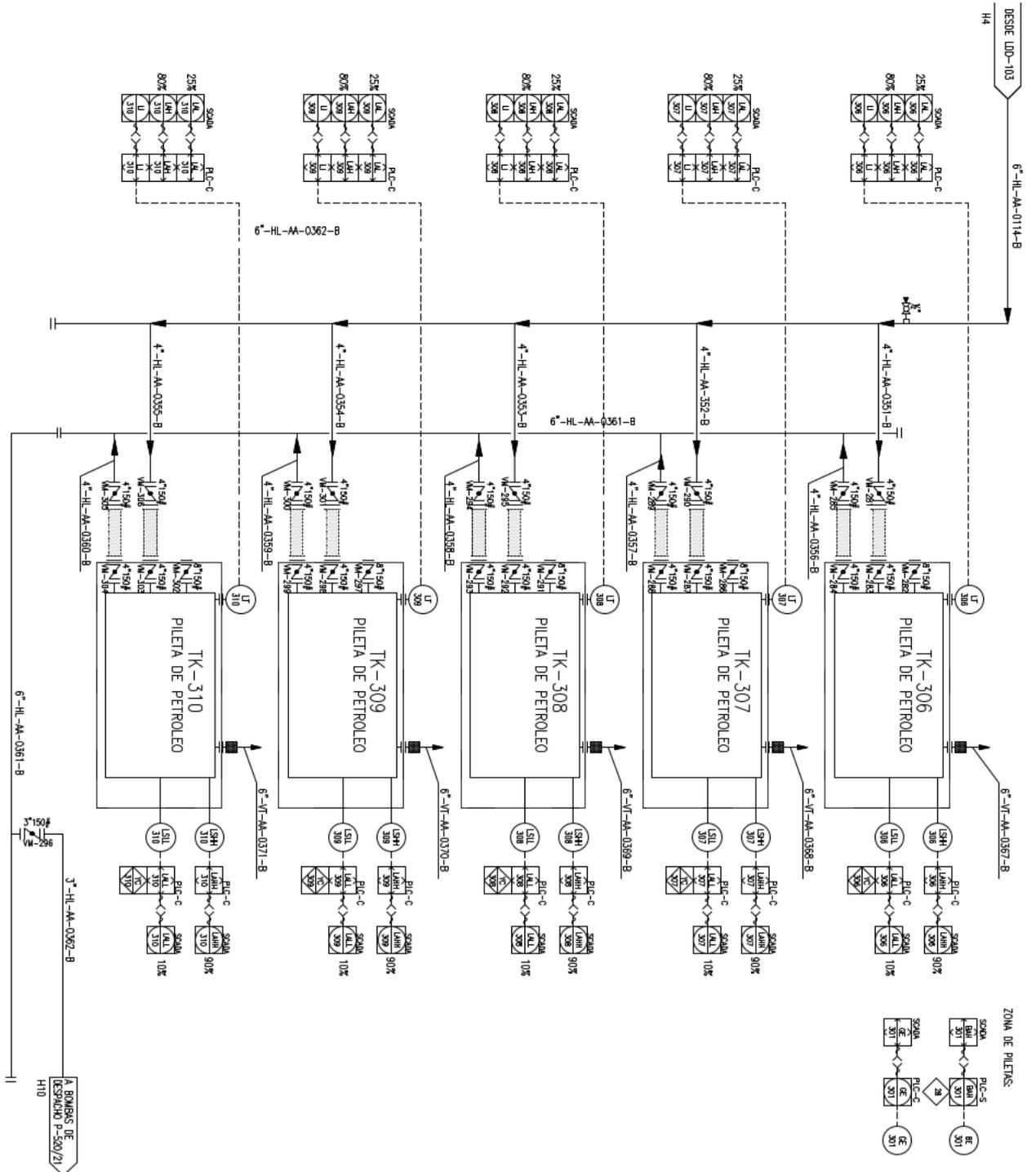
- Torres Contactoras T-1103 y T-1104



- *Piletas de Agua TK-301/02/03/04/05*



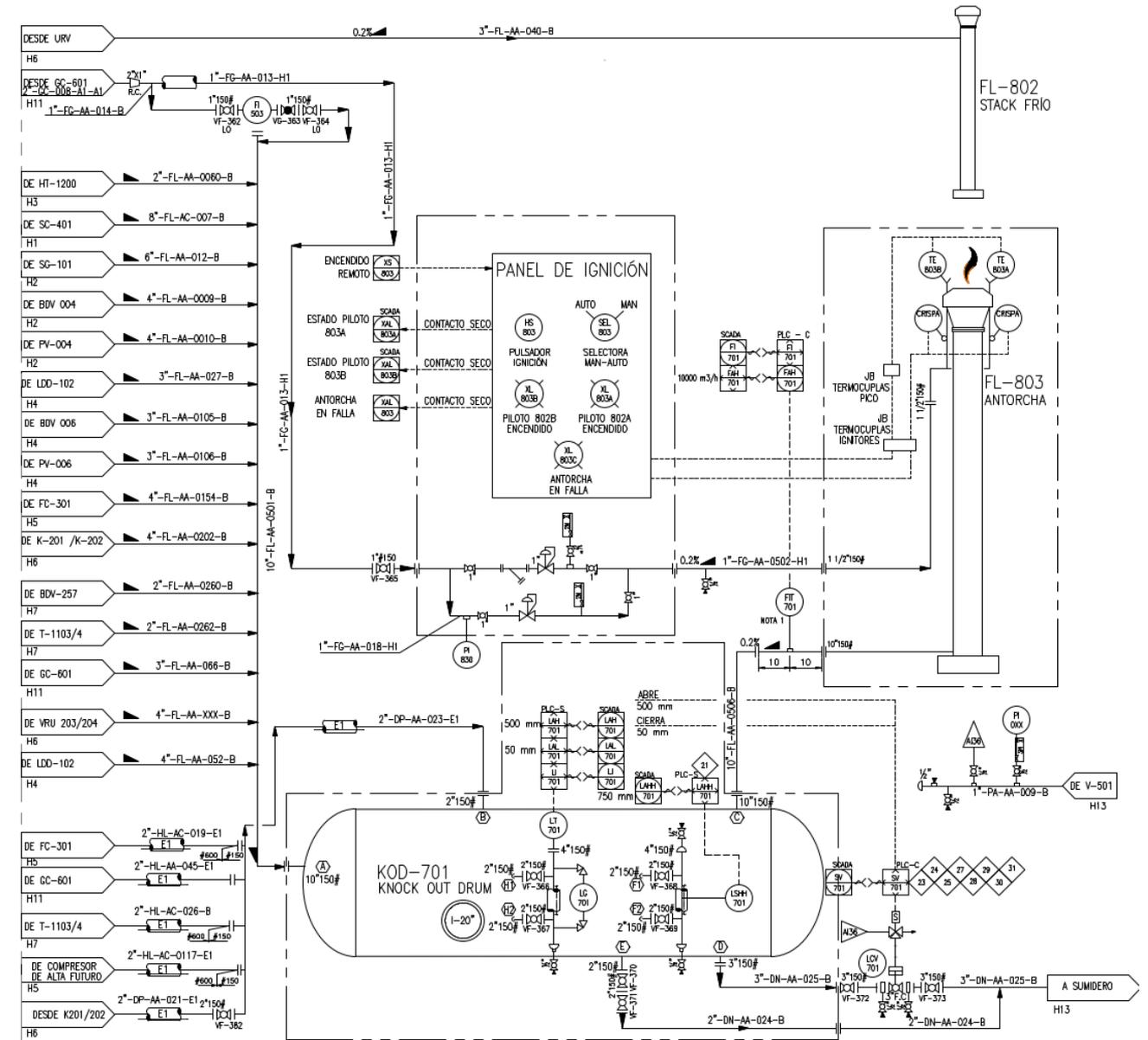
- Piletas de Condensado TK-306/07/08/09/10





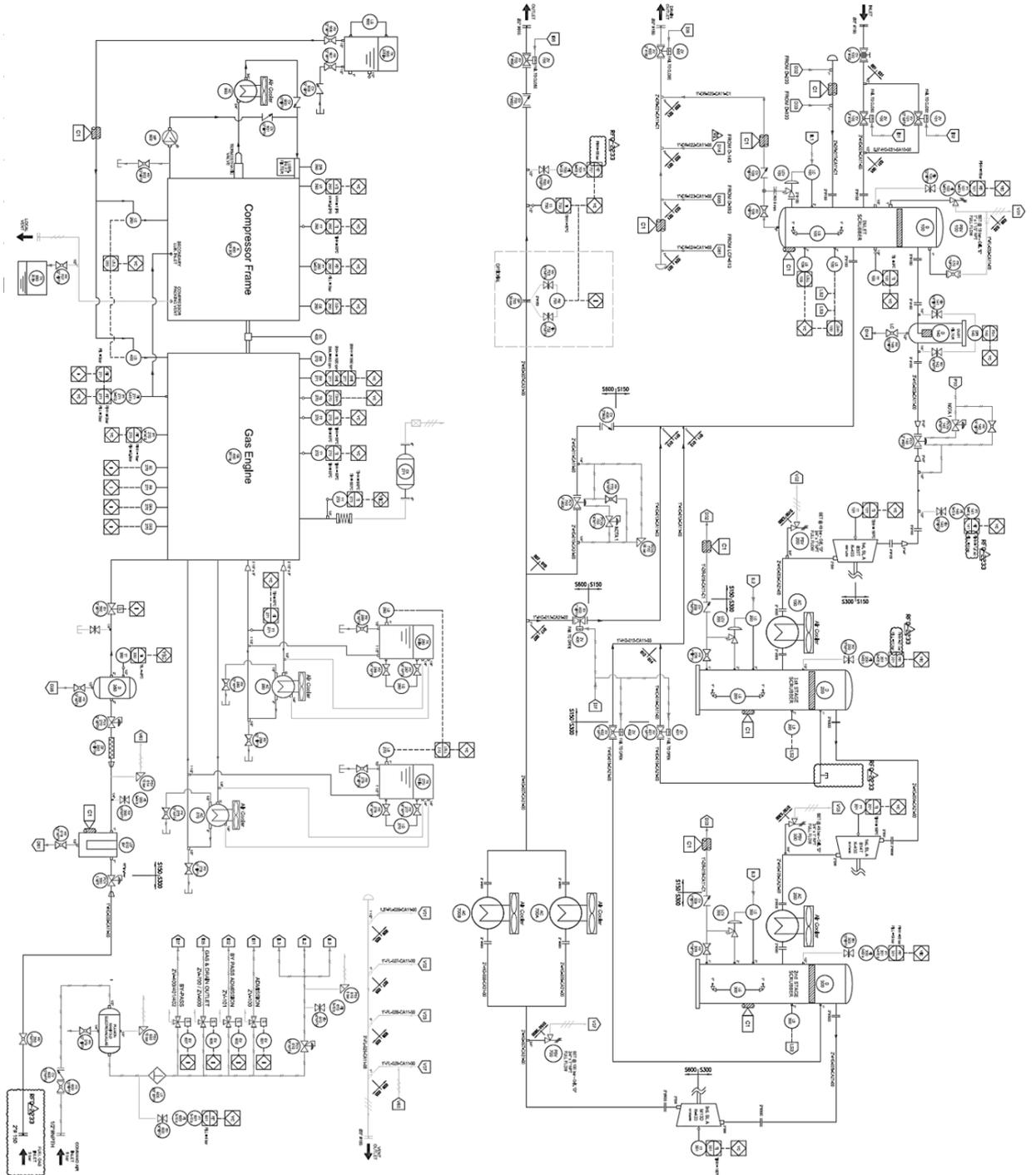


- Sistema de Venteo

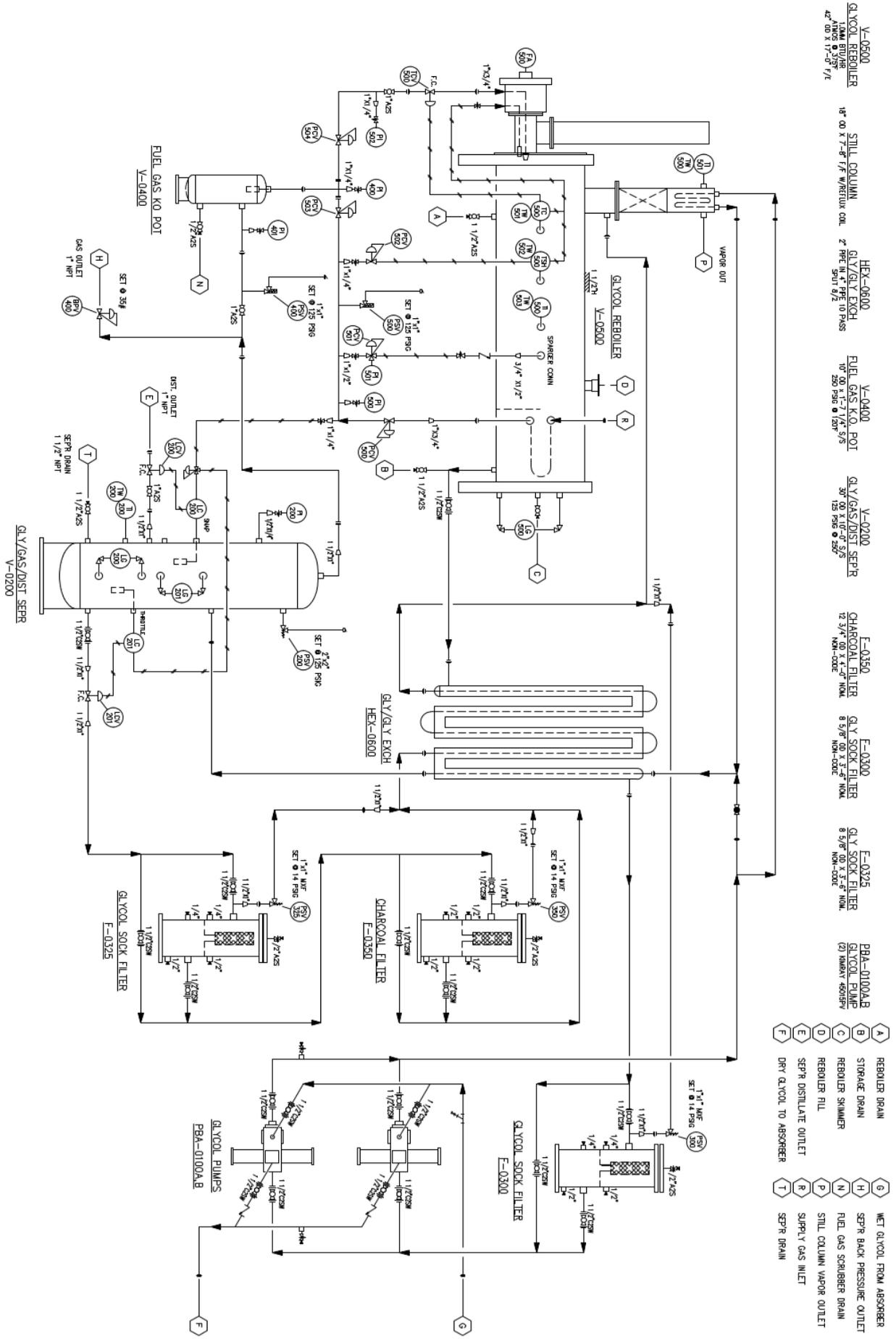




- Skid Compresores



# - Skid Regeneración Glicol







MATRIZ CAUSA EFECTO SISTEMA DE CONTROL													SERVICIO																						
PLC													TAG SEÑAL																						
INSTRUMENTO / SEÑAL						ENCLAVAMIENTOS							TAG SEÑAL																						
REV	TAG	INST	TAG SEÑAL	SERVICIO	UBICACION	PLC	NIVEL SD	Unidades	ON	OFF	High High	High	Low	Low Low	TAG SEÑAL	SDV-001	SDV-121001	BDV-004	BDV-006	BDV-257	SDV-256	SDV-452	SDV-010A	SDV-010B	SDV-102	LCV-701	K-201	K-202	URV-203	URV-204	HT-1200	REG-1101	SD-PA0		
B	LSHH	- 301	LAHH - 301	MUY ALTO NIVEL	TK 301 DE PETROLEO	CONTROL	ALARM	%	X		90																								
B	LSLL	- 301	LALL - 301	MUY BAJO NIVEL	TK 301 DE PETROLEO	CONTROL	ALARM	%	X					10																					
B	LIT	- 302	LAH - 302	ALTO NIVEL	TK 302 DE PETROLEO	CONTROL	ALARM	%				80																							
B	LSHH	- 302	LAHH - 302	MUY ALTO NIVEL	TK 302 DE PETROLEO	CONTROL	ALARM	%	X		90																								
B	LSLL	- 302	LALL - 302	MUY BAJO NIVEL	TK 302 DE PETROLEO	CONTROL	ALARM	%	X					10																					
B	LIT	- 303	LAH - 303	ALTO NIVEL	TK 303 DE PETROLEO	CONTROL	ALARM	%				80																							
B	LSHH	- 303	LAHH - 303	MUY ALTO NIVEL	TK 303 DE PETROLEO	CONTROL	ALARM	%	X		90																								
B	LSLL	- 303	LALL - 303	MUY BAJO NIVEL	TK 303 DE PETROLEO	CONTROL	ALARM	%	X					10																					
B	LIT	- 304	LAH - 304	ALTO NIVEL	TK 304 DE PETROLEO	CONTROL	ALARM	%				80																							
B	LSHH	- 304	LAHH - 304	MUY ALTO NIVEL	TK 304 DE PETROLEO	CONTROL	ALARM	%	X		90																								
B	LSLL	- 304	LALL - 304	MUY BAJO NIVEL	TK 304 DE PETROLEO	CONTROL	ALARM	%	X					10																					
B	LIT	- 305	LAH - 305	ALTO NIVEL	TK 305 DE PETROLEO	CONTROL	ALARM	%				80																							
B	LSHH	- 305	LAHH - 305	MUY ALTO NIVEL	TK 305 DE PETROLEO	CONTROL	ALARM	%	X		90																								
B	LSLL	- 305	LALL - 305	MUY BAJO NIVEL	TK 305 DE PETROLEO	CONTROL	ALARM	%	X					10																					

MATRIZ CAUSA EFECTO SISTEMA DE CONTROL													SERVICIO																							
PLC													TAG SEÑAL																							
INSTRUMENTO / SEÑAL						ENCLAVAMIENTOS							TAG SEÑAL																							
REV	TAG	INST	TAG SEÑAL	SERVICIO	UBICACION	PLC	NIVEL SD	Unidades	ON	OFF	High High	High	Low	Low Low	TAG SEÑAL	SDV-001	SDV-121001	BDV-004	BDV-006	BDV-257	SDV-256	SDV-452	SDV-010A	SDV-010B	SDV-102	LCV-701	K-201	K-202	URV-203	URV-204	HT-1200	REG-1101	SD-PA0			
B	LIT	- 306	LAH - 306	ALTO NIVEL	TK 306 DE AGUA	CONTROL	ALARM	%				80																								
B	LSHH	- 306	LAHH - 306	MUY ALTO NIVEL	TK 306 DE AGUA	CONTROL	ALARM	%	X		90																									
B	LSLL	- 306	LALL - 306	MUY BAJO NIVEL	TK 306 DE AGUA	CONTROL	ALARM	%	X					10																						
B	LIT	- 307	LAH - 307	ALTO NIVEL	TK 307 DE AGUA	CONTROL	ALARM	%				80																								
B	LSHH	- 307	LAHH - 307	MUY ALTO NIVEL	TK 307 DE AGUA	CONTROL	ALARM	%	X		90																									
B	LSLL	- 307	LALL - 307	MUY BAJO NIVEL	TK 307 DE AGUA	CONTROL	ALARM	%	X					10																						
B	LIT	- 308	LAH - 308	ALTO NIVEL	TK 308 DE AGUA	CONTROL	ALARM	%				80																								
B	LSHH	- 308	LAHH - 308	MUY ALTO NIVEL	TK 308 DE AGUA	CONTROL	ALARM	%	X		90																									
B	LSLL	- 308	LALL - 308	MUY BAJO NIVEL	TK 308 DE AGUA	CONTROL	ALARM	%	X					10																						
B	LIT	- 309	LAH - 309	ALTO NIVEL	TK 309 DE AGUA	CONTROL	ALARM	%				80																								
B	LSHH	- 309	LAHH - 309	MUY ALTO NIVEL	TK 309 DE AGUA	CONTROL	ALARM	%	X		90																									
B	LSLL	- 309	LALL - 309	MUY BAJO NIVEL	TK 309 DE AGUA	CONTROL	ALARM	%	X					10																						
B	LIT	- 310	LAH - 310	ALTO NIVEL	TK 310 DE AGUA	CONTROL	ALARM	%				80																								
B	LSHH	- 310	LAHH - 310	MUY ALTO NIVEL	TK 310 DE AGUA	CONTROL	ALARM	%	X		90																									

MATRIZ CAUSA EFECTO SISTEMA DE CONTROL													SERVICIO																						
PLC													TAG SEÑAL																						
INSTRUMENTO / SEÑAL						ENCLAVAMIENTOS							TAG SEÑAL																						
REV	TAG	INST	TAG SEÑAL	SERVICIO	UBICACION	PLC	NIVEL SD	Unidades	ON	OFF	High High	High	Low	Low Low	TAG SEÑAL	SDV-001	SDV-121001	BDV-004	BDV-006	BDV-257	SDV-256	SDV-452	SDV-010A	SDV-010B	SDV-102	LCV-701	K-201	K-202	URV-203	URV-204	HT-1200	REG-1101	SD-PA0		
B	LSLL	- 310	LALL - 310	MUY BAJO NIVEL	TK 310 DE AGUA	CONTROL	ALARM	%	X					10																					
B	FOIT	- 520	FI - 520	MEDICION CAUDAL	CARGADERO DE PETROLEO	CONTROL	ALARM																												
B	FOIT	- 510	FI - 510	MEDICION CAUDAL	CARGADERO DE AGUA	CONTROL	ALARM																												
B	LIT	- 601	LAH - 601	ALTO NIVEL	GC-601- SEPARADOR GAS COMBUSTIBLE	CONTROL	ALARM	%				80																							
B	LSHH	- 601	LAHH - 601	MUY ALTO NIVEL	GC-601- SEPARADOR GAS COMBUSTIBLE	SEGURIDAD	SD2	%	X		90				18																				
B	PIT	- 601	PAHH - 601	MUY ALTA PRESIÓN	GC-601- SEPARADOR GAS COMBUSTIBLE	SEGURIDAD	SD2	kg/cm2g				14			19																				
B	PIT	- 601	PAH - 601	ALTA PRESIÓN	GC-601- SEPARADOR GAS COMBUSTIBLE	SEGURIDAD	ALARM	kg/cm2g					12																						
B	PIT	- 601	PAL - 601	BAJA PRESION	GC-601- SEPARADOR GAS COMBUSTIBLE	SEGURIDAD	ALARM	kg/cm2g					8																						
B	PIT	- 601	PALL - 601	MUY BAJA PRESIÓN	GC-601- SEPARADOR GAS COMBUSTIBLE	SEGURIDAD	SD2	kg/cm2g					6		20																				
B	LT	- 701	LAH - 701	ALTO NIVEL	KOD-701 - KNOCK OUT DRUM	SEGURIDAD	OPER	mm				500																							
B	LSHH	- 701	LAHH - 701	MUY ALTO NIVEL	KOD-701 - KNOCK OUT DRUM	SEGURIDAD	OPER	mm				50																							
B	LSHH	- 701	LAHH - 701	MUY ALTO NIVEL	KOD-701 - KNOCK OUT DRUM	SEGURIDAD	SD1	mm	X		750				21																				
B	PIT	- 501	PAHH - 501	MUY ALTA PRESIÓN	V-501 - PULMON DE AIRE	SEGURIDAD	ALARM	kg/cm2g				12																							
B	PIT	- 501	PAH - 501	ALTA PRESIÓN	V-501 - PULMON DE AIRE	SEGURIDAD	ALARM	kg/cm2g					11																						
B	PIT	- 501	PAL - 501	BAJA PRESION	V-501 - PULMON DE AIRE	SEGURIDAD	ALARM	kg/cm2g					8																						
B	PIT	- 501	PALL - 501	MUY BAJA PRESIÓN	V-501 - PULMON DE AIRE	SEGURIDAD	SD1	kg/cm2g					6		22																				
B	XT	- 1201	LAH - 1201	ALTO NIVEL	ENTRECAMARAS DE SUMIDERO S-1201	CONTROL	ALARM	%	X																										
B	LSHH	- 1201	LAHH - 1201	MUY ALTO NIVEL	S-1201 - SUMIDERO	CONTROL	ALARM	%	X		90																								

**REFERENCIAS:**

**O** ABIERTO - VALVULA ABIERTA. EL SISTEMA LLEVA AL EQUIPO AL ESTADO ABIERTO  
**C** CERRADO - VALVULA CERRADA. EL SISTEMA LLEVA AL EQUIPO AL ESTADO CERRADO  
**P** PARO - PARO DE EQUIPO - DESENERGIZACION  
**E** MARCHA - ENERGIZACION  
**SD1** Secuencia de Shut Down de Planta  
**SD2** Secuencia de Paro de Equipo  
**SD3** Secuencia de Shut Down y Blow Down de Planta  
**OPER** Secuencia Operativa  
**NOTAS:**

Tabla 3.4.4. Matriz Causa Efecto

**3.4.5. Listado de Equipos**

A continuación, se pasa lista de los equipos implicados en el proceso y la posible procedencia de los mismos. Siendo que el presente trabajo se proyecta bajo la modalidad de *rental* los equipos que forman parte del stock y compra por parte de la Contratista, incurrirán como costos por **alquiler temporario** en el análisis financiero del próximo Capitulo.

EQUIPOS	PROCEDENCIA
Slug Catcher	Compra nacional - individualizada
Separador General SG-101	Stock ProdEng
Separador de Baja	Stock ProdEng
Desgasificador	Stock ProdEng-Separador Vertical
Filtro Coalescente PFS	Compra nacional - individualizada
Gas Combustible	Compra nacional - individualizada
Torre Contactora + URG	Compra nacional - individualizada
KOD	Compra nacional
Flare	Stock ProdEng
Calderín 1,5 MM BTU/HR	Stock ProdEng
Sistema de Drenaje de Líquidos de KOD	Compra nacional
Tanques Sumideros	Compra nacional
Bomba PCP Cámara de URG	Compra nacional
Material para la Obra	Compra nacional
Tanque de Agua 70 m3	Renta / stock de ProdEng
Tanque de Oil de 70 m3	Renta / stock de ProdEng
Skid de Despacho de Agua	stock ProdEng
Skid de Despacho de Petróleo	stock ProdEng
Tanque Pulmón	Compra nacional
Compresores de Aire y Secador	Compra nacional
Torres de Iluminación	Compra nacional
Colector de Piletas de Oil y Agua	Compra nacional
Alambrado	Compra nacional
Instrumentación y Control	Compra nacional / stock ProdEng
Shelter	Compra nacional

Tabla 3.4.5. Listado de Equipos y Procedencia

### 3.4.6. HAZOP

Ítem	Equipo	Tipo	Hallazgo	Análisis
1	Slug Catcher SC-401	Seguridad	Posible presurización de Slug catcher por apertura de SDVs o de FCV-401	Agregar cierre de SDV-001 de entrada desde YPF por alta presión en PIT-001, y cierre de SDV-121001 de entrada desde aguada por alta presión en PIT-121001.
2	Slug Catcher SC-401	Seguridad	Diámetro de línea de descarga de PSV-401A/B	Se simula línea, la cual excede el mach y rhov2 recomendados para el caso dimensionante de full flow. La contrapresión alcanzada no llega a restringir el alivio de la válvula por lo que se decide aceptar el riesgo.
3	Slug Catcher SC-401	Recomendación	Posible presurización de slug catcher por exceso de gas cuando la válvula FCV-401 abre luego de un alto nivel.	Reemplazar PI-401 por un PIT adicional que controle la válvula FCV-401. Deberá implementarse un control de menor apertura entre el nuevo output de presión y el output de nivel del lazo LIC-401B
4	Slug Catcher SC-401	Recomendación	Evitar demoras por despresurización de gathering a través de bypass de SDV	Agregar Shut down de pozos de aguada ante cierre de SDV-121001, shut down de pozos de meseta ante cierre de SDV-001 y ante SD3 de TPF. Debe evaluarse interfaz con YPF para comandar el cierre de pozos.
5	Slug Catcher SC-401	HAZOP	Se pidió doble bloqueo en la entrada al slug catcher. No se ve en el P&ID	Validar si se requiere doble bloqueo
6	Slug Catcher SC-401	Seguridad	Posible presurización de línea #150 hacia sand box	Evaluar si se requiere línea #600
7	Separador General SG-101	Seguridad	Diámetro de línea de descarga de PSV-401A/B	Se simula línea, la cual excede el mach y rhov2 recomendados para el caso dimensionante de full flow. La contrapresión alcanzada no llega a restringir el alivio de la válvula por lo que se decide aceptar el riesgo.
8	Separador General SG-101	Seguridad	Presurización de Sumidero y líneas de drenaje por apertura de válvulas de drenaje del separador	se requiere doble bloqueo según HAZOP
9	Separador General SG-101	Seguridad	Presurización de piletas de agua y LDD-102 a través de válvulas esféricas de bypass de las válvulas de control de nivel	Se debe garantizar que no sea posible un gas blow by a piletas/LDD-102 a través de la válvula esférica abierta
10	Separador General SG-101	Seguridad	Presurización de líneas a piletas de agua por gas blow por falla abierta de válvula LV-101B	Calcular gas blow by con el modelo de válvula e interno de válvula realmente instalado
11	Separador General SG-101	Seguridad	Presurización de LDD-102 por gas blow por falla abierta de válvula LV-101A	Calcular gas blow by con el modelo de válvula e interno de válvula realmente instalado. Verificar PSV-102C y líneas de entrada y salida.
12	Separador General SG-101	Recomendación	Falta de inyección de químicos	No se observa en la planta la línea para inyección de metanol ni la conexión representadas en el P&ID.
13	Calentador HT-1200	Seguridad	La descarga de la PSV tiene un punto bajo en el colector de descarga en el ruteo hacia el KOD	debe instalarse una bota o algún medio de drenaje
14	Calentador HT-1200	Seguridad	No se observa en planta el transmisor de temperatura de seguridad TIT-1200A.	Verificar instalación del transmisor indicado en P&ID y requerido por HAZOP
15	Separador LDD-102	Seguridad	El desgasificador LDD-103 tiene una PSV seteada a 3 kg/cm2g, y tiene prueba hidráulica a 6 kg/cm2g. El LDD-102 tiene una presión de venteo controlado de 5 kg/cm2g y un PAH de 6 kg/cm2g. En caso de gas blow by, las válvulas de control de nivel superan ampliamente la capacidad de la PSV-103. Además, el LDD-103 no cuenta con PAHH.	Evaluar si es posible: - elevar la presión de diseño y set de la PSV del LDD-103 a 4,6 kg/cm2g, contemplando una relación con la prueba hidráulica de 1,3 (ver con mecánica). - Aceptar que no es creíble el gas blow by tomando 5kg/cm2g como presión máxima operativa del LDD-102, y llegando también a los 5 kg/cm2g como presión de alivio de la PSV del LDD-103 (4,6*1,1). - Verificar que no haya líneas probadas a 6 kg/cm2g (para ASME B31.3 la relación Phid/Pdis es 1,5)
16	Separador LDD-103	Seguridad	cualquier bloqueo de piletas de condensado o bloqueo de cuadro de válvula de control LV-103, o cierre de LV-103 puede llevar a que el crudo se alivie por el venteo frío FL-802	Verificar que el LAHH-103 sea protección suficiente dadas las posibles consecuencias del evento.
17	Separador LDD-103	Seguridad	La PSV-103 se colocó en la línea de gas, en un punto bajo con respecto al desgasificador	Evaluar si la ubicación nueva de la PSV es aceptable, considerando que quedaría únicamente para el caso Fuego
18	Separador LDD-103	Seguridad	la salida del desgasificador hacia el venteo frío y hacia la VRU debería ser con pendiente y sin bolsillos, lo cual no se cumple, lo cual generará slugs de líquido que tripean la VRU, y slugs de líquido saliendo por el venteo frío.	Evaluar incorporar un recipiente recolector de drenajes con bomba/drenaje a sumidero.
19	Filtro coalescente	Seguridad	Prodeng solicitó reducir el set de la PSV de las columnas a 75 kg/cm2g para poder probar los spools a menor presión. El filtro coalescente es un caso similar.	Se debe reducir el set de la PSV a 75 kg/cm2g para probar las líneas a menor presión
20	Filtro coalescente	Seguridad	las válvulas de drenaje de líquido tienen bypass con válvulas esféricas	Asegurar que se cuenten con una válvula globo en el bypass.
21	URV-203/4	Seguridad	En el P&ID las PSVs de la VRU van a venteo frío, pero están ruteadas a flare	Las PSVs tienen un set de 16 barg, por lo que pueden ir a flare.
22	URV-203/4	Seguridad	La descarga de la PSV tiene un punto bajo en el colector de descarga en el ruteo hacia el KOD	Determinar si es aceptable o debe instalarse una bota o algún medio de drenaje
23	Compresores K-202/3	Seguridad	Prodeng solicitó reducir el set de la PSV de las columnas a 75 kg/cm2g. Para evitar que alivien el full flow se debe setear las PSVs de los compresores también a 75 kg/cm2g	Setear PSVs de descarga de los compresores a 75 kg/cm2g
24	Compresores K-202/3	Seguridad	las PSVs interetapa y de descarga de los compresores tienen líneas de 1".	Considerando como presión de succión el set del venteo controlado, la contrapresión tanto de la descarga como interetapa resulta menor al 10% del valor de set, aunque no cumple con los criterios de mach y rhov2 recomendados. No está contemplada la reducción de presión por aumento de presión de descarga.
25	Compresores K-202/3	Seguridad	La descarga de la PSV tiene un punto bajo en el colector de descarga en el ruteo hacia el KOD	Determinar si es aceptable o debe instalarse una bota o algún medio de drenaje
26	Gas de salida	Seguridad	la BDV-257 tiene línea de salida de 2", #150	Ok. La planta no cumple con el tiempo de despresurización a 7 kg/cm2g en 15 minutos. El RO se dimensiona para no superar la presión de diseño de la línea
27	Regeneradora	Seguridad	Venteos de Separador Flash de la regeneradora	Asegurar que los venteos del Flash de la regeneradora estén ruteados al Flare.
28	Filtro coalescente	HAZOP	se pidió doble bloqueo para mantener el filtro. No se ve en P&ID	Validar si se requiere doble bloqueo
29	Piletas de agua	Seguridad	Posible presurización por bloqueo de línea #150 a piletas.	El bypass del desgasificador y al menos una piletas debe estar siempre con traba candado abierta en el ingreso a la misma.
30	Aire de instrumentos	HAZOP	se pidió doble bloqueo para mantener el pulmón de aire. No se ve en P&ID	En realidad es para mantener la PSV, la cual tiene doble bloqueo
31	Separador LDD-102	Recomendación	El separador LDD-102 es un separador con baffle trifásico utilizado como bifásico, juntando las salidas de agua y crudo.	la operación debería ser únicamente con la válvula de nivel de agua para evitar acumulación de agua, pero la válvula de crudo quedaría estanca con producto, o en contacto con gas con posible pasaje de gas. Definir esquema de control
32	Piletas de Petróleo	Recomendación	la salida de las piletas hacia las bombas se encuentra elevada, y la línea es de 3".	Si bien se redujo la altura, la línea continúa elevada y no se modificó el diámetro. Es posible que se generen problemas de gasificación/ANPA en las bombas generando cavitación de las mismas, y en caso de subir el nivel operativo de las piletas para evitarlo se pierda tiempo de almacenaje.
33	Slug Catcher SC-401	Recomendación	Posibles dificultades para mantener nivel sin válvula de control	verificar dimensionamiento de RO en línea de líquidos



La superficie mínima requerida es de **127.000 m<sup>2</sup>** (aproximadamente 450 m x 280 m). La sectorización se corresponde a:

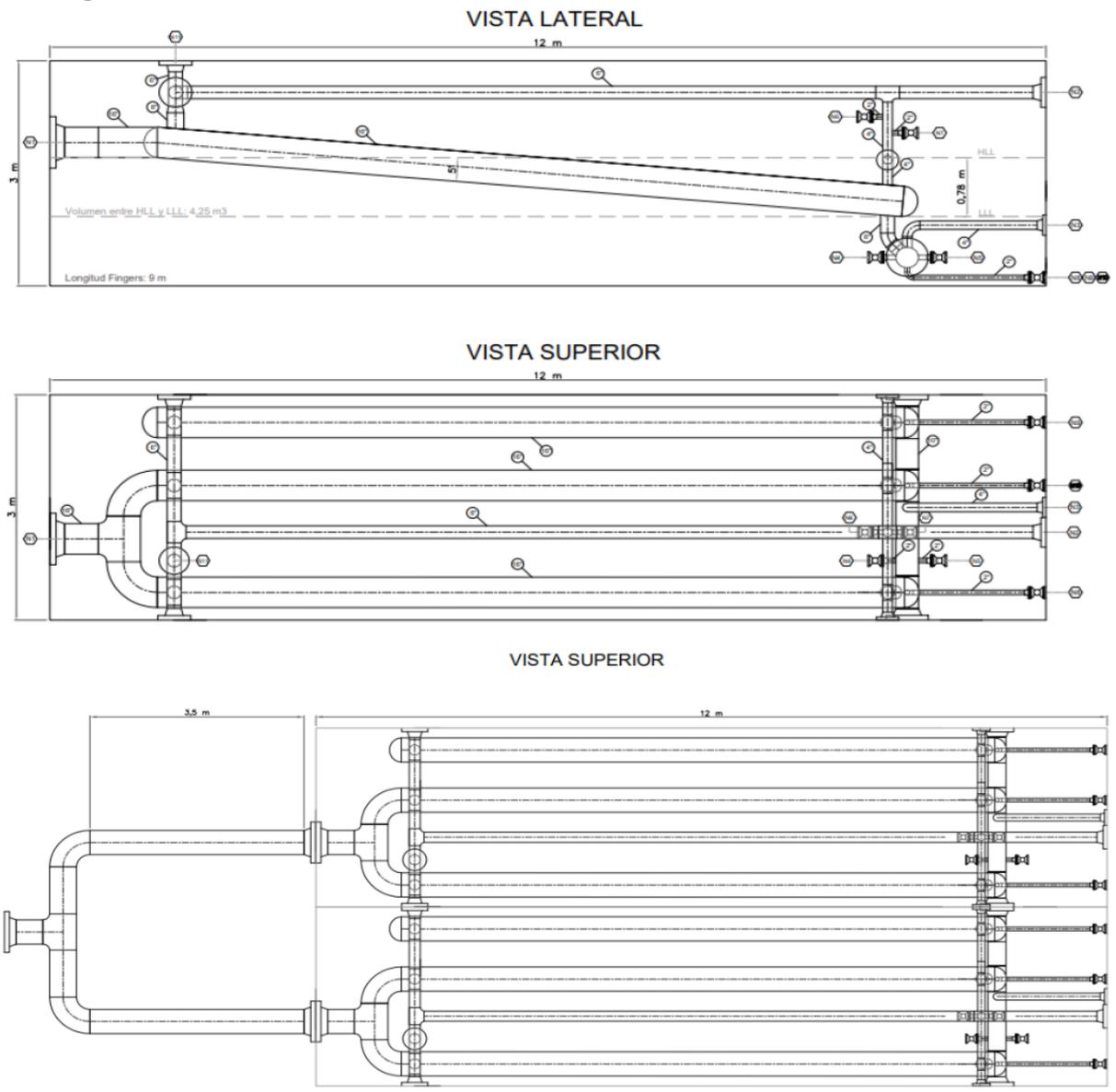
- ZONA 1. Ingreso a Planta SC-101 + Sistema Aire de Instrumentos + Skid de cañerías 015/ 016/017/019.
- ZONA 2. Separadores SG-101, LDD-102. GC-601 + Filtro FC-301 + Skid de cañerías 012/013/014/020/021.
- ZONA 3. Torres Contactoras + Tanque Sumidero + KOD + Skid de cañerías 009/010/011/022.
- ZONA 4. Sistema de Regeneración de Glicol + Heater + Skid de cañerías 006/007/008.
- ZONA 5. Cámara de Drenajes + Skid de cañerías 003/004/005.
- ZONA 6. Compresores K-201/202 + Skid de cañerías 001/002.
- ZONA 7. Colector de Sistema de Venteo.
- ZONA 8. Continuación de colector de venteo.
- ZONA 9. Flare FL-803
- ZONA 10. Separador LDD-103 + Compresores URV-203/204 + Skid de cañerías 018.
- ZONA 11. Piletas de Agua + Piletas de Condensado.
- ZONA 12. Despacho de agua y condensado.

Respecto al abastecimiento de hidrocarburo a Planta, se proponen diversos yacimientos de la Cuenca Neuquina que cumplirían con el suministro de gas a procesar. Entre ellos podemos considerar:

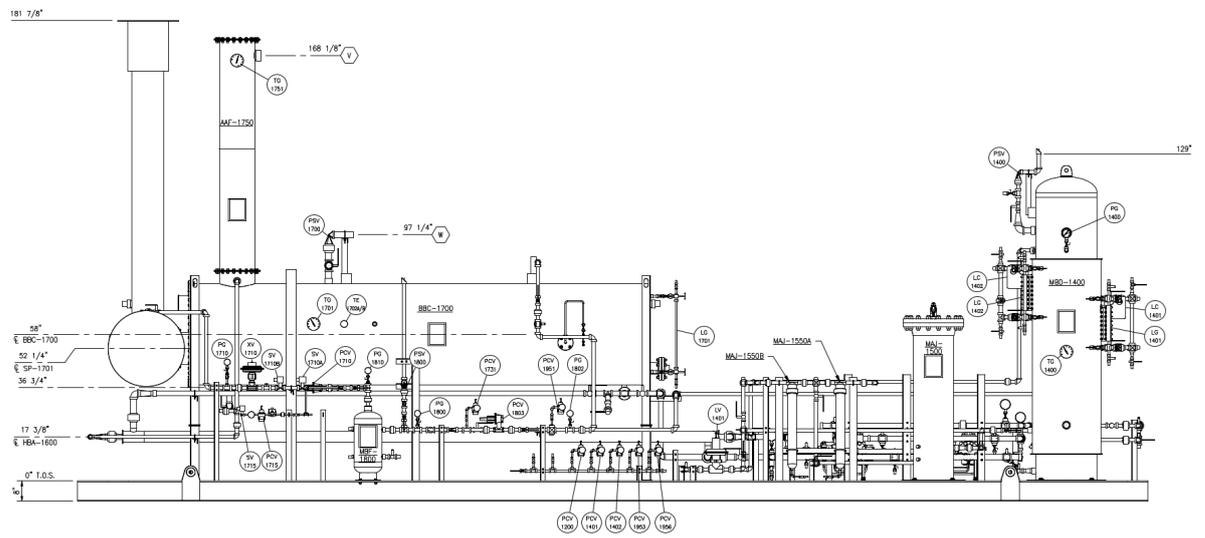
- La Calera (Pluspetrol).
- Fortín de Piedra (Tecpetrol).
- Aguada Villanueva (Pluspetrol sociedad con YPF).

### 3.4.8. Planos Mecánicos Equipos

#### - Slug Catcher

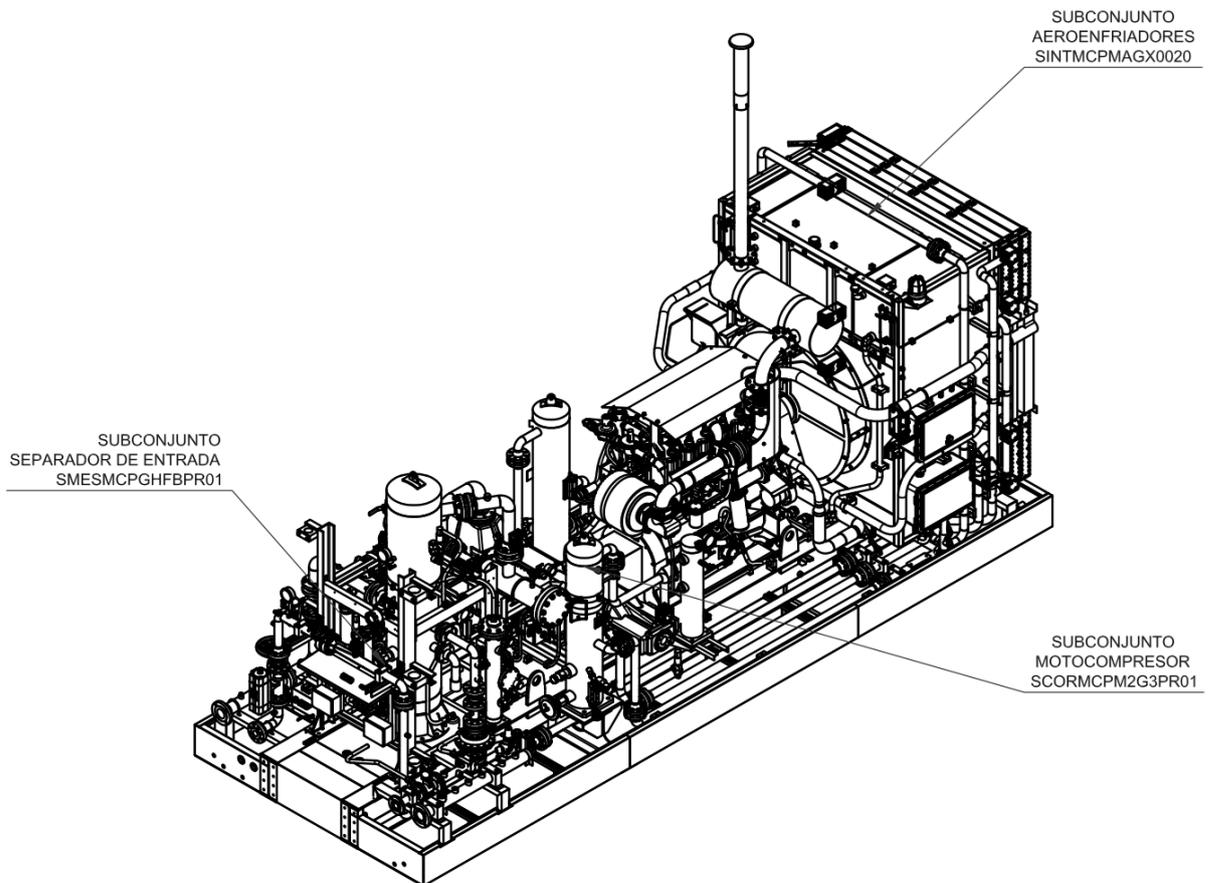
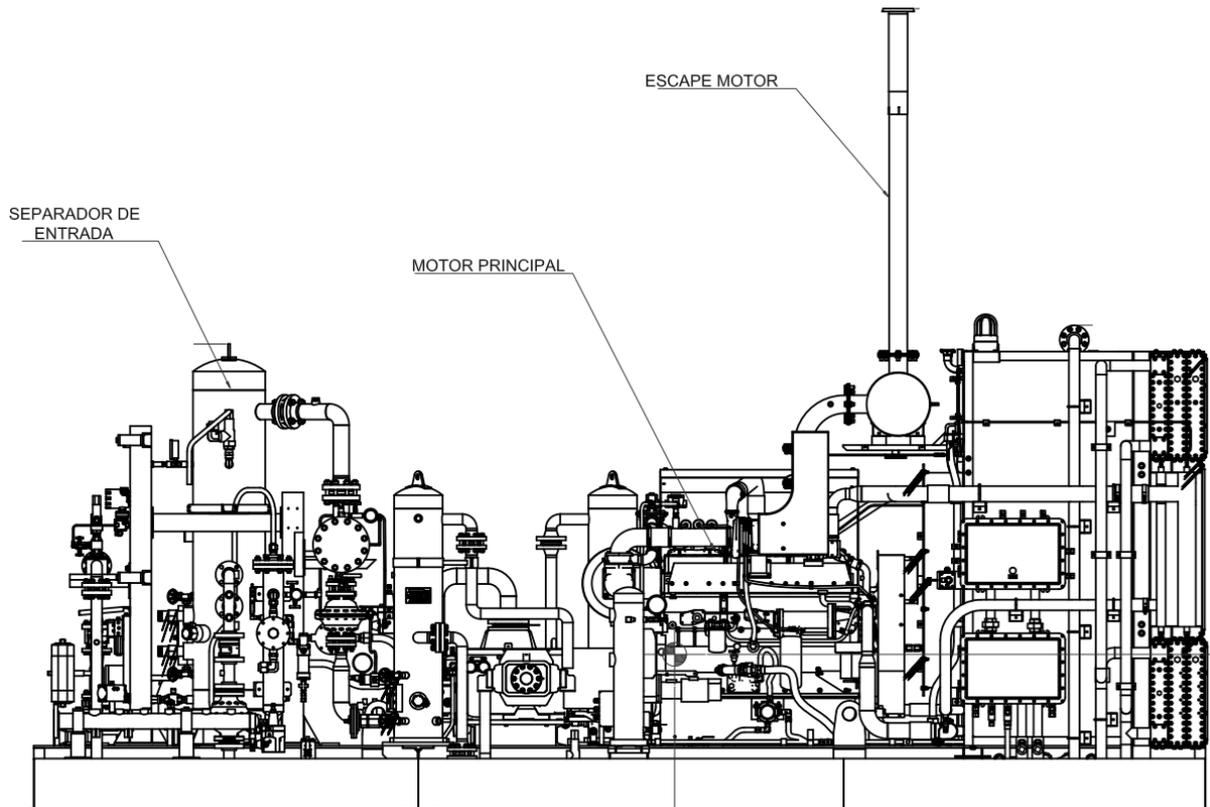


#### - SKID Regeneración TEG

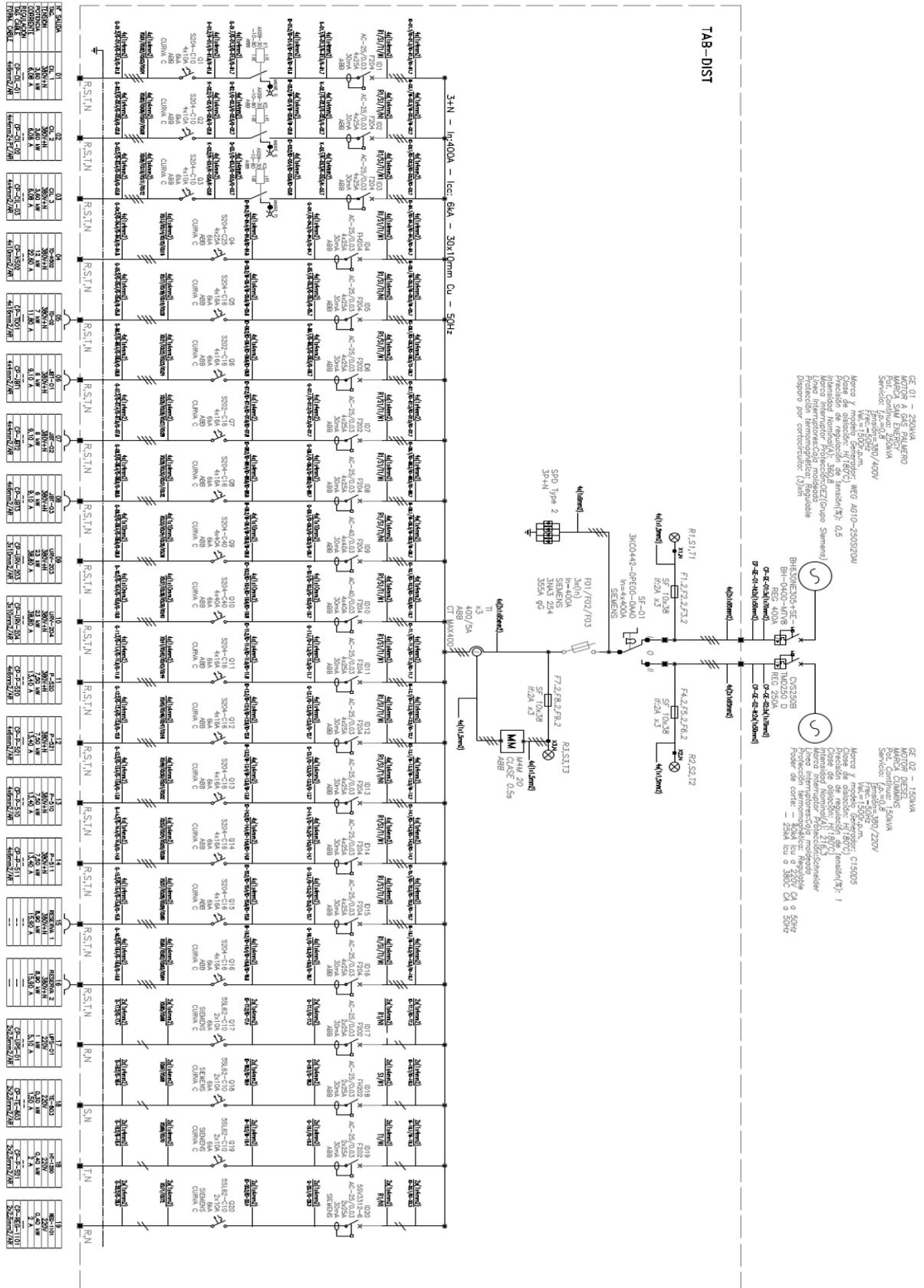




- *Compresores*



### 3.4.9. Diagrama Unifilar



En el diagrama unifilar se indican los Generadores (motor diésel y gas), Tablero de Distribución General y derivación a los distintos consumos de la planta. Los consumos principales corresponden a los Electro compresores, Bombas de Despacho, Heater, Unidad Regeneradora, UPS (Banco de Baterías), iluminación y tableros particulares.

### 3.4.10. Listado de Instrumentos

TAG	TIPO	SERVICIO	LÍNEA / EQUIPO
BE - 401	Detector de Llamas	Detector de Llamas	Zona Slug Catcher
FCV - 401	Válvula control de caudal	Control de caudal ingreso SG 401	8"-HM-AC-0601-B
FIT - 401	Transmisor de caudal	Medición de caudal salida SC 401	4"-HM-AC-0606-B
FY - 401	Transductor I/P	Control de caudal actuación sobre LCV-401	FCV 401
LCV - 401	Válvula control de nivel	Control de ingreso SG 401	6"-HG-AC-0605-B
LG - 401	Vidrio nivel	Control de Liquido	SC 401
LIT - 401	Transmisor de Nivel onda guiada	Control de nivel	SC 401
LY - 401	Transductor I/P	Control de nivel actuación sobre LCV-401	LCV 401
LSHH - 401	Switch de nivel flotante	Muy alto nivel de liquido	SC-401
PI - 121001	Indicador de presión	Presión de entrada línea de producción	8"-HM-AC-0601-A
PI - 401	Indicador de presión	Presión de salida de gas	6"-HG-AC-0605-B
PI - 604	Indicador de presión	Presión de aire de instrumento	1"-PA-GA-0553-B
PIT - 1	Transmisor indicador de presión	Entrada línea de producción	8"-HM-AC-0601-B
PIT - 121001	Transmisor indicador de presión	Entrada línea de producción	8"-HM-AC-0601-A
SDV - 1	Válvula de shut down	Bloqueo ingreso a planta	8"-HM-AC-0601-B
SDV - 121001	Válvula de shut down	Bloqueo ingreso a planta	8"-HM-AC-0601-A
PSV - 401A	Válvula de seguridad	Alivio de presión	SC 401
PSV - 401B	Válvula de seguridad	Alivio de presión	SC 401
SV - 1	Válvula solenoide	Actuación sobre SDV-001	SDV-001
SV - 121001	Válvula solenoide	Actuación sobre SDV-121001	SDV-121001
ZSO - 1	Switch de posición	Actuación sobre SDV-001. Válvula abierta	SDV-001
ZSO - 121001	Switch de posición	Actuación sobre SDV-121001. Válvula abierta	SDV-121001
ZSC - 1	Switch de posición	Actuación sobre SDV-001. Válvula cerrada	SDV-001
ZSC - 121001	Switch de posición	Actuación sobre SDV-121001. Válvula cerrada	SDV-121001
PIT - 401	Transmisor indicador de presión	Entrada de Planta	8"-HM-AC-0601-B
LSHH - 402	Switch de nivel flotante	Alto nivel en SB 402	SB 402
BDV - 4	Válvula de blow down	Venteo de gas de SG-101	4"-FL-AC-0012-A
LC - 101A	caja controladora de nivel	Control de nivel actuación sobre LV-101B	GC-601
LC - 101B	caja controladora de nivel	Control de nivel actuación sobre LV-101A	GC-601
LG - 101A	Vidrio nivel	Nivel de agua	SG-101
LG - 101B	Vidrio nivel	Nivel de condensado	SG-101
LSHH - 101	Switch de nivel por horquilla vibrante	Muy alto nivel de liquido	SG-101
LSLL - 101A	Switch de nivel por horquilla vibrante	Muy bajo nivel de agua	SG-101
LSLL - 101B	Switch de nivel por horquilla vibrante	Muy bajo nivel de condensado	SG-101
PI - 101A	Indicador de presión	Presión en separador SG 101	SG-101
PI - 4	Indicador de Presión	Venteo controlado salida de Gas SG 101	4"-FL-AC-0012-B
PI - 2	Indicador de presión	Presión de aire de instrumento	1"-PA-GA-0554-B
LV - 101A	Válvula control de nivel	Salida de agua	SG-101
LV - 101B	Válvula control de nivel	Salida de Condensado	SG-101
PIT - 101	Transmisor indicador de Presión	Presión en separador SG 101	SG-101
PIT - 4	Transmisor indicador de Presión	Venteo controlado salida de Gas SG 101	4"-FL-AC-0012-B
PIT - 3	Transmisor indicador de Presión	Control de Presión de succión de compresores	6"-HG-AC-0003-B
PSV - 101A	Válvula de seguridad	Alivio de presión	SG-101
PSV - 101B	Válvula de seguridad	Alivio de presión	SG-101
PV - 4	Válvula control de presión	Control de presión a colector de venteo	4"-FL-AC-0012-B

PV - 3	Válvula de control de Presión	Control de Presión de succión de compresores	6"-HG-AC-0003-B
PY - 4	Transductor I/P	Transductor I/P actuación sobre PV-004	PV-004
PY - 3	Transductor I/P	Transductor I/P actuación sobre PV-003	PV-003
SDV - 101A	Válvula de shut down	Bloqueo salida de Condensado de SG-101	3"-HM-AC-0005-H
SDV - 101B	Válvula de shut down	Bloqueo salida de agua de SG-101	3"-PW-AC-0015-H
ZSC - 101A	Switch de posición	Actuación sobre SDV-101A. Válvula cerrada	SDV-101A
ZSC - 101B	Switch de posición	Actuación sobre SDV-101B. Válvula cerrada	SDV-101B
ZSC - 4	Switch de posición	Actuación sobre BDV-004. Válvula cerrada	BDV-004
ZSO - 101A	Switch de posición	Actuación sobre SDV-101A Válvula abierta	SDV-101A
ZSO - 101B	Switch de posición	Actuación sobre SDV-101B Válvula abierta	SDV-101B
ZSO - 4	Switch de posición	Actuación sobre BDV-004 Válvula abierta	BDV-004
SV - 101A	Válvula solenoide	Actuación sobre SDV-101A	SDV-101A
SV - 101B	Válvula solenoide	Actuación sobre SDV-101B	SDV-101B
SV - 4	Válvula solenoide	Actuación sobre SDV-004	BDV-004
BSL - 1200A	Sensor de presencia de llama	sensor UV	HT-1200
FCV - 1200	Válvula de control	Control de gas de quemador	HT-1200
ING - 1200A	Encendido	Transformador de ignición	HT-1200
LG - 1200	Vidrio nivel	Nivel de agua	HT-1200
LSLL - 1200	Switch de nivel flotante	Muy bajo nivel de liquido	HT-1200
PI - 53	Indicador de presión	Presión de aire de instrumento	1"-PA-GA-0506-B
PCV - 1200A	Válvula reguladora	Gas de piloto	HT-1200
PCV - 1200B	Válvula reguladora	Gas de ingreso	HT-1200
PSV - 1200	Válvula de seguridad	Alivio de presión	HT-1200
PSV - 1200B	Válvula de seguridad	Alivio de presión	HT-1200
TI - 1200	Indicador de temperatura	temperatura de líquidos en HT 1200	-
TI - 1200A	Indicador de temperatura	temperatura salida de líquidos HT 1200	4"-HM-AC-0054-H
TT - 1200A	Transmisor de temperatura	temperatura salida de líquidos HT 1200	4"-HM-AC-0054-H
TT - 1200B	Transmisor de temperatura	temperatura salida de gas HT 1200	2"-HG-AC-0063-E
SDV - 1200A	Válvula de shut down	Gas de quemador	HT-1200
SDV - 1200B	Válvula de shut down	Gas de piloto	HT-1200
BDV - 6	Válvula de blow down	Venteo de gas de LDD-102	3"-FL-AA-0105-B
HS - 100	Botonera de golpe de puño de emergencia	Cierre y venteo de planta de emergencia	Sala de control
HS - 102	Botonera de golpe de puño de emergencia	Cierre y venteo de planta de emergencia	Zona de equipos
LC - 102	caja controladora de nivel	Control de nivel actuación sobre LV-102	LDD-102
LC - 103A	caja controladora de nivel	Control de nivel actuación sobre LV-103	LDD-103
LG - 102	Vidrio nivel	Nivel de condensado	LDD 102
LG - 102A	Vidrio nivel	Nivel de condensado	LDD 102
LG - 103A	Vidrio nivel	Nivel de tacho	LDD 103
LSHH - 102	Switch de nivel flotante	Muy alto nivel de liquido	LDD 102
LSHH - 103	Switch de nivel flotante	Muy alto nivel de liquido	LDD 103
LSLL - 102	Switch de nivel de horquilla vibrante	Muy bajo nivel de liquido	LDD 102
LSLL - 103	Switch de nivel flotante	Muy bajo nivel de liquido	LDD 103
LV - 102	Válvula control de nivel	Salida de Condensado	LDD 102
LV - 103	Válvula control de nivel	Descarga de líquidos	LDD-103
PI - 102	Indicador de presión	Presión en desgasificador LDD 102	LDD 102
PI - 6	Indicador de Presión	Venteo controlado salida de Gas LDD 102	3"-FL-AA-0106-B
PI - 5	Indicador de presión	Presión de aire de instrumento	1"-PA-GA-0555-B
PIT - 105	Transmisor indicador de Presión	Presión de salida de líquidos HT 1200	4"-HM-AB-0054-H

PIT - 102	Transmisor indicador de Presión	Presión en desgasificador LDD 102	LDD 102
PIT - 6	Transmisor indicador de Presión	Venteo controlado salida de Gas LDD 102	3"-FL-AA-0106-B
PIT - 5	Transmisor indicador de Presión	Control de Presión de succión de compresores de media	3"-HG-AA-0108-B
PSV - 102A	Válvula de seguridad	Alivio de presión	LDD 102
PSV - 102B	Válvula de seguridad	Alivio de presión	LDD 102
PSV - 102C	Válvula de seguridad	Alivio de presión	LDD 102
PSV - 103	Válvula de seguridad	Alivio de presión	LDD-103
PV - 105	Válvula de control de Presión	Presión de salida de líquidos HT 1200	4"-HM-AB-0054-H
PV - 6	Válvula control de presión	Control de presión a colector de venteo	3"-FL-AA-0106-B
PV - 5	Válvula de control de Presión	Control de Presión de succión de compresores de media	6"-HG-AA-0108-B
PY - 6	Transductor I/P	Transductor I/P actuación sobre PV-006	PV-006
PY - 5	Transductor I/P	Transductor I/P actuación sobre PV-005	PV-005
PY - 105	Transductor I/P	Transductor I/P actuación sobre PV-105	PV-105
SV - 102	Válvula solenoide	Actuación sobre SDV-102	SDV-102
SV - 6	Válvula solenoide	Actuación sobre BDV-006	BDV-006
SDV - 102	Válvula de shut down	Bloqueo salida de Condensado de LDD-102	2"-DR-006-A01-B
YA - 100	Alarma sonora	Alarma sonora en sala de control	sala de control
ZSC - 102	Switch de posición	Actuación sobre SDV-102. Válvula cerrada	SDV-102
ZSC - 6	Switch de posición	Actuación sobre BDV-006. Válvula cerrada	BDV-006
ZSO - 102	Switch de posición	Actuación sobre SDV-102 Válvula abierta	SDV-102
ZSO - 6	Switch de posición	Actuación sobre BDV-006 Válvula abierta	BDV-006
LC - 301A	Switch neumático de nivel	Control de nivel actuación sobre LV-301A	FC-301
LC - 301B	Switch neumático de nivel	Control de nivel actuación sobre LV-301B	FC-301
LG - 301A	Vidrio nivel	Nivel de inferior	FC 301
LG - 301B	Vidrio nivel	Nivel de superior	FC 301
LSH - 301A	Switch de nivel flotante	Alto nivel de liquido	FC-301
LSH - 301B	Switch de nivel flotante	Alto nivel de liquido	FC-301
LV - 301A	Válvula control de nivel	Descarga de líquidos	FC 301
LV - 301B	Válvula control de nivel	Descarga de líquidos	FC 301
PDIT - 301	Transmisor de Presión diferencial	diferencial de Presión de filtro	FC 301
PI - 301	Indicador de Presión	Presión en FC 301	FC 301
PI - 6	Indicador de presión	Presión de aire de instrumento	1"-PA-GA-0556-B
PIT - 301	Transmisor indicador de Presión	Presión en FC 301	FC 301
PSV - 301A	Válvula de seguridad	Alivio de presión	FC 301
PSV - 301B	Válvula de seguridad	Alivio de presión	FC 301
BE - 201	Detector de Llamas	Detector de Llamas	Zona Motocompresores
GE - 201	Detector de Gas	Detector de mezcla explosiva	Zona Motocompresores
HS - 201	Botonera de golpe de puño de emergencia	Cierre y venteo de planta de emergencia	Zona Motocompresores
PI - 21	Indicador de Presión	Presión en entrada K201	3"-HG-AA-0201-B
PI - 23	Indicador de Presión	Presión de colector de salida K 201	3"-HG-AC-0152-B
PI - 7	Indicador de presión	Presión de aire de instrumento	1"-PA-GA-0557-B
PI - 8	Indicador de Presión	Presión de colector de entrada URV 203 / 204	3"-FL-AA-0110-B
PI - 26	Indicador de Presión	Presión de colector de salida URV 203 / 204	2"-HG-AA-0217-B
PIT - 22	Transmisor indicador de Presión	Presión de colector de salida K 201	3"-HG-AC-0203-B
PIT - 8	Transmisor indicador de Presión	Presión de colector de entrada URV 201	2"-HG-AA-0217-B
PIT - 25	Transmisor indicador de Presión	Presión de colector de salida URV 201	2"-HG-AA-0217-B
PY - 8	Transductor I/P	Transductor I/P actuación sobre PV-008	PV-008

PV - 8	Válvula de control de Presión	Control de Presión de succión de URV 203 / 204	3"-FL-AA-0110-B
BDV - 257	Válvula de blow down	Venteo de gas en salida de planta	2"-HG-AC-0261-B
BE - 1101	Detector de Llamas	Detector de Llamas	Zona REG-1101
FQIT - 254	Computador de caudal multivariable	Caudal de gas de salida de planta	6"-HG-AC-0256-B
GE - 1101	Detector de Gas	Detector de mezcla explosiva	Zona REG-1101
LC - 1103	caja controladora de nivel	Control de nivel actuación sobre LV-1103	TC-1103
LG - 1103	Vidrio nivel	Nivel de liquido	TC 1103
LC - 1104	caja controladora de nivel	Control de nivel actuación sobre LV-1104	TC-1104
LG - 1104	Vidrio nivel	Nivel de liquido	TC 1104
LSHH - 1102	Switch de nivel de horquilla vibrante	Muy alto nivel de líquido en Cámara drenaje	CD-1102
LSLL - 1101	Switch de nivel flotante	Muy bajo nivel de liquido	REG-1101
LT - 1103	Transmisor de Nivel onda guiada	Nivel de llenado	T-1103
LT - 1104	Transmisor de Nivel onda guiada	Nivel de llenado	T-1104
LV - 1103	Válvula control de nivel	Descarga de líquidos	TC 1103
LV - 1104	Válvula control de nivel	Descarga de líquidos	TC 1104
PC - 255	caja controladora de presión	Control de presión actuación sobre PV-255	PV-255
PDI - 1103	Indicador de presión diferencial	Presión diferencial de torre contactora TC 1103	TC 1103
PDI - 1104	Indicador de presión diferencial	Presión diferencial de torre contactora TC 1104	TC 1104
PI - 8	Indicador de presión	Presión de aire de instrumento	1"-PA-GA-0558-B
PIT - 121003	Transmisor indicador de presión	Presión de salida de planta	8"-HG-AB-0257-B
PIT - 1103	Transmisor indicador de Presión	Presión de torre contactora TC 1103	TC 1103
PIT - 1104	Transmisor indicador de Presión	Presión de torre contactora TC 1104	TC 1104
PIT - 255	Transmisor indicador de Presión	Presión de salida de planta	6"-HG-AC-0256-B
HS - 1101	Botonera de golpe de puño de emergencia	Cierre y venteo de planta de emergencia	Zona Motocompresores
PSV - 1103	Válvula de seguridad	Alivio de presión	TC 1103
PSV - 1104	Válvula de seguridad	Alivio de presión	TC 1104
PV - 255	Válvula control de presión	Control de presión a colector de venteo	6"-HG-AC-0256-B
SDV - 256	Válvula de shut down	Bloqueo salida de Gas a gasoducto	8"-HG-AB-0257-B
SV - 257	Válvula solenoide	Actuación sobre BDV-257	BDV-257
SV - 256	Válvula solenoide	Actuación sobre SDV-256	SDV-256
TE - 254	transductor de temperatura PT 100	Temperatura de gas de salida de planta	6"-HG-AC-0256-B
TT - 1103A	Transmisor de temperatura	Temperatura de torre contactora TC 1103	TC 1103
TT - 1103B	Transmisor de temperatura	Temperatura de intercambiador TC 1103	TC 1103
TT - 1104A	Transmisor de temperatura	Temperatura de torre contactora TC 1104	TC 1104
TT - 1104B	Transmisor de temperatura	Temperatura de intercambiador TC 1104	TC 1104
TT - 1101	Transmisor de temperatura con PT100	Temperatura de baño maría de REG 1101	REG-1101
ZSC - 257	Switch de posición	Actuación sobre BDV 257. Válvula cerrada	BDV-257
ZSC - 256	Switch de posición	Actuación sobre SDV-256. Válvula cerrada	SDV-256
ZSO - 257	Switch de posición	Actuación sobre BDV 257 Válvula abierta	BDV-257
ZSO - 256	Switch de posición	Actuación sobre SDV-256 Válvula abierta	SDV-256
GE - 302	Detector de Gas	Detector de mezcla explosiva	Zona de Piletas
LSHH - 301	Switch de nivel flotante	Muy alto nivel de agua	TK 301
LSHH - 302	Switch de nivel flotante	Muy alto nivel de agua	TK 302
LSHH - 303	Switch de nivel flotante	Muy alto nivel de agua	TK 303
LSHH - 304	Switch de nivel flotante	Muy alto nivel de agua	TK 304
LSHH - 305	Switch de nivel flotante	Muy alto nivel de agua	TK 305

LSLL - 301	Switch de nivel flotante	Muy Bajo nivel de agua	TK 301
LSLL - 302	Switch de nivel flotante	Muy Bajo nivel de agua	TK 302
LSLL - 303	Switch de nivel flotante	Muy Bajo nivel de agua	TK 303
LSLL - 304	Switch de nivel flotante	Muy Bajo nivel de agua	TK 304
LSLL - 305	Switch de nivel flotante	Muy Bajo nivel de agua	TK 305
LT - 301	transmisor de nivel por radar sin contacto	Nivel de llenado de tanque	TK 301
LT - 302	transmisor de nivel por radar sin contacto	Nivel de llenado de tanque	TK 302
LT - 303	transmisor de nivel por radar sin contacto	Nivel de llenado de tanque	TK 303
LT - 304	transmisor de nivel por radar sin contacto	Nivel de llenado de tanque	TK 304
LT - 305	transmisor de nivel por radar sin contacto	Nivel de llenado de tanque	TK 305
BE - 301	Detector de Llamas	Detector de Llamas	Zona de Piletas
GE - 301	Detector de Gas	Detector de mezcla explosiva	Zona de Piletas
LSLL - 306	Switch de nivel flotante	Muy Bajo nivel de petróleo	TK 306
LSLL - 307	Switch de nivel flotante	Muy Bajo nivel de petróleo	TK 307
LSLL - 308	Switch de nivel flotante	Muy Bajo nivel de petróleo	TK 308
LSLL - 309	Switch de nivel flotante	Muy Bajo nivel de petróleo	TK 309
LSLL - 310	Switch de nivel flotante	Muy Bajo nivel de petróleo	TK 310
LT - 306	transmisor de nivel por radar sin contacto	Nivel de llenado de tanque	TK 306
LT - 307	transmisor de nivel por radar sin contacto	Nivel de llenado de tanque	TK 307
LT - 308	transmisor de nivel por radar sin contacto	Nivel de llenado de tanque	TK 308
LT - 309	transmisor de nivel por radar sin contacto	Nivel de llenado de tanque	TK 309
LT - 310	transmisor de nivel por radar sin contacto	Nivel de llenado de tanque	TK 310
LSHH - 306	Switch de nivel flotante	Muy alto nivel de petróleo	TK 306
LSHH - 307	Switch de nivel flotante	Muy alto nivel de petróleo	TK 307
LSHH - 308	Switch de nivel flotante	Muy alto nivel de petróleo	TK 308
LSHH - 309	Switch de nivel flotante	Muy alto nivel de petróleo	TK 309
LSHH - 310	Switch de nivel flotante	Muy alto nivel de petróleo	TK 310
FIT - 520	Caudalímetro masico de efecto Coriolis	Caudal de carga de camiones de condensado	4"-HL-AA-0417-B
FIT - 510	Caudalímetro magnético	Caudal de carga de camiones de agua	4"-PW-AA-0414-B
PAT - 510	Puesta a tierra	Puesta a tierra en zona de despacho de agua	PAT-510
PAT - 520	Puesta a tierra	Puesta a tierra en zona de despacho de crudo	PAT-520
PI - 520	Indicador de Presión	Presión de impulsión de bomba P 520 OIL	3"-HL-AA-0405-B
PI - 521	Indicador de Presión	Presión de impulsión de bomba P 521 OIL	3"-HL-AA-0404-B
PI - 510	Indicador de Presión	Presión de impulsión de bomba P 510 AGUA	3"-PW-AA-0412-B
PI - 511	Indicador de Presión	Presión de impulsión de bomba P 511 AGUA	3"-PW-AA-0411-B
FIT - 601	Caudalímetro masico de efecto Coriolis	Medición de caudal de gas salida GC 601	GC-601
LC - 601	caja controladora de nivel	Control de nivel actuación sobre LV-601	GC-601
LG - 601	Vidrio nivel	Nivel de liquido	GC-601
LSHH - 601	Switch de nivel flotante	Muy alto nivel de liquido	GC-601
LV - 601	Válvula control de nivel	Descarga de líquidos	SGC-601
PCV - 601A	Válvula controladora de presión	Regulación de Presión de entrada a GC 601	2"-HG-AC-005-E
PCV - 601B	Válvula controladora de presión	Regulación de Presión de entrada a GC 601	2"-HG-AC-006-E
PCV - 601C	Válvula controladora de presión	Regulación de Presión de entrada a GC 601	2"-HG-AC-007-E
PI - 601A	Indicador de Presión	Presión de entrada a reguladora	2"-HG-AC-005-E

PI - 601B	Indicador de Presión	Presión de salida de reguladora	2"-HG-AC-005-E
PI - 601C	Indicador de Presión	Presión de entrada a reguladora	2"-HG-AC-006-E
PI - 601D	Indicador de Presión	Presión de salida de reguladora	2"-HG-AC-006-E
PI - 601E	Indicador de Presión	Presión de entrada a reguladora	2"-HG-AC-007-E
PI - 601F	Indicador de Presión	Presión de salida de reguladora	2"-HG-AC-007-E
PI - 601	Indicador de Presión	Presión de separador de gas combustible	GC-601
PI - 9	Indicador de presión	Presión de aire de instrumento	1"-PA-GA-0559-B
PIT - 601	Transmisor indicador de Presión	Presión de separador de gas combustible	GC-601
PSV - 601	Válvula de seguridad	Alivio de presión	GC-601
SDV - 452	Válvula de shut down	Bloqueo entrada a Separador gas combustible	2"-HG-AC-0004-E
SV - 452	Válvula solenoide	Actuación sobre SDV-452	SDV-452
ZSC - 452	Switch de posición	Actuación sobre SDV-452. Válvula cerrada	SDV-452
ZSO - 452	Switch de posición	Actuación sobre SDV-452 Válvula abierta	SDV-452
FI - 503	Indicador de caudal	Caudal en colector de entrada a KOD-701	10"-FL-AA-0501-B
FIT - 701	Caudalímetro de dispersión térmica	Medición de caudal de gas de venteo	10"-FL-AA-0506-B
LCV - 701	Válvula control de nivel con actuador	control de nivel de líquidos	KOD 701
LSHH - 701	Switch de nivel flotante	Muy alto nivel de liquido	KOD 701
LT - 701	Transmisor de Nivel onda guiada	Nivel de liquido	KOD 701
PCV - 501	Válvula reguladora	Regulación de gas de piloto a Flare	FL 803
PI - 502	Indicador de presión	Presión de gas de barrido	1"-FG-AC-0463-B
SV - 701	Válvula solenoide	Actuación sobre LV 701	KOD 701
TE - 803A	transductor de temperatura termocupla K	Sensor de piloto de Flare	FL 803
TE - 803B	transductor de temperatura termocupla K	Sensor de piloto de Flare	FL 803
TE - 803A	Sensor de temperatura	Temperatura en piloto A	FL 803
TE - 803B	Sensor de temperatura	Temperatura en piloto B	FL 803
LG - 701	Vidrio nivel	Control de Liquido	KOD-701
XT - 1201	Swthc de nivel flotante	Presencia de líquido en entre cámara	S 1201
PSV 501	Válvula de seguridad	Alivio de presión	V-501
GE - 1201	Detector de Gas	Detector de mezcla explosiva	Zona Sumidero
LSHH - 1201	Switch de nivel por horquilla vibrante	Muy alto nivel en sumidero	S 1201
PI - 501	Indicador de Presión	Presión de pulmón de aire	PV-501
PIT - 501	Transmisor indicador de Presión	Presión de pulmón de aire	PV-501

Tabla 3.4.10. Listado de Instrumentos

Cabe aclarar aquí que, al igual que lo mencionado en la sección de equipos, la provisión de instrumentos será por parte de la Contratista, incluyéndose dentro del Capítulo Económico-Financiero como un ítem de inversión por alquiler temporario.

### 3.4.11. Hojas de Datos Válvulas de Seguridad y Blow Down

VÁLVULAS DE SEGURIDAD										
GENERAL	1	Tag Number	PSV-401 A		PSV-401B		PSV-101A		PSV-101B	
	2	Service	Alivio de Slug Catcher SC-401		Spare Alivio de Slug Catcher SC-401		Alivio Separador General SG-101		Alivio Separador General SG-101	
	4	Full Nozzle / Semi Nozzle	Full		Full		Full		Full	
	5	Safety or Relief	Safety / Relief		Safety / Relief		Safety / Relief		Safety / Relief	
	6	Conv., Belows, Pilot Op.	Convencional		Convencional		Convencional		Convencional	
	7	Bonnet Type	Cerrado		Cerrado		Cerrado		Cerrado	
	CONN.	8	Size Inlet   Outlet	3"   4"	3"   4"	3"   4"	3"   4"	3"   4"	3"   4"	3"   4"
9		Flange Rating or Screwed	600#   150#	600#   150#	600#   150#	600#   150#	600#   150#	600#   150#	600#   150#	
10		Type of Facing	RF   RF	RF   RF	RF   RF	RF   RF	RF   RF	RF   RF	RF   RF	
MATERIALS	11	Body and Bonnet	Carbon Steel		Carbon Steel		Carbon Steel		Carbon Steel	
	12	Seat and Disc	Stainless Steel		Stainless Steel		Stainless Steel		Stainless Steel	
	13	Nozzle	AISI 316		AISI 316		AISI 316		AISI 316	
	14	Guide and Rings	Stainless Steel		Stainless Steel		Stainless Steel		Stainless Steel	
	15	Spring	Carbon Steel		Carbon Steel		Carbon Steel		Carbon Steel	
	16	Bellows	-		-		-		-	
	17									
OPTIONS	18	Cap : Screwed or Bolted	Roscado		Roscado		Roscado		Roscado	
	19	Lever : Plain or Packed	No		No		No		No	
	20	Test Gag.	-		-		-		-	
	21									
	22									
BASIS	24	Code	API 520 / 526		API 520 / 526		API 520 / 526		API 520 / 526	
	25	Fire	-		-		-		-	
	26	Case	Salida Bloqueada		Salida Bloqueada		Salida Bloqueada		Salida Bloqueada	
	27	Upstream Rupture Disc	No		No		No		No	
	28	Fluid and State	Gas / Líquido		Gas / Líquido		Gas		Gas	
FLUID DATA	29	Required Capacity	555000 Sm <sup>3</sup> /d (G) 725 m <sup>3</sup> /d (L)		555000 Sm <sup>3</sup> /d (G) 725 m <sup>3</sup> /d (L)		555000 Sm <sup>3</sup> /d (G) 725 m <sup>3</sup> /d (L)		555000 Sm <sup>3</sup> /d (G) 725 m <sup>3</sup> /d (L)	
	30	Mol. Wt.   Oper. Sp. Gr.	20.5 (G)   0.782 (L)	20.5 (G)   0.782 (L)	20.5 (G)   0.782 (L)	20.5 (G)   0.782 (L)	20.5 (G)   0.782 (L)	20.5 (G)   0.782 (L)	20.5 (G)   0.782 (L)	
	31	Oper. Press.   S. Press. (kg/cm <sup>2</sup> )	35-60   70	35-60   70	35-60   70	35-60   70	35-60   70	35-60   70	35-60   70	
	32	Oper. Temp   Rel. Temp. (°C)	20-40   40	20-40   40	20-40   40	20-40   40	20-40   40	20-40   40	20-40   40	
	33	Back Press.   Constant								
	34	Back Press.   Variable								
	35	Back Press.   Total	2.5 kg/cm <sup>2</sup> g		2.5 kg/cm <sup>2</sup> g		2.5 kg/cm <sup>2</sup> g		2.5 kg/cm <sup>2</sup> g	
	36	% Allowable Overpressure	10		10		10		10	
	37	Overpressure Factor	-		-		-		-	
	38	Compressibility Factor	0,793		0,793		0,793		0,793	
	39	Latent Heat of Vaporization	-		-		-		-	
	40	Ratio of Specific Heats	1,612		1,612		1,612		1,612	
	41	Viscosity   W.C.	1,241 cP(L) - 0.014 cP(G)	42%	1,241 cP(L) - 0.014 cP(G)	42%	1,241 cP(L) - 0.014 cP(G)	42%	1,241 cP(L) - 0.014 cP(G)	42%
	42	Mass Flux (kg/s.m <sup>2</sup> )								
	43	Barometric Pressure								
44										
PURCHASE	45	Calc. Area sq. in.	1,120		1,120		1,120		1,120	
	46	Selected Area sq. in.	1,287		1,287		1,287		1,287	
	47	Orifice Designation	J (4)		J (4)		J (4)		J (4)	
	48	Manufacturer	Aerre		Aerre		Aerre		Farinola e Hijos	
	49	Model N°.	2800		2800		2800		J31-C11	
	50	Serial Number	61572		61573		4735-2-03/14		4735 03/14	

Tabla 3.4.11.1. Hoja de Datos de PSV 401-101.

VÁLVULAS DE SEGURIDAD											
GENERAL	1	Tag Number	PSV-102A		PSV-102B		PSV-102C		PSV-103		
	2	Service	Alivio Separador de Media LDD-102		Spare Alivio Separador de Media LDD-102		Alivio Separador de Media LDD-102		Alivio Desgasificador LDD-103		
	4	Full Nozzle / Semi Nozzle	Full		Full		Full		Full		
	5	Safety or Relief	Safety / Relief		Safety / Relief		Safety / Relief		Safety / Relief		
	6	Conv., Belows, Pilot Op.	Convencional		Convencional		Convencional		Convencional		
	7	Bonnet Type	Cerrado		Cerrado		Cerrado		Cerrado		
	CONN.	8	Size Inlet   Outlet	2"   3"	2"   3"	2"   3"	3"   4"	1"   2"	1"   2"	1"   2"	
9		Flange Rating or Screwed	300#   150#	300#   150#	300#   150#	150#   150#	150#   150#	150#   150#	150#   150#		
10		Type of Facing	RF   RF	RF   RF	RF   RF	RF   RF	RF   RF	RF   RF	RF   RF		
MATERIALS	11	Body and Bonnet	Carbon Steel		Carbon Steel		Carbon Steel		Carbon Steel		
	12	Seat and Disc	Stainless Steel		Stainless Steel		Stainless Steel		Stainless Steel		
	13	Nozzle	AISI 316		AISI 316		AISI 316		AISI 316		
	14	Guide and Rings	Stainless Steel		Stainless Steel		Stainless Steel		Stainless Steel		
	15	Spring	Carbon Steel		Carbon Steel		Carbon Steel		Carbon Steel		
	16	Bellows	-		-		-		-		
	17										
OPTIONS	18	Cap : Screwed or Bolted	Roscado		Roscado		Roscado		Roscado		
	19	Lever : Plain or Packed	No		No		No		No		
	20	Test Gag.	-		-		-		-		
	21										
	22										
BASIS	24	Code	API 520 / 526		API 520 / 526		API 520 / 526		API 520/ ASME-VIII		
	25	Fire	-		-		-		-		
	26	Case	Salida Bloqueada		Salida Bloqueada		Gas Blow By		Salida Bloqueada		
	27	Upstream Rupture Disc	No		No		No		No		
FLUID DATA	28	Fluid and State	Gas		Gas		Gas		Gas		
	29	Required Capacity	45600 Sm3/d (G)		45600 Sm3/d (G)		350000 Sm3/d (G)		8000 Sm3/d (G)		
	30	Mol. Wt.   Oper. Sp. Gr.	26,24 (G)   0,662 (L)	26,24 (G)   0,662 (L)	26,24 (G)   0,662 (L)	26,24 (G)   0,662 (L)	26,24 (G)   0,662 (L)	26,24 (G)   -	26,24 (G)   -		
	31	Oper. Press.   S.Press. (kg/cm <sup>2</sup> )	4,5   17,7	4,5   17,7	4,5   17,7	4,5   17,7	4,5   17,7	0,7-2   3	0,7-2   3		
	32	Oper. Temp   Rel. Temp. (°C)	15-55   45	15-55   45	15-55   45	15-55   45	15-55   45	20-35   45	20-35   45		
	33	Back Press.	Constant								
	34		Variable								
	35		Total		1,77 kg/cm <sup>2</sup> g		1,77 kg/cm <sup>2</sup> g		1,77 kg/cm <sup>2</sup> g		0,3 kg/cm <sup>2</sup> g
	36	% Allowable Overpressure	10		10		10		10		
	37	Overpressure Factor	-		-		-		-		
	38	Compressibility Factor	0,907		0,907		0,901		0,935		
	39	Latent Heat of Vaporization	-		-		-		-		
	40	Ratio of Specific Heats	1,287		1,287		1,287		1,318		
	41	Viscosity   W.C.	0.325 cP(L) - 0.012 cP(G)	-	0.325 cP(L) - 0.012 cP(G)	-	0.325 cP(L) - 0.012 cP(G)	-	0.0118 cP(G)	-	
	42	Mass Flux (kg/s.m <sup>2</sup> )									
	43	Barometric Pressure									
44											
PURCHASE	45	Calc. Area sq. in.	0,210		0,210		1,602		0,174		
	46	Selected Area sq. in.	0,785		0,785		1,838		0,196		
	47	Orifice Designation	H (4)		H (4)		K (4)		E(4)		
	48	Manufacturer	DOMA		INDALPA		Farinola e Hijos		Aerre		
	49	Model N°.	SDO132AS130		Convencional		L11-B11		2800		
	50	Serial Number	EO353		A3600		9M6-1-10/20		61785		

Tabla 3.4.11.2. Hoja de Datos de PSV 102-103.

VÁLVULAS DE SEGURIDAD										
GENERAL	1	Tag Number	PSV-301A		PSV-301B		PSV-1103		PSV-1104	
	2	Service	Alivio Filtro Coalescente FC-301		Spare Alivio Filtro Coalescente FC-301		Alivio de Torre Contactora T-1103		Alivio de Torre Contactora T-1104	
	4	Full Nozzle / Semi Nozzle	Full		Full		Full		Full	
	5	Safety or Relief	Safety / Relief		Safety / Relief		Safety / Relief		Safety / Relief	
	6	Conv., Belows, Pilot Op.	Convencional		Convencional		Convencional		Convencional	
	7	Bonnet Type	Cerrado		Cerrado		Cerrado		Cerrado	
	CONN.	8	Size Inlet   Outlet	1"   2"	1"   2"	1"   2"	1"   2"	1"   2"	1"   2"	1"   2"
9		Flange Rating or Screwed	600#   150#	600#   150#	600#   150#	600#   150#	600#   150#	600#   150#	600#   150#	
10		Type of Facing	RF   RF	RF   RF	RF   RF	RF   RF	RF   RF	RF   RF	RF   RF	
MATERIALS	11	Body and Bonnet	Carbon Steel		Carbon Steel		Carbon Steel		Carbon Steel	
	12	Seat and Disc	Stainless Steel		Stainless Steel		Stainless Steel		Stainless Steel	
	13	Nozzle	AISI 316		AISI 316		AISI 316		AISI 316	
	14	Guide and Rings	Stainless Steel		Stainless Steel		Stainless Steel		Stainless Steel	
	15	Spring	Carbon Steel		Carbon Steel		Carbon Steel		Carbon Steel	
	16	Bellows	-		-		-		-	
OPTIONS	18	Cap : Screwed or Bolted	Roscado		Roscado		Roscado		Roscado	
	19	Lever : Plain or Packed	No		No		No		No	
	20	Test Gag.	-		-		-		-	
	21									
	22									
BASIS	24	Code	API 520 / 526		API 520 / 526		API 520 / 526		API 520 / 526	
	25	Fire	-		-		-		-	
	26	Case	Incendio		Incendio		Incendio		Incendio	
	27	Upstream Rupture Disc	No		No		No		No	
FLUID DATA	28	Fluid and State	Gas		Gas		Gas		Gas	
	29	Required Capacity	44000 Sm3/d (G)		44000 Sm3/d (G)		45100 Sm3/d (G)		39000 Sm3/d (G)	
	30	Mol. Wt.   Oper. Sp. Gr.	21.39 (G)   -	21.39 (G)   -	21,36 (G)   -	22.78 (G)   -				
	31	Oper. Press.   S.Press. (kg/cm <sup>2</sup> )	60   101,2	60   101,2	60   101,2	60   101,2				
	32	Oper. Temp.   Rel. Temp. (°C)	20-35   327	20-35   327	20-35   315	20-35   291				
	33	Back Press.	Constant							
	34		Variable							
	35		Total		2,5 kg/cm <sup>2</sup> g		2,5 kg/cm <sup>2</sup> g		2,5 kg/cm <sup>2</sup> g	
	36	% Allowable Overpressure	21		21		21		21	
	37	Overpressure Factor	-		-		-		-	
	38	Compressibility Factor	1,000		1,000		1,001		1,001	
	39	Latent Heat of Vaporization	-		-		-		-	
	40	Ratio of Specific Heats	1,19		1,19		1,19		1,19	
	41	Viscosity   W.C.	0.021 cP(G)   -	0.021 cP(G)   -	0.021 cP(G)   -	0.021 cP(G)   -				
42	Mass Flux (kg/s.m <sup>2</sup> )									
43	Barometric Pressure									
44										
PURCHASE	45	Calc. Area sq. in.	0,044		0,044		0,046		0,046	
	46	Selected Area sq. in.	0,110		0,110		0,110		0,110	
	47	Orifice Designation	D (4)		D (4)		D (4)		D (4)	
	48	Manufacturer	Aerre		Aerre		Farinola e Hijos		FAVRA	
	49	Model N°.	2800		2800		Bridada		2551D-CN	
	50	Serial Number	61574		61575		4631		76073	

Tabla 3.4.11.3. Hoja de Datos de PSV 301-1103-1104.

VÁLVULAS DE SEGURIDAD											
GENERAL	1	Tag Number	PSV-601		PSV-1200		PSV-1200B		PSV-501		
	2	Service	Alivio Separador Gas Combustible GC-601		Alivio de Calderin HT-1200		Alivio de Calderin HT-1200		Alivio de Pulmon de aire V-501		
	4	Full Nozzle / Semi Nozzle	Full		Expansión Termica		Full		Full		
	5	Safety or Relief	Safety / Relief		Safety / Relief		Safety / Relief		Safety / Relief		
	6	Conv., Belows, Pilot Op.	Convencional		Convencional		Convencional		Convencional		
	7	Bonnet Type	Cerrado		Cerrado		Cerrado		Cerrado		
	CONN.	8	Size Inlet   Outlet	1,5"	3"	1"	2"	1"	1"	1"	2"
9		Flange Rating or Screwed	150#	150#	300#	150#	150#	150#	150#	150#	
10		Type of Facing	RF	RF	RF	RF	RF	RF	RF	RF	
MATERIALS	11	Body and Bonnet	Carbon Steel		Carbon Steel		Carbon Steel		Carbon Steel		
	12	Seat and Disc	Stainless Steel		Stainless Steel		Stainless Steel		Stainless Steel		
	13	Nozzle	AISI 316		AISI 316		AISI 316		AISI 316		
	14	Guide and Rings	Stainless Steel		Stainless Steel		Stainless Steel		Stainless Steel		
	15	Spring	Carbon Steel		Carbon Steel		Carbon Steel		Carbon Steel		
	16	Bellows	-		-		-		-		
	17										
OPTIONS	18	Cap : Screwed or Bolted	Roscado		Roscado		Roscado		Roscado		
	19	Lever : Plain or Packed	No		No		No		No		
	20	Test Gag.	-		-		-		-		
	21										
	22										
BASIS	24	Code	API 520/ 526		API 520/ 526		API 520/ 526		API 520/ 526		
	25	Fire	-		-		-		-		
	26	Case	Salida Bloqueada		Expansión Termica				Salida Bloqueada		
	27	Upstream Rupture Disc	No		No		No		No		
FLUID DATA	28	Fluid and State	Gas		Gas/Líquido		Gas/Líquido		Aire		
	29	Required Capacity	10000 Sm <sup>3</sup> /d (G)		1600 Sm <sup>3</sup> /d (G) 300 m <sup>3</sup> /d (L)		1600 Sm <sup>3</sup> /d (G) 300 m <sup>3</sup> /d (L)		5400 Sm <sup>3</sup> /d		
	30	Mol. Wt.   Oper. Sp. Gr.	20,65 (G)	-	20,65 (G)	0,197 (L)	20,65 (G)	0,197 (L)	28,97	-	
	31	Oper. Press.   S. Press. (kg/cm <sup>2</sup> )	10,5	18	30	40	30	40	10	12,5	
	32	Oper. Temp   Rel. Temp. (°C)	20-35	35	20-35	44	20-35	44	20-35	50	
	33	Back Press.	Constant								
	34		Variable								
	35		Total		1,77 kg/cm <sup>2</sup> g		2,5 kg/cm <sup>2</sup> g		2,5 kg/cm <sup>2</sup> g		1,77 kg/cm <sup>2</sup> g
	36	% Allowable Overpressure	10		10		10		10		
	37	Overpressure Factor	-		-		-		-		
	38	Compressibility Factor	0,934		0,837		0,837		1,000		
	39	Latent Heat of Vaporization	-		-		-		-		
	40	Ratio of Specific Heats	1,32		1,44		1,44		1,4		
	41	Viscosity   W.C.	0,012 cP(G)	-	0,25 cP(L) - 0,013 cP(G)	-	0,25 cP(L) - 0,013 cP(G)	-	0,012 Cp	-	
	42	Mass Flux (kg/s.m <sup>2</sup> )									
43	Barometric Pressure										
44											
PURCHASE	45	Calc. Area sq. in.	0,170		0,140		0,140		0,035		
	46	Selected Area sq. in.	0,503		0,196		0,196		0,110		
	47	Orifice Designation	G (4)		E		E		D		
	48	Manufacturer	Aerre		Aerre		M.V.		Aerre		
	49	Model Nº.	2800		2800		Roscada		2800		
	50	Serial Number	61564		61672		S/D		61565		

Tabla 3.4.11.4. Hoja de Datos de PSV 501-601-1200.

VÁLVULAS BLOW DOWN										
GENERAL	1	Tag Number			BDV-004		BDV-006		BDV-257	
	2	Service			Blowdown Separador General (SG-101)		Blowdown Separador de Media (LDD-102)		Blowdown Unidad de Deshidratación	
	3	Line N°			4"FL-AC-0009-B		3"FL-AA-0105-B		2"-HG-AC-0261-B	
	4	Line Size / Sched. N°			4" - SCH 80		3" - SCH 40		2" - SCH 80	
	5	Qty			1		1		1	
	6	P&ID			910-TF-DI-R-PI-001-Hoja 2		910-TF-DI-R-PI-001-Hoja 4		910-TF-DI-R-PI-001-Hoja 7	
BODY	7	Type of Body			ESFÉRICA		ESFÉRICA		ESFÉRICA	
	8	Body Size		Port Size	4"	4"	3"	3"	2"	2"
	9	Guiding		N° of Ports	1		1		1	
	10	End Conn. & Rating			600# RF		150# RF		600# RF	
	11	Port ( full or reduced bore )			FULL		FULL		FULL	
	12	Body/Adapter Material			ASTM A-216 Gr. WCB (NOTA 3)		ASTM A-216 Gr. WCB (NOTA 3)		ASTM A-216 Gr. WCB (NOTA 3)	
	13	Stem/Shaft Material			AISI 316 (NOTA3)		AISI 316 (NOTA3)		AISI 316 (NOTA3)	
	14	Seat			METAL CON INSERTO DE TEFLÓN (NOTA 3)		METAL CON INSERTO DE TEFLÓN (NOTA 3)		METAL CON INSERTO DE TEFLÓN (NOTA 3)	
	15	Ball / Disc Material			A351 CF8M (NOTA 3)		A351 CF8M (NOTA 3)		A351 CF8M (NOTA 3)	
	16	Seal O-rings Material			NOTA 3		NOTA 3		NOTA 3	
	17	Fire Safe certificate required			API 6FA / API 607 4° Edición		API 6FA / API 607 4° Edición		API 6FA / API 607 4° Edición	
	18	Trunnion, Floating type			ESFERA GUIADA (TRUNNION)		ESFERA GUIADA (TRUNNION)		ESFERA GUIADA (TRUNNION)	
	19	Standards			API 6D / API 598		API 6D / API 598		API 6D / API 598	
ACTUATOR & LOCAL PANEL	20	Type of Actuator			NEUMÁTICO SIMPLE EFECTO		NEUMÁTICO SIMPLE EFECTO		NEUMÁTICO SIMPLE EFECTO	
	21	Manufacturer- Model			(NOTA 3)		(NOTA 3)		(NOTA 3)	
	22	Air / Gas / Electric Supply			AIRE DE INSTRUMENTOS		AIRE DE INSTRUMENTOS		AIRE DE INSTRUMENTOS	
	23	Oper. Pneum. supply Press. Min			8 kg/cm2g / 4 kg/cm2g		8 kg/cm2g / 4 kg/cm2g		8 kg/cm2g / 4 kg/cm2g	
	24	Electric Supply			24 VDC		24 VDC		24 VDC	
	25	Limit switch Open-Closed			SPDT	SPDT	SPDT	SPDT	SPDT	SPDT
	26	Solenoid Valve			3 vías		3 vías		3 vías	
	27	Mounting			Caja Westlock NEMA 7 con indicador de posición		Caja Westlock NEMA 7 con indicador de posición		Caja Westlock NEMA 7 con indicador de posición	
	28	Filter regulator w/ gauge			SI		SI		SI	
	29	Override			-		-		-	
	30	Quick Exhaust valve								
	31	Area Classification			IEC ZONA 2 Gr IIA T3 (NOTA 4)		IEC ZONA 2 Gr IIA T3 (NOTA 4)		IEC ZONA 2 Gr IIA T3 (NOTA 4)	
	32	Valve failure position			Abierta		Abierta		Abierta	
33	Controls mounted on Valve or Panel			Todos los elementos montados en el actuador con tubing y fittings de AISI 316.						
PROCESS DATA	34	Fluid			Gas		Gas		Gas	
	35	Press. Oper. (Kg/cm2 g)			60		9,5		58	
	36	Press. Max. (Kg/cm2 g)			102,1		19,6		102,1	
	37	Max. Shut Off DP (Kg/cm 2)			102,1		19,6		102,1	
	38	Temperature Max./Oper. (°C)			100	20	100	53	100	41,5
	39	Op. Dens.(Kg/m3)		Mol. Wt.	56,6	20,3	11,8	29,2	57,6	21,4
40	Oper. Visc. (cP)			0,013		0,013		0,013		

Tabla 3.4.11.5. Hoja de Datos de BDVs.

### 3.4.12. Estructura Organizacional

Se plantea una estructura corporativa reducida representando únicamente los recursos necesarios abocados al desarrollo de la obra alcance del presente proyecto.

A modo genérico se representa el organigrama del personal de la Operadora y el personal de la Contratista seleccionada según el Estudio de Mercado. Como criterio mínimo se requerirán dos Supervisores por cada especialidad por parte de ProdEng. Correspondiendo para el caso de la Operadora un Inspector de Precom&Com por cada disciplina, sumando por supuesto al Líder y Planificador de la Compañía Operadora.

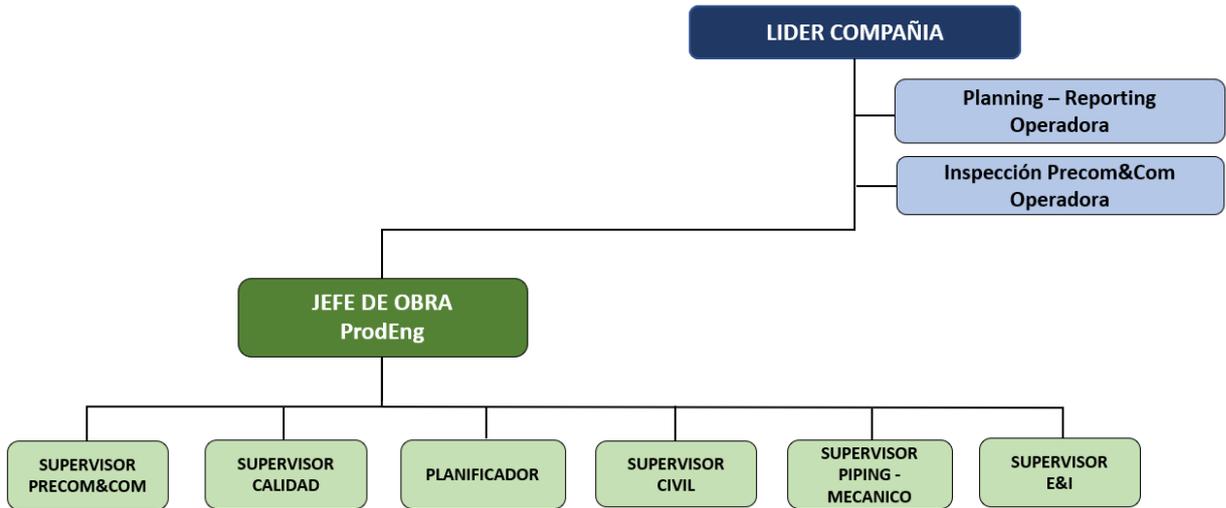


Figura 3.4.1. Organigrama del Proyecto

### 3.4.13. Requerimientos EHS

Respecto a las exigencias del proyecto en cuanto a Medio Ambiente, Salud y Seguridad, se detallan a continuación las responsabilidades, documentación requerida y consideraciones específicas. Las obligaciones aquí establecidas velan por el aseguramiento de la integridad medioambiental, del patrimonio y de las personas involucradas en la ejecución de la obra.

ASPECTO EHS DEL REQUERIMIENTO	¿Aplica?	Requisitos EHS Corporativos
<b>Plan EHS del Contrato - Generalidades</b>		
a. Organización y Responsabilidades	SI	Organización propuesta para el Servicio; así mismo adjuntar la descripción de las responsabilidades EHS de los roles principales.
b. Documento Puente	SI	Carta compromiso de cumplimiento de generar el documento puente que fuera necesario entre la Contratista y Operadora para la alineación de sus estándares referidos a EHS.
<b>1. Gestión EHS</b>		
1.1. Objetivos y Metas EHS del Proyecto/ Servicio	SI	Objetivos y metas de desempeño de EHS actual. <b>Presentar documento referido a la fijación de los objetivos y metas de la gestión de Seguridad e Higiene Industrial, Indicadores preventivos y reactivos, y seguimiento del desempeño del personal, implementados en un servicio similar.</b> Indicar los procedimientos de aseguramiento de la gestión EHS, revisiones periódicas del contrato y aseguramiento de la calidad del servicio. Detallar también lo referente Reuniones EHS (ej. semanal, mensual, semestral, anual), a realizar durante el servicio para el seguimiento del desempeño y el cumplimiento de metas/ objetivos.
1.2. Cumplimiento de Requisitos Legales y Obligaciones EHS	SI	Procedimiento a aplicar/adaptar al Servicio, que asegure la identificación adecuada de la normativa del país en materia de EHS y específica al servicio a prestar, su obtención, implementación y seguimiento/ Permisos con los que cuenta y aplicarán al Servicio, de ser aplicable. <b>Presentar una matriz de cumplimiento legal similar al servicio licitado.</b>
1.3. Gestión de Riesgos	SI	<b>Adjuntar Procedimiento de identificación de peligros y evaluación de riesgos y matriz asociada a las actividades del Proyecto;</b> identificar los peligros y evaluar los riesgos; contemplando los riesgos para las personas (propias y terceros), el ambiente, las instalaciones y equipos, así mismo establecer las medidas de control y de mitigación requeridas de acuerdo al alcance del servicio. <b>Presentar un Análisis de Riesgo específico de tareas de un servicio similar a modo de ejemplo, referidas a un proyecto de similares características.</b>
1.4. Programa de Capacitación en EHS	SI	<b>Presentar copia del último Programa de Capacitación de un servicio similar al licitado,</b> el cual deberá estar relacionado a su Gestión de Riesgos. Detallar también lo referente Reuniones EHS (ej. semanal, mensual, semestral, anual) a realizar durante el servicio durante las cuales se difundirán temáticas EHS a modo de capacitación.
1.5. Certificación de Competencias de Personal Crítico	SI	Adjuntar las Certificaciones de Competencias de Personal Crítico requeridas para este personal en servicio similar. Mandos Medios, altura, confinado, operadores de equipos de izaje
1.6. Política de Suspensión de Tareas	SI	Adjuntar Procedimiento de Suspensión o paralización de Tareas en caso de peligro inminente. O compromiso adhesión a la política de la Compañía.
1.7. Política de EHS/ Sostenibilidad	SI	Presentar la(s) política(s) de la empresa referidas a Seguridad e Higiene Industrial, Salud Ocupacional y Medio Ambiente/ Respalda con certificaciones del Sistema de Gestión disponible, preferentemente ISO 14001, ISO 45001, u otros similares/ aplicables a la actividad (ej. ISO 39001 de Seguridad Vial; IATA-IOSA/ ISSA de Seguridad Operacional Aérea; etc).
1.8. Plan de Revisiones e Inspecciones de EHS	SI	Carta de intención o autorización a la Compañía para realizar auditorías/ revisiones/ inspecciones. Plan de Revisiones/ Inspecciones de un servicio previo ofrecido de similares características al licitado.
1.9. Cronograma de Visitas Gerenciales	SI	Describir la metodología y frecuencia para la realización de Visitas Gerenciales como herramienta de fortalecimiento del liderazgo visible en EHS. Detallar también lo referente Reuniones EHS (ej. semanal, mensual, semestral, anual), a realizar durante el servicio para el seguimiento de los hallazgos de las Visitas Gerenciales y los Planes de Acción emergentes.
1.10. Reporte e Investigación de Incidentes. Observaciones de Seguridad	SI	Adjuntar Procedimiento de Gestión, Investigación y Aprendizaje de Incidentes/accidentes, incluyendo Lecciones por Aprender. Documentación referida al procedimiento de Observaciones Preventivas alineado con el sistema vigente de Pluspetrol.
1.11. Seguimiento de Acciones Correctivas	SI	Disponibilidad de estadísticas de Acciones Correctivas, y de procedimiento de gestión de las mismas incluyendo, entre otros, responsables, origen y estado de cada una (cerradas, en proceso, pendientes, etc.)
1.12. Reporte de Estadísticas e Indicadores EHS	SI	Presentar resultados de sus indicadores (KPI's) del último año inmediatamente anterior dentro del plan EHS de un servicio similar.
1.13. Estándares, Procedimientos e Instructivos de EHS	SI	Listado y copia de los estándares/ procedimientos/ instructivos referidos a EHS de acuerdo a su gestión de riesgos.
1.14. Sistema de Selección de Subcontratistas	SI	Poseer un sistema de pre-calificación, selección y evaluación de sus Contratistas (Sub-Contratista de la Compañía), el cual asegure la compatibilidad y efectividad de los estándares EHS y estén alineado al Procedimiento de Gestión de Contratistas de la Compañía.
1.15. Manejo del Cambio	SI	Procedimiento mediante el cual se gestionan los cambios surgidos durante la prestación del servicio.
1.16. Respuesta ante Emergencias. Planes de Contingencia.	SI	Presentar copia del último PRE y Plan de Contingencias de un servicio similar al licitado, donde se pueda constatar que se encuentran correctamente diseñados y estructurados para su ejecución y compatibilidad con los propios de la Compañía.
1.17. Simulacros	SI	Presentar copia del último plan de simulacros y capacitación de un servicio similar al licitado.
<b>2. ASPECTOS DE MEDIO AMBIENTE</b>		
2.1. Organización y Supervisión en campo	SI	Organización propuesta para el Servicio; así mismo adjuntar la descripción de las responsabilidades EHS de los roles principales.
2.2. Protección de Fauna y Flora	SI	Procedimientos y plan de capacitación en las reglas de protección de la fauna y flora silvestre, incluyendo normas de conducta asociadas/ Aspectos específicos aplicables a trabajos en áreas sensibles ambientales.
2.3. Control de Derrames	SI	Plan de Prevención y Respuesta a Derrames aplicable al Servicio con el detalle de la organización de respuesta, recursos y entrenamiento. Incluir programa y un informe de simulacro similar al Servicio/ Procedimientos para el almacenamiento y manejo de productos químicos e hidrocarburos/ Programas de mantenimiento de equipos, maquinaria, vehículos, recipientes u otros con énfasis en la prevención de derrames de combustible, lubricantes u otros.
2.4. Gestión de Residuos	SI	Procedimientos de gestión de residuos a seguir, de servicios similares y replicable al Servicio en Licitación.
2.5. Protección de Suelos y Fuentes de Agua	NO	
2.6. Consumo de agua y energía	SI	Procedimiento de gestión de uso eficiente del agua/ Procedimiento de abastecimiento de agua que incluya la medición del consumo.
2.7. Monitoreos y Mediciones Ambientales	SI	Documentación referida a mediciones ambientales. Todo equipamiento deberá contar con las calibraciones y certificaciones del caso.
2.8. Tratamiento de efluentes	SI	Procedimientos de operación de plantas de tratamiento de agua para consumo humano y agua residual doméstica, incluyendo la metodología para los monitoreos de campo/ Procedimiento de operación y mantenimiento de sistemas sépticos o de infiltración de aguas residuales domésticas (biodigestores)
2.9. Emisiones atmosféricas	NO	

Tabla 3.4.13. Requerimientos Ambiente, Salud y Seguridad.

<b>3. ASPECTOS DE SEGURIDAD E HIGIENE INDUSTRIAL</b>		
3.1. Organización y Supervisión en campo	SI	<b>Organización propuesta para el Servicio;</b> así mismo adjuntar la descripción de las responsabilidades EHS de los roles principales.
3.2. Monitoreo de Higiene Industrial	SI	<b>Presentar copia del último informe de monitoreo de Higiene Industrial, en un servicio similar al licitado,</b> donde se detallen metodologías y acciones tomadas resultado de los estudios de ruidos, iluminación y otros aplicables en las áreas de trabajo bajo su responsabilidad, según legislación aplicable en el lugar de trabajo. Documentación referida a mediciones de gases en áreas con riesgo de incendio o explosión. Todo equipamiento deberá contar con las calibraciones y certificaciones del caso.
3.3. Gestión de Materiales Peligrosos	SI	<b>Presentar listado de materiales peligrosos considerados en un servicio similar y el procedimiento para su manejo durante el servicio. Adjuntar lista de control de las Hojas de Seguridad de los productos químicos (SDS)</b> utilizados por sus empleados.
3.4. Prácticas de Trabajo EHS: Prevención de Caída de Objetos/ Trabajos en Altura/ Movimiento de Suelos- Excavaciones/ Aislamiento de Energías/ Trabajos en Espacios Confinados	SI	Procedimientos/ Instructivos de Trabajo enfocados a la gestión de las Mejores Prácticas de Trabajo EHS relacionadas al servicio a prestar.
3.5. Plan de Inspecciones de Seguridad e Higiene	SI	<b>Presentar Plan de Inspecciones de Seguridad e Higiene tentativo para el monitoreo de la Seguridad e Higiene Industrial, donde se detallen frecuencias, metodologías y acciones a tomar.</b> Programa de mantenimiento preventivo e inspecciones de equipos en general.
3.6. Programa de Seguridad en la Logística de Transportes	SI	<b>Documentos relacionados a la gestión de los transportes,</b> enfocados a las unidades de transporte propiamente dichas, incluyendo su certificación, revisiones y mantenimiento; el personal de conducción (habilitaciones, experiencia, capacitación, aptitud/fatiga, etc.); la gestión de los viajes y los factores externos y del medio influyentes (estado de rutas, clima, horarios, etc.); las herramientas de seguimiento de la performance operativa y KPIs, programas de respuesta a la emergencia asociados (incluyendo geolocalización de las unidades); los procedimientos/ instructivos para tareas específicas (transporte terrestre de tubulares, transporte de Mercancías Peligrosas, movimiento de cargas, etc.).
3.7. Habilitación / Certificación Equipos Izaje y Operadores	SI	<b>Documentos relacionados a la gestión de tareas de izaje.</b> Se debe disponer de los elementos de control y gestión presentes en los estándares la Compañía; enfocados a los equipos de izaje, incluyendo su certificación, revisiones y mantenimiento; el personal operativo y de apoyo (habilitaciones, experiencia, capacitación, aptitud, etc.); la gestión de los factores externos y del medio influyentes (lugar del trabajo, horarios, etc.); los programas de respuesta a la emergencia asociados; y los elementos del Control del Trabajo incluyendo, entre otros, los Permisos/ Certificados de Trabajo, y procedimientos/ instructivos para tareas específicas y/o izajes críticos.
3.8. Plan de Suministro de EPP	SI	<b>Detallar los EPP's, programa de reposición y mantenimiento de stock.</b> Evidenciar capacitaciones referidas al uso correcto y mantenimiento de los mismos. Dotación de protección respiratoria y equipos detectores de gases peligrosos, en caso sea necesario. Todos los EPP deberán cumplir las certificaciones internacionales, los cuales deberán ser descritos en su propuesta.
3.9. Herramientas de Analisis de Riesgos en los lugares de Trabajo	SI	<b>Presentar un Análisis de Riesgo específico de las tareas a modo de ejemplo, referido a un proyecto similar.</b>
3.10. Sistema de Control del Trabajo (CdT)	SI	<b>Adherir al Procedimientos de Control del Trabajo para gestión de los riesgos de las tareas</b>
3.11. Identificación de Personal Nuevo	SI	<b>Adherir al Alineamiento de los procedimientos la Compañía, asegurar la participación del personal nuevo ingresante en los correspondientes Cursos de Inducción.</b>
3.12. Equipamiento de Protección contra incendios	SI	Especificar documentos referidos a la gestión de Equipamiento de Protección contra Incendios.
3.13. Equipos H2S y Autónomos	SI	Especificar documentos referidos a la gestión de Equipos H2S.
<b>4. ASPECTOS DE SALUD OCUPACIONAL</b>		
4.1. Organización y representantes de Salud	SI	<b>Organización propuesta para el Servicio;</b> así mismo adjuntar la descripción de las responsabilidades en materia de Salud Ocupacional de los roles principales. <b>Adjuntar organigrama de la empresa</b> donde se evidencie, según la legislación vigente, la presencia de un profesional médico ocupacional; (la empresa puede contar con la asesoría de un médico ocupacional directo o tercerizado, según lo permita la legislación aplicable).
4.2. Plan de Emergencias. Primeros Auxilios. Evacuación de Lesionados	SI	<b>Adjuntar el Plan de Emergencias y Evacuación.</b> Debe incluir la identificación de los responsables de acuerdo al nivel de respuesta requerido.
4.3. Enfermería	SI	Según corresponda, de acuerdo a la cantidad de personal, tipo y criticidad de servicio, lugar de las actividades (si es en zonas remotas, trabajos en <i>flowline</i> , sísmica, etc.), y la legislación aplicable, corresponderá la asignación de profesional(es) de enfermería.
4.4. Ambulancia	SI	Según corresponda, de acuerdo a la cantidad de personal, tipo y criticidad de servicio, lugar de las actividades (si es en zonas remotas, trabajos en <i>flowline</i> , sísmica, etc.), y la legislación aplicable.
4.5. Medicamentos	SI	Según corresponda, de acuerdo a la cantidad de personal y el tipo de servicio, se debe gestionar en campo el manejo de medicinas de acuerdo al listado de botiquín establecido por la Compañía.
4.6. Provision de Agua Potable	SI	Según corresponda, de acuerdo al tipo de servicio, lugar de las actividades, la legislación aplicable y las facilidades ofrecidas por PLUSPETROL.
4.7. Comedores y Campamento	SI	Según corresponda, de acuerdo al tipo de servicio, lugar de las actividades, la legislación aplicable y las facilidades ofrecidas por la Compañía.
4.8. Exámenes Médicos Ocupacionales	SI	Contar con Exámenes Médicos Ocupacionales. Realizarlos en centros médicos reconocidos por la Autoridad de Aplicación e informados a la Compañía oportunamente.
4.9. Programa de Prevención de la Salud	SI	Identificación de Riesgos de Enfermedades en relación a los agentes presentes en las diferentes actividades laborales, incluyendo el riesgo ante enfermedades infectocontagiosas de transmisión por la vía respiratoria (ej. COVID 19). En consecuencia, según el perfil epidemiológico (enfermedades más frecuentes en el personal), se debe acreditar un Programa de Prevención de la Salud Ocupacional.
4.10. Programa de Alcohol y Drogas	SI	Debe acreditar Política de Alcohol y Drogas. Alineado con el propio de la Compañía para la actividad específica.
4.11. Ergonomía	SI	Acreditar un plan de prevención del riesgo ergonómico eventual

Tabla 3.4.13. Requerimientos Ambiente, Salud y Seguridad.

## CAPITULO IV • ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO

### 4.1. INTRODUCCIÓN

Toda la información obtenida durante el proceso de confección del proyecto de inversión termina siendo resumida en un flujo de fondos, el cual refleja la estructura económica del proyecto (inversión inicial, ingresos y egresos operativos y valor residual). En el presente capítulo se estudia si la inversión que se ensaya será o no rentable, por medio de determinados criterios de evaluación, el Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR). El primer criterio brinda el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por la inversión, y el segundo establece la tasa a la cual se recuperará la inversión. Se utilizarán como datos de entrada los costos, inversiones y beneficios obtenidos como resultado de la ingeniería del proyecto.

### 4.2. INVERSIÓN INICIAL

Las inversiones del proyecto, son todos los gastos que se efectúan en la unidad de tiempo para la adquisición de determinados factores o medios productivos, los cuales permiten implementar una unidad de producción que a través del tiempo genera un flujo de beneficios.

La tecnología y el proceso de producción que se escojan para el proyecto influirán directamente en el monto y las características de las inversiones a realizar. La cantidad y calidad de la maquinaria, equipos, herramientas, mobiliario de planta, rodados y otras inversiones normalmente estarán condicionadas por el proceso de producción que se ha elegido.

Los aspectos que se relacionan con la tecnología son los que tienen mayor incidencia sobre las inversiones a realizar y los costos de operación en los que se incurrirán en caso de implementarse el proyecto. El proceso productivo, a través de la tecnología usada, tiene incidencia directa sobre el costo de operación. De aquí la importancia de estudiar con especial énfasis la valorización económica de todas las variables técnicas de un proyecto específico.

Habitualmente la inversión inicial de un proyecto es clasificada en tres componentes: inversiones fijas, inversiones diferidas e inversiones en capital de trabajo.

#### 4.2.1. Inversión fija

La inversión fija recibe este nombre porque el proyecto no puede desprenderse fácilmente de ella sin que se perjudique a la actividad productiva.

Fijando la renta del equipamiento por un total de dos años, se establece una proporción de beneficio para la Contratista porcentual del quince sobre el total de costo de la obra, resultando por tanto el costo de contratación en \$48.600.000.000.

CONTRATO			
Costo Obra US\$	300.000.000	\$ 324.000.000.000	
Contratista 15% del costo obra total (US\$)			45.000.000
			<b>\$ 48.600.000.000</b>

Tabla 4.2.1.1. Costo de renta.

En base al costo total de renta, se distribuye la incidencia de cada equipo sobre el monto de modo de discriminar el costo por ítem.

Por otra parte, el costo incurrido en material eléctrico (cables de potencia e instrumentos) y de bases civiles se suma a cuenta directa por parte de la Operadora.

<b>INVERSION FIJA</b>			
<i>Item</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Costo Unitario (\$)</i>	<i>Costo Total (\$)</i>
<b>TERRENO</b>			
Superficie (m <sup>2</sup> )	\$ 127.000	\$ 183.600	\$ 23.317.200.000
<b>Subtotal</b>			<b>\$ 23.317.200.000</b>
<b>TRAILER</b>			
Trailer Oficina	\$ 2	\$ 800.000	\$ 1.600.000
<b>Subtotal</b>			<b>\$ 1.600.000</b>
<b>SUMINISTROS OBRA (Provisión por Operadora)</b>			
Cableado de potencia (m)	\$ 19.050	\$ 500	\$ 9.525.000
Cableado de instrumentación (m)	\$ 12.700	\$ 2.000	\$ 25.400.000
Bases civiles (m <sup>2</sup> )	\$ 6.350	\$ 48.600	\$ 308.610.000
<b>Subtotal</b>			<b>\$ 343.535.000</b>
<b>EQUIPOS (Rental a Contratista)</b>			
<i>Item</i>	<i>Incidencia/\$renta</i>	<i>Costo Servicio x 2 años</i>	<i>Costo Total (\$)</i>
Slug Catcher	2,5%	\$ 1.215.000.000	\$ 1.215.000.000
Separador General SG-101	2,5%	\$ 1.215.000.000	\$ 1.215.000.000
Separador de Baja	2,0%	\$ 972.000.000	\$ 972.000.000
Desgasificador	1,0%	\$ 486.000.000	\$ 486.000.000
Filtro Coalescente PFS	2,0%	\$ 972.000.000	\$ 972.000.000
Separador Gas Combustible	2,5%	\$ 1.215.000.000	\$ 1.215.000.000
Torres Contactoras (dos) + URG	15,0%	\$ 7.290.000.000	\$ 7.290.000.000
KOD	2,5%	\$ 1.215.000.000	\$ 1.215.000.000
Flare	4,0%	\$ 1.944.000.000	\$ 1.944.000.000
Calderín 1,5 MM BTU/HR	3,0%	\$ 1.458.000.000	\$ 1.458.000.000
Sistema de Drenaje de Líquidos de KOD	1,0%	\$ 486.000.000	\$ 486.000.000
Tanques Sumideros	2,0%	\$ 972.000.000	\$ 972.000.000
Bomba PCP Cámara de URG	2,0%	\$ 972.000.000	\$ 972.000.000
Material para la Obra	10,0%	\$ 4.860.000.000	\$ 4.860.000.000
Tanque de Agua 70 m3	6,0%	\$ 2.916.000.000	\$ 2.916.000.000
Tanque de Oil de 70 m3	6,0%	\$ 2.916.000.000	\$ 2.916.000.000
Skid de Despacho de Agua	2,0%	\$ 972.000.000	\$ 972.000.000
Skid de Despacho de Petróleo	2,0%	\$ 972.000.000	\$ 972.000.000
Tanque Pulmón	2,0%	\$ 972.000.000	\$ 972.000.000
Compresores de Aire y Secador	4,0%	\$ 1.944.000.000	\$ 1.944.000.000
Torres de Iluminación	3,0%	\$ 1.458.000.000	\$ 1.458.000.000
Colector de Piletas de Oil y Agua	2,0%	\$ 972.000.000	\$ 972.000.000
Instrumentación y Control	15,0%	\$ 7.290.000.000	\$ 7.290.000.000
Shelter	6,0%	\$ 2.916.000.000	\$ 2.916.000.000
<b>Subtotal</b>			<b>\$ 48.600.000.000</b>
<b>TOTAL INVERSIÓN FIJA</b>			<b>\$ 72.262.335.000</b>

Tabla 4.2.1.2. Inversión Fija.

#### 4.2.2. Inversión diferida

La inversión diferida se caracteriza por su inmaterialidad. Son derechos adquiridos y servicios necesarios para el estudio e implementación del proyecto, y no están sujetos a desgaste físico.

Se incluyen dentro de dicha categoría todo lo que respecta a gastos en EIA, audiencias, habilitaciones provinciales y planes para el monitoreo del cumplimiento legal en materia de medio ambiente.

INVERSIÓN DIFERIDA		
	<i>Incidencia / CT Obra</i>	<i>Inversión</i>
Evaluación Impacto Ambiental	0,002%	\$ 6.480.000,00
Audiencia Pública + Consultoría	0,001%	\$ 3.240.000,00
Habilitación de la Provincia	0,001%	\$ 3.240.000,00
Programa de Vigilancia y Control	0,002%	\$ 6.480.000,00
<b>TOTAL INVERSIÓN DIFERIDA</b>		<b>\$ 19.440.000,00</b>

Tabla 4.2.2. Inversión Diferida.

#### 4.2.3. Inversión en capital de trabajo

El capital de trabajo considera aquellos recursos que requiere el proyecto para atender las operaciones de producción y comercialización de bienes o servicios y, contempla el monto de recursos líquidos que se precisa para dar inicio al ciclo productivo del proyecto en su fase de funcionamiento. En otras palabras, es el capital adicional con el que se debe contar para que comience a funcionar el proyecto, esto es financiar la producción antes de percibir ingresos.

En efecto, desde el momento en que se compran insumos o se pagan sueldos, se incurren en gastos a ser cubiertos por el capital de trabajo en tanto no se obtenga ingresos por la venta del producto final. Entonces el capital de trabajo debe financiar todos aquellos requerimientos que tiene el proyecto para producir un bien o servicio final.

El procedimiento empleado para determinar el capital de trabajo es el Método del Máximo Déficit Acumulado. Este método consiste en estimar los valores mensuales de los ingresos y egresos operativos del proyecto. En general, se observa que durante los primeros meses de funcionamiento de los proyectos de inversión la diferencia entre ambos conceptos constituye un saldo negativo. Estos saldos mensuales negativos se acumulan hasta que se obtiene un valor máximo (*en este caso en el mes de marzo*), dicho resultado es el que se toma como las exigencias de fondos para constituir el capital de trabajo.

FLUJO/MES		<i>Enero</i>	<i>Febrero</i>	<i>Marzo</i>	<i>Abril</i>	<i>Mayo</i>
<i>Ingresos</i>	Ventas	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 5.389.726.807	\$ 5.389.726.807
<i>Egresos</i>	Variables	\$ 114.110.000	\$ 114.110.000	\$ 114.110.000	\$ -	\$ -
	Fijos	\$ 71.185.000	\$ 71.185.000	\$ 71.185.000	\$ 138.985.000	\$ 95.925.000
<i>Saldo</i>		-\$ 185.295.000	-\$ 185.295.000	-\$ 185.295.000	\$ 5.250.741.807	\$ 5.293.801.807
<b>Saldo acumulado</b>		-\$ 185.295.000	-\$ 370.590.000	-\$ 555.885.000	\$ 4.694.856.807	\$ 9.988.658.614
<i>Junio</i>	<i>Julio</i>	<i>Agosto</i>	<i>Septiembre</i>	<i>Octubre</i>	<i>Noviembre</i>	<i>Diciembre</i>
\$ 5.389.726.807	\$ 5.389.726.807	\$ 5.389.726.807	\$ 5.389.726.807	\$ 5.389.726.807	\$ 5.389.726.807	\$ 5.389.726.807
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 95.925.000	\$ 95.925.000	\$ 95.925.000	\$ 95.925.000	\$ 95.925.000	\$ 95.925.000	\$ 95.925.000
\$ 5.293.801.807	\$ 5.293.801.807	\$ 5.293.801.807	\$ 5.293.801.807	\$ 5.293.801.807	\$ 5.293.801.807	\$ 5.293.801.807
\$ 15.282.460.421	\$ 20.576.262.228	\$ 25.870.064.036	\$ 31.163.865.843	\$ 36.457.667.650	\$ 41.751.469.457	\$ 47.045.271.264

Tabla 4.2.3. Método del Máximo Déficit Acumulado.

### 4.3. COSTOS

El concepto de costos totales del proyecto incluye todos los costos explícitos y contables asociados a la producción de un determinado bien o servicio.

Los costos pueden clasificarse atendiendo a diversos criterios para servir como base de análisis económico-financiero. Estas clasificaciones son útiles para indicar el origen y el efecto de los costos que tienen algo que ver con el resultado final del proyecto. Hay dos formas básicas para clasificar a los costos:

- Según su forma de imputación o por objeto de gasto: los costos se clasifican como costos directos y costos indirectos.
- Según su variabilidad: los costos se clasifican en costos fijos y costos variables.

En ambos casos los resultados finales son iguales, por lo tanto, es posible asumir cualquiera de ellos para efectuar el análisis.

#### 4.3.1. Costos fijos

Los costos fijos son aquellos en los que incurre la empresa y que, en el corto plazo o para ciertos niveles de producción, no dependerán del volumen de producción. Son aquellos costos en los cuales el proyecto necesariamente tiene que incurrir aun cuando nada produzca. Se definen como costos fijos porque permanecen constantes a los diferentes niveles de producción, mientras el proyecto se mantenga dentro de los límites de su capacidad productiva. Los costos fijos incluyen depreciaciones y amortizaciones.

COSTOS FIJOS					
Item	Detalle	Costo mensual	Costo anual	Costo total	% Costo
Sueldos Compañía	Lider Operadora	\$ 10.000.000	\$ 120.000.000	\$ 1.274.400.000	21,04%
	Planificador	\$ 7.100.000	\$ 85.200.000		
	Supervisor EHS	\$ 7.100.000	\$ 85.200.000		
	Coordinador pc&c	\$ 7.100.000	\$ 28.400.000		
	Inspector Civil	\$ 7.100.000	\$ 28.400.000		
	Inspector MP	\$ 7.100.000	\$ 28.400.000		
	Inspector E&I	\$ 7.100.000	\$ 28.400.000		
	Inspector Procesista	\$ 7.100.000	\$ 28.400.000		
	Administrador Documental	\$ 7.100.000	\$ 28.400.000		
	Jefe de Planta (2)	\$ 16.600.000	\$ 199.200.000		
Operadores de Planta (8)	\$ 51.200.000	\$ 614.400.000			
Amortización diferida	-		\$ 9.720.000,00	\$ 9.720.000,00	0,16%
Depreciación	-		\$ 4.720.190.000,00	\$ 4.720.190.000,00	77,93%
Cargos fijos servicios	Agua	\$ 1.705.000	\$ 20.460.000,00	\$ 47.100.000,00	0,78%
	Almuerzo-Cena	\$ 1.140.000,00	\$ 13.680.000,00		
	Telefonía. Internet	\$ 1.080.000,00	\$ 12.960.000,00		
Administrativo	Papel (resma)	\$ 210.000,00	\$ 2.520.000,00	\$ 5.520.000,00	0,09%
	Tinta impresoras (toner)	\$ 150.000,00	\$ 1.800.000,00		
	Artículos de librería	\$ 100.000,00	\$ 1.200.000,00		
<b>TOTAL COSTOS FIJOS</b>				<b>\$ 6.056.930.000,00</b>	

Tabla 4.3.1.1. Costos Fijos.

En la Figura 4.3.1. puede apreciarse la incidencia que tiene cada uno de los ítems analizados anteriormente en los costos fijos totales del proyecto en estudio.

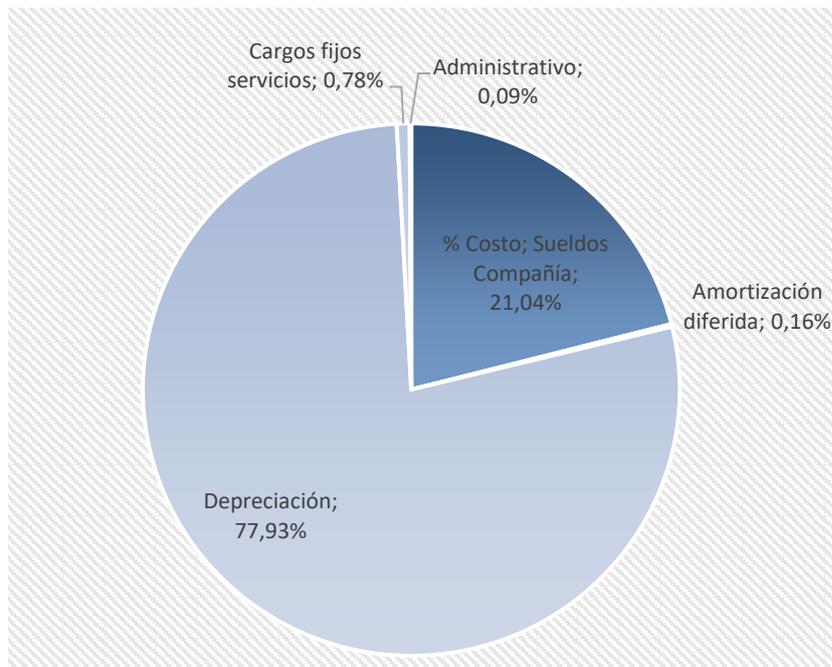


Figura 4.3.1. Incidencia de costos fijos.

- **Sueldos**

Los sueldos integrados a los costos fijos corresponden al personal de planta permanente de la Compañía Operadora. Se toman en consideración para el sector de Operaciones, dos Líderes de Planta y ocho Operadores en total, distribuidos equitativamente en dos turnos.

	Sueldos Compañía Operadora									Sueldo Bruto Mensual
	Sueldo Neto Mensual	Jubilación	Ley 19032 (PAMI)	Obra Social	Sindicato	Seguro de Sepelio	Asig. fljar.	FNE	Seguro de Vida	
		11%	3%	3%	6%	1%	7,5%	1,5%	0,03%	
Lider Operadora	\$ 6.697.000	\$ 1.100.000	\$ 300.000	\$ 300.000	\$ 600.000	\$ 100.000	\$ 750.000	\$ 150.000	\$ 3.000	\$ 10.000.000
Inspección	\$ 4.754.870	\$ 781.000	\$ 213.000	\$ 213.000	\$ 426.000	\$ 71.000	\$ 532.500	\$ 106.500	\$ 2.130	\$ 7.100.000
Lider Planta	\$ 5.558.510	\$ 913.000	\$ 249.000	\$ 249.000	\$ 498.000	\$ 83.000	\$ 622.500	\$ 124.500	\$ 2.490	\$ 8.300.000
Operadores de Planta	\$ 4.286.080	\$ 704.000	\$ 192.000	\$ 192.000	\$ 384.000	\$ 64.000	\$ 480.000	\$ 96.000	\$ 1.920	\$ 6.400.000
									TOTAL	\$ 31.800.000

Tabla 4.3.1.2. Salarios personal Compañía Operadora.

- **Amortizaciones y Depreciaciones**

El equipo, los edificios, y otras sustancias materiales que comprenden una planta de fabricación requieren una inversión inicial que debe ser amortizada como un gasto de fabricación. A fin de amortizar este costo, se asume que ocurre una desvalorización de las posesiones materiales. Esta desvalorización es designada como la depreciación. Ya que las tasas de depreciación son muy importantes en la determinación de la cantidad de impuesto sobre la renta, el Organismo Público correspondiente ha establecido tasas de depreciación aceptables durante el período de servicio probable de varios tipos de equipo y otros artículos implicados en operaciones industriales. Varios métodos alternativos pueden ser usados para determinar el costo de la depreciación, pero el Método de Depreciación Anual Constante es generalmente el más utilizado para la formulación y evaluación de un proyecto de inversión.

Como la proyección del presente trabajo incurre en la **renta por un periodo fijo de dos años**, se presenta a continuación el detalle de depreciaciones y amortizaciones implicadas para dicho periodo.

AMORTIZACIONES Y DEPRECIACIONES				
Item	Años a depreciar	Valor actual	1	2
Trailer Oficina	5	\$ 1.600.000	\$ 320.000	\$ 320.000
Slug Catcher	20	\$ 1.215.000.000	\$ 60.750.000	\$ 60.750.000
Separador General SG-101	15	\$ 1.215.000.000	\$ 81.000.000	\$ 81.000.000
Separador de Baja	15	\$ 972.000.000	\$ 64.800.000	\$ 64.800.000
Desgasificador	15	\$ 486.000.000	\$ 32.400.000	\$ 32.400.000
Filtro Coalescente PFS	10	\$ 972.000.000	\$ 97.200.000	\$ 97.200.000
Separador Gas Combustible	15	\$ 1.215.000.000	\$ 81.000.000	\$ 81.000.000
Torres Contactoras (dos) + URG	20	\$ 7.290.000.000	\$ 364.500.000	\$ 364.500.000
KOD	10	\$ 1.215.000.000	\$ 121.500.000	\$ 121.500.000
Flare	15	\$ 1.944.000.000	\$ 129.600.000	\$ 129.600.000
Calderín 1,5 MM BTU/HR	15	\$ 1.458.000.000	\$ 97.200.000	\$ 97.200.000
Sistema de Drenaje de Líquidos de KOD	10	\$ 486.000.000	\$ 48.600.000	\$ 48.600.000
Tanques Sumideros	15	\$ 972.000.000	\$ 64.800.000	\$ 64.800.000
Bomba PCP Cámara de URG	10	\$ 972.000.000	\$ 97.200.000	\$ 97.200.000
Material para la Obra	5	\$ 4.860.000.000	\$ 972.000.000	\$ 972.000.000
Tanque de Agua 70 m3	15	\$ 2.916.000.000	\$ 194.400.000	\$ 194.400.000
Tanque de Oil de 70 m3	15	\$ 2.916.000.000	\$ 194.400.000	\$ 194.400.000
Skid de Despacho de Agua	10	\$ 972.000.000	\$ 97.200.000	\$ 97.200.000
Skid de Despacho de Petróleo	10	\$ 972.000.000	\$ 97.200.000	\$ 97.200.000
Tanque Pulmón	15	\$ 972.000.000	\$ 64.800.000	\$ 64.800.000
Compresores de Aire y Secador	20	\$ 1.944.000.000	\$ 97.200.000	\$ 97.200.000
Torres de Iluminación	10	\$ 1.458.000.000	\$ 145.800.000	\$ 145.800.000
Colector de Piletas de Oil y Agua	5	\$ 972.000.000	\$ 194.400.000	\$ 194.400.000
Instrumentación y Control	10	\$ 7.290.000.000	\$ 729.000.000	\$ 729.000.000
Shelter	5	\$ 2.916.000.000	\$ 583.200.000	\$ 583.200.000
Amortización de intangibles	2	\$ 19.440.000,00	\$ 9.720.000	\$ 9.720.000
<b>Depreciación anual</b>			<b>\$ 4.720.190.000</b>	<b>\$ 4.720.190.000</b>

Tabla 4.3.1.3. Método de Depreciación Anual Constante (dos años de renta).

#### - *Cargos fijos de servicios y administrativos*

Se incluyen dentro del análisis los costos asociados a telefonía, contratación de internet en Yacimiento, almuerzos y cenas. Se suma al detalle los gastos en administración varios para la confección de los registros de verificación de los trabajos en campo.

#### 4.3.2. Costos variables

Los costos variables son aquellos en los que incurre la empresa y que guardan una dependencia importante con los volúmenes de fabricación. Incluye aquellas erogaciones que varían al cambiar el volumen ritmo de avance de la obra.

COSTOS VARIABLES							
Item	Detalle	Adquisición	Costo mes unitario	Costo mensual	Costo Total (x 3meses)	Total Item	Porcentual
Servicios Generales	Agua (Dispensador)	L	\$ 3.410.000	\$ 3.410.000	\$ 10.230.000	\$ 35.730.000	10,44%
	Grupo Electrónico	20 kVA	\$ 8.500.000	\$ 8.500.000	\$ 25.500.000		
Sueldos de Obra	Jefe de Obra	1	\$ 5.200.000	\$ 5.200.000	\$ 15.600.000	\$ 306.600.000	89,56%
	Supervisor pc&c	2	\$ 3.500.000	\$ 7.000.000	\$ 21.000.000		
	Supervisor qa/qc	2	\$ 3.500.000	\$ 7.000.000	\$ 21.000.000		
	Planificador Obra	2	\$ 3.000.000	\$ 6.000.000	\$ 18.000.000		
	Supervisor Civil	2	\$ 3.500.000	\$ 7.000.000	\$ 21.000.000		
	Supervisor MP	2	\$ 3.500.000	\$ 7.000.000	\$ 21.000.000		
	Supervisor E&I	2	\$ 3.500.000	\$ 7.000.000	\$ 21.000.000		
	Capataz de Cuadrilla	4	\$ 3.000.000	\$ 12.000.000	\$ 36.000.000		
Obrero (5 por cuadrilla)	20	\$ 2.200.000	\$ 44.000.000	\$ 132.000.000			
<b>TOTAL COSTOS VARIABLES</b>				<b>\$ 114.110.000</b>	<b>\$ 342.330.000</b>		

Tabla 4.3.2.1. Costos Variables.

Se incluyen dentro de la presente categoría los servicios generales de agua y energía eléctrica, (provisión a través de un Grupo Electrógeno de 20 kVA). Cabe aclarar aquí que una vez finalizada la Planta la misma podrá autoabastecer de energía eléctrica a todos los servicios requeridos haciendo uso del propio gas (bombeo, energización de tableros, iluminación, instrumentación).

El consumo de agua se calcula por la adquisición de un bidón cada dos personas (sumando un total de 20 bidones al día). Por su parte lo que respecta a almuerzos los mismos correrán por cuenta de la Contratista por lo tanto no se encuentran detallados dentro de los costos propios del proyecto.

Por otra parte, se incluyen los salarios del **personal de Obra**, quienes se encontrarán trabajando por un total de **tres meses**. Dicho tiempo es el establecido como deadline de finalización de la Planta, recordando aquí que se trata de un proyecto bajo el escenario Fast Track.

A continuación, se presenta la incidencia que tiene cada uno de los ítems analizados anteriormente en los costos variables totales del proyecto.

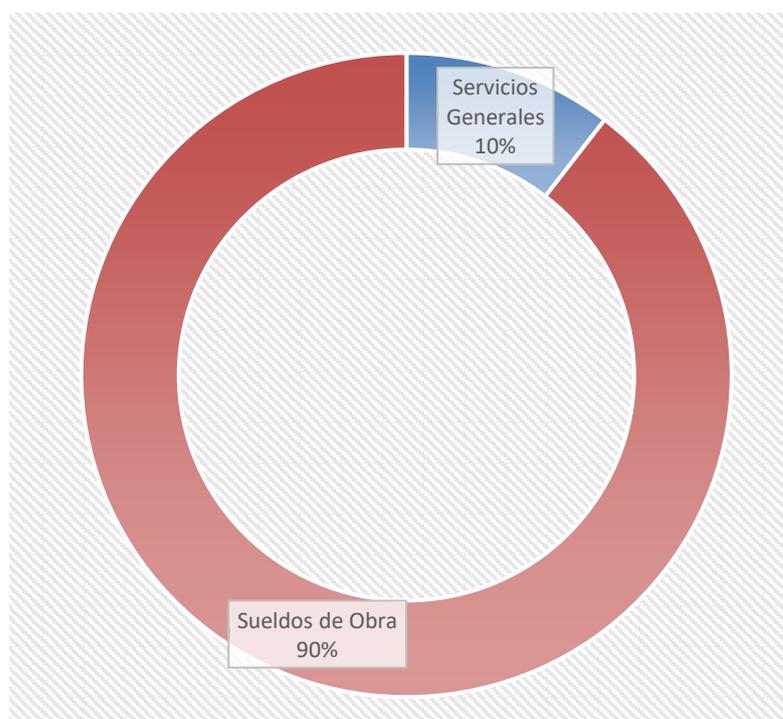


Figura 4.3.2. Incidencia de costos variables.

### 4.3.3. Costos totales

Los costos totales en los que el proyecto incurrirá son el resultado del análisis de los costos fijos y los costos variables exhibidos anteriormente.

		% CF - CV
Costos Fijos	\$ 6.056.930.000	95%
Costos Variables	\$ 342.330.000	5%
<b>COSTOS TOTALES</b>	<b>\$ 6.399.260.000</b>	

Tabla 4.3.3. Costos Totales.

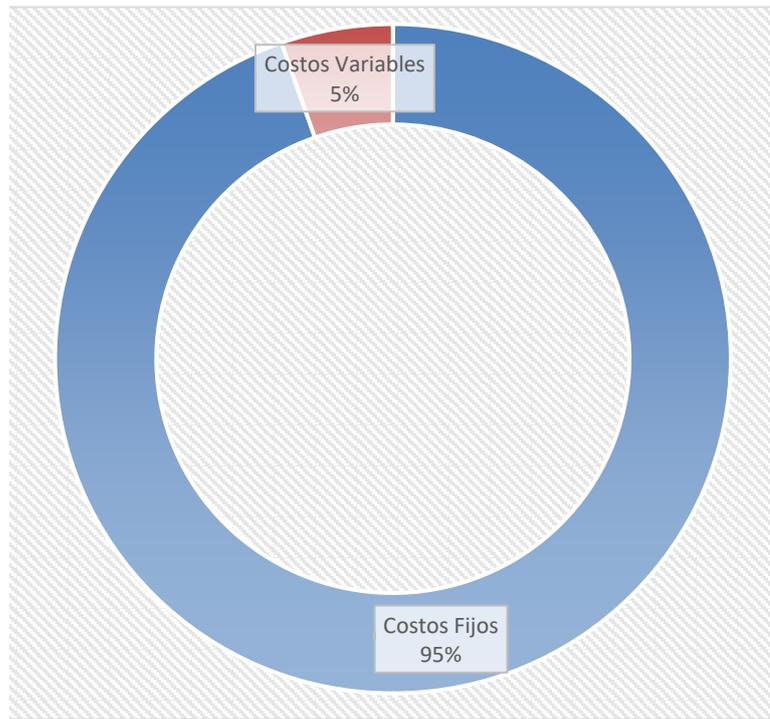


Figura 4.3.3. Incidencia de costos fijos y costos variables.

#### 4.4. BENEFICIOS

##### 4.4.1. Precio de venta

Los precios de venta fueron definidos en base a los datos suministrados por la Secretaría de Energía de la Nación - Subsecretaría de Transición y Planeamiento Energético, sección de *Regalías de Petróleo Crudo, Gas Natural, GLP, Gasolina y de Condensado*.

A continuación, se presenta el detalle y montos de venta para el gas y el crudo a obtenerse en la Planta proyectada.

##### - Gas

PRECIO DE VENTA GAS			
Detalle	US\$/MMBTU	US\$/Mm <sup>3</sup>	\$/Mm <sup>3</sup>
Precio de Ingreso al Sistema de Transporte	3,98	148	\$ 159.655
Costos operativos (OPEX) + Impuestos	1,5	56	\$ 60.171
<b>Precio de venta del Mm<sup>3</sup></b>			<b>\$ 99.483,43</b>

Tabla 4.4.1.1. Precio Venta de Gas.

Para la definición de precios del gas se trasladan las unidades de energía a unidades de volumen y se incluyen en el análisis los costos por Operational Expenditure e impuestos. Tomando como referencia el valor medio del gas, el PIST en Argentina se ubicó en 3,50US\$/MMBTU (130 US\$/Mm<sup>3</sup>) en noviembre del 2024. Se suma a lo anterior que los costos operativos (OPEX) e impuestos arrojan un precio de equilibrio o “break even price” de 1.50 US\$/MMBTU.

El análisis resultante arroja un precio de venta para el **millón de metros cúbicos de gas** de un total de **\$ 99.483,43**.

- **Crudo**

<b>PRECIO DE VENTA PETRÓLEO</b>			
<i>Detalle</i>	<i>US\$/bbl</i>	<i>US\$/m<sup>3</sup></i>	<i>\$/m<sup>3</sup></i>
Precio de Ingreso al Sistema de Transporte	71,80	452	\$ 487.698
Costos operativos + Impuestos	15,0	94	\$ 101.887
<b>Precio de venta del m<sup>3</sup></b>		<b>357</b>	<b>\$ 385.811,32</b>

Tabla 4.4.1.2. Precio Venta de Petróleo.

En el caso del crudo se trabaja con unidades en base a barriles, por lo tanto, siguiendo la misma línea que para el gas, se trasladan las unidades a metros cúbicos teniendo en cuenta que 1US bbl oil = 158.98731L (0,159 m3).

Luego, en base a los datos obtenidos se identifica que el “break even” de los campos de Vaca Muerta se encuentra entre 30 y 40 dólares por barril. Incluyendo regalía y e Impuesto a los Ingresos Brutos, el costo de producción promedio de petróleo en la Argentina se ubica aproximadamente en US\$ 7,70 dólares por barril.

Tomando en cuenta que la Planta proyectada no incluye consideraciones operativas especiales para el caso del petróleo obtenido -siendo el foco la deshidratación de gas- se decide incrementar los costos incurridos en operación e impuestos al doble para contar con márgenes frente a imprevistos.

Finalmente, el análisis resultante arroja un precio de venta para el **metro cúbico de crudo** de un total de **\$ 385.811,32**.

#### 4.4.2. Ingresos anuales por ventas

- **Gas**

En base a la producción de gas proyectada de 600.000 [Sm<sup>3</sup>/d] a 60 kg/cm<sup>2</sup>, se traslada el volumen a condiciones normales de presión, multiplicando luego el precio de venta del Mm<sup>3</sup> por el valor obtenido.

Producción anual Mm3 a 60 kg/cm <sup>2</sup>	219
Conversión de Mm3 a CNPT	<b>13.140</b>
Precio de venta por Mm <sup>3</sup>	\$ 99.483,43
<b>Ingreso Anual por Venta Gas</b>	<b>\$ 1.307.212.251,43</b>

Tabla 4.4.2.1. Ingreso anual venta de gas.

- **Crudo**

La producción de líquidos correspondiente a 750 m<sup>3</sup>/d de líquidos presenta un contenido del 40% en agua, por lo que se establecen los valores de volumen anuales restando la proporción de agua al crudo.

Producción anual m <sup>3</sup> de petróleo	164250
Precio de venta por m <sup>3</sup>	\$ 385.811,32
<b>Ingreso Anual por Venta Petróleo</b>	<b>\$ 63.369.509.433,96</b>

Tabla 4.4.2.2. Ingreso anual venta de crudo.

El resultado de ingresos totales, anuales y mensuales, es el indicado a continuación.

<b>TOTAL ANUAL</b>	<b>\$ 64.676.721.685,39</b>
<b>TOTAL MENSUAL</b>	<b>\$ 5.389.726.807,12</b>

#### 4.4.3. Punto de equilibrio

El punto de equilibrio es un instrumento de planificación de la utilidad basado en las relaciones establecidas entre los costos e ingresos de corto plazo. El punto de equilibrio es el volumen de actividad de la empresa en que los ingresos por las ventas cubren exactamente a los gastos totales, o sea que el proyecto no gana ni pierde.

Esta técnica se basa en los siguientes supuestos:

- Los precios se mantienen constantes, es decir que son independientes del volumen de actividad.
- Los costos variables unitarios y los costos fijos totales también son constantes a cualquier nivel de producción.
- Cuando se vende más de un producto, la composición de las ventas es constante.
- El nivel de las ventas es igual al volumen de producción (no existe variación de stock).

El análisis de punto de equilibrio permite identificar el nivel de las operaciones (producción o ventas) que debe alcanzarse para recuperar todos los costos de operación a partir de los ingresos. Es importante comprender que para la determinación del punto de equilibrio se tienen en cuenta exclusivamente a los costos erogables (*esto significa que las depreciaciones y amortizaciones se encuentran excluidas*).

PUNTO DE EQUILIBRIO							
Producción		Días de producción	Costos Fijos	Costos Variables	Costos Totales	Ingresos	Utilidad
Gas (Mm <sup>3</sup> )	Crudo (m <sup>3</sup> )						
0	0	0	\$ 1.327.020.000	\$ 342.330.000	\$ 1.669.350.000	\$ -	-\$ 1.669.350.000
0,6	450	1	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 173.674.784	-\$ 1.153.345.216
1,2	900	2	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 347.349.569	-\$ 979.670.431
1,8	1350	3	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 521.024.353	-\$ 805.995.647
2,4	1800	4	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 694.699.138	-\$ 632.320.862
3	2250	5	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 868.373.922	-\$ 458.646.078
3,6	2700	6	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 1.042.048.706	-\$ 284.971.294
4,2	3150	7	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 1.215.723.491	-\$ 111.296.509
4,8	3600	8	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 1.389.398.275	\$ 62.378.275
5,4	4050	9	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 1.563.073.060	\$ 236.053.060
6	4500	10	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 1.736.747.844	\$ 409.727.844
6,6	4950	11	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 1.910.422.628	\$ 583.402.628
7,2	5400	12	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 2.084.097.413	\$ 757.077.413
7,8	5850	13	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 2.257.772.197	\$ 930.752.197
8,4	6300	14	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 2.431.446.982	\$ 1.104.426.982
9	6750	15	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 2.605.121.766	\$ 1.278.101.766
9,6	7200	16	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 2.778.796.550	\$ 1.451.776.550
10,2	7650	17	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 2.952.471.335	\$ 1.625.451.335
10,8	8100	18	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 3.126.146.119	\$ 1.799.126.119
11,4	8550	19	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 3.299.820.904	\$ 1.972.800.904
12	9000	20	\$ 1.327.020.000	\$ -	\$ 1.327.020.000	\$ 3.473.495.688	\$ 2.146.475.688

Tabla 4.4.3. Análisis Punto de Equilibrio.

Del análisis anterior se concluye que cuando el procesamiento de gas sea de 4,8 Mm<sup>3</sup> y el de crudo de 3.600 m<sup>3</sup>, correspondiéndose con la producción de la Planta estabilizada entre el **séptimo y octavo día**, el proyecto se encontrará en su **punto de equilibrio** igualándose los costos totales a los ingresos obtenidos por la venta de los productos.

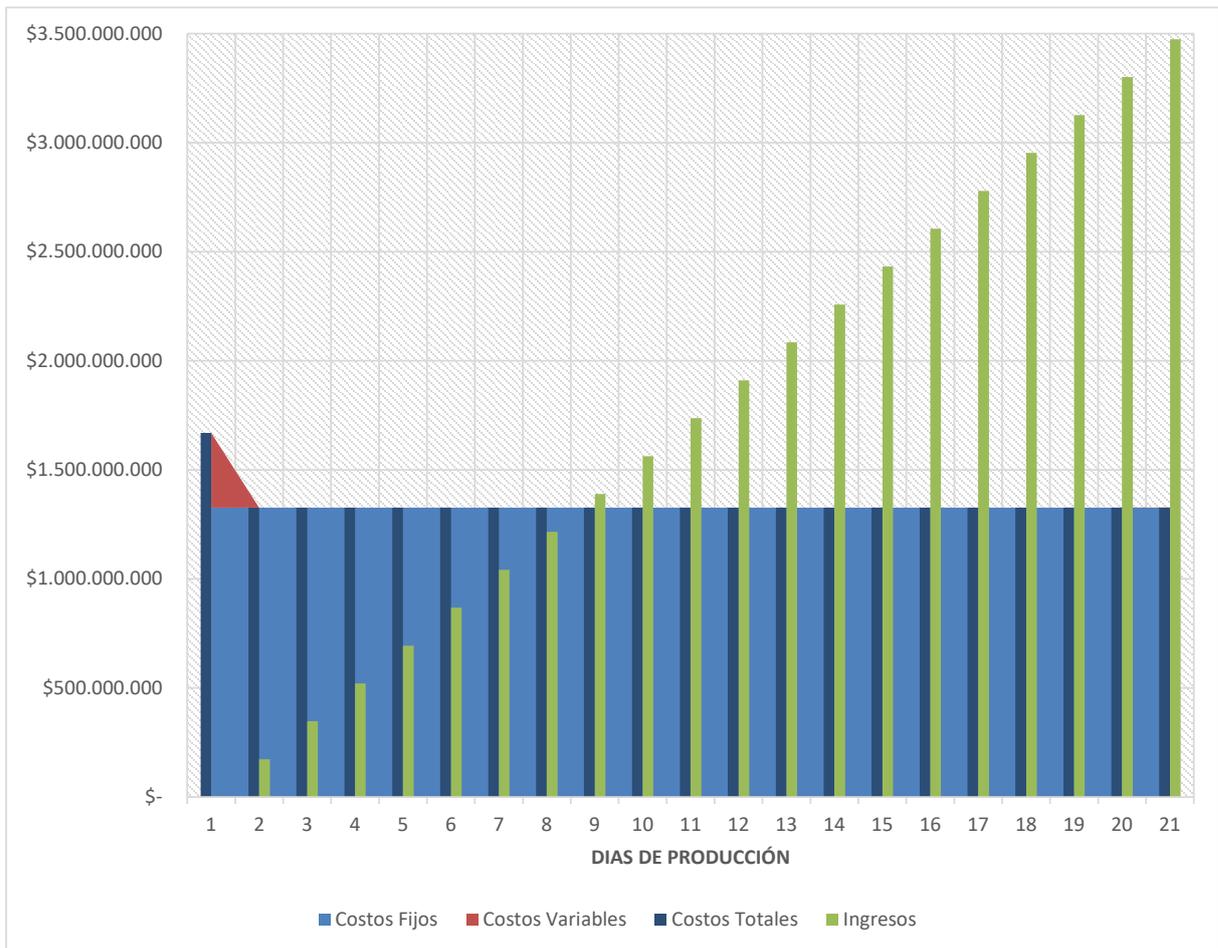


Figura 4.4.3. Punto de Equilibrio.

## 4.5. FLUJO DE CAJA

### 4.5.1. Horizonte temporal

El horizonte de evaluación del proyecto depende de las características del mismo, pudiendo (o no) coincidir con la vida útil del mismo. Si el proyecto tiene una vida útil esperada posible de prever, es conveniente establecer dicha vida esperada como horizonte de planeación.

El horizonte de evaluación empleado en el escenario del presente proyecto es de dos años, tiempo en que se incurre en la renta de los equipos y servicio por parte de la Contratista.

### 4.5.2. Valor residual

El valor residual (de desecho o de salvamento) de un proyecto representa el valor remanente de las inversiones realizadas en el último momento de tiempo o al final del horizonte de planeamiento. Es decir que representa el valor que se espera tendrá el proyecto, o los activos que lo componen, al final del periodo de análisis. Por tal motivo, dicho valor se incorpora al flujo de fondos en el último momento del ciclo de vida del proyecto.



#### 4.5.4. Tasa de descuento

Evaluar un proyecto significa proveer los elementos necesarios para tomar una decisión, es decir, rechazar o aceptar dicho proyecto.

En la evaluación de un proyecto, la consideración de los flujos monetarios en el tiempo requiere de la determinación de una tasa de interés adecuada (tasa de descuento) que represente la equivalencia de dos sumas de dinero en dos periodos diferentes.

Una de las variables que más influye en el resultado de la evaluación de un proyecto es la tasa de descuento empleada en la actualización de sus flujos de caja.

Aun cuando todas las variables restantes se hayan proyectado en forma adecuada, la utilización de una tasa de descuento inapropiada puede inducir un resultado errado en la evaluación.

Un cálculo muy utilizado para determinar la tasa de descuento es el uso de una tasa libre de riesgo ( $R_f$ ) más una prima por riesgo ( $R_p$ ):

$$d = R_f + R_p$$

Es decir que la prima por riesgo corresponde a una exigencia que hace el inversionista por tener que asumir un riesgo al optar por una inversión distinta a aquella que reporta una rentabilidad asegurada.

Para la evaluación del presente proyecto la determinación de la tasa de descuento se hará utilizando el modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model). Este modelo parte de la base de que la tasa de rendimiento requerida de un inversor es igual a la tasa de rendimiento sin riesgo más una prima de riesgo. Éste indica cómo responde el rendimiento de la acción ante las variaciones sufridas en el rendimiento del mercado de valores, dicho riesgo se mide a través del coeficiente de volatilidad conocido como beta ( $\beta$ ).

Donde la *tasa de descuento* se calcula teniendo en cuenta el siguiente polinomio:

$$r = [i_f + \beta * (i_m - i_f)] + \frac{\text{Riesgo País}}{100}$$

$r_f$  = Tasa libre de riesgo

$\beta$  = Relaciona el riesgo del proyecto con el riesgo del mercado

$r_i$  = Tasa de rentabilidad del mercado

Riesgo País = Valor promedio de los últimos 10 años

El coeficiente beta ( $\beta$ ) de una acción mide el grado de variabilidad de la rentabilidad de una acción respecto a la rentabilidad promedio del "mercado" en que se negocia. Mide el riesgo sistemático o de mercado; cuanto más volátil sea una acción con respecto al índice del mercado, tanto mayor será su riesgo de mercado.

- Cuando su  $\beta = 1$  (valor neutro) la acción se mueve en la misma proporción que el índice o posee el mismo riesgo sistemático.
- Cuando su  $\beta > 1$  (valor agresivo) la acción registra una mayor variabilidad que el índice, lo que muestra que la acción tiene un mayor riesgo que el mercado.
- Cuando su  $\beta < 1$  (valor defensivo) la acción registra una menor variabilidad que su índice de referencia o posee para el mercado un menor riesgo.

- **Cálculo de tasa de descuento del proyecto**

Para el cálculo de la tasa de descuento se tomará como referencia la empresa YPF SA.

En la fuente de TradingView se indica que el  $\beta$  de la Compañía se encuentra en **1,19**.

Se considera como *tasa libre de riesgo (rf)* a la mejor opción existente al momento de evaluar el proyecto entre todas aquellas que se estiman de cero riesgos, como por ejemplo la tasa de licitación de bonos a plazo fijo del banco central o los depósitos en instrumentos de ahorro a plazo con giro diferido del banco estatal. En este caso se selecciona la segunda opción debido a que el horizonte de inversión del proyecto es a más corto plazo del de una obra convencional del sector, por tanto, el valor rondará el **5%**.

Por su parte, el ROE (**ri**) 'return on equity' es el ratio más usado por analistas financieros e inversores para medir la rentabilidad de una empresa. Nuevamente haciendo uso de la fuente TradingView encontramos que el valor se ubica en **9,87%**.

Finalmente, el Riesgo País a la fecha 14-febrero 2025 se encuentra en **675**.

Símbolo 62		↓ Beta 1Año (Y)	Precio	Cambio %	ROA TTM	ROE TTM
TGSU2	TRANSPORTADORA DE GAS ... <sup>D</sup>	1,28	6.620,000 ARS	+0,15%	8,79%	13,52%
CEPU	CENTRAL PUERTO SA <sup>D</sup>	1,24	1.620,000 ARS	+2,53%	12,21%	17,85%
SUPV	GRUPO SUPERVIELLE S.A. <sup>D</sup>	1,21	3.520,000 ARS	+1,59%	3,98%	22,30%
YPFD	YPF SOCIEDAD ANONIMA <sup>D</sup>	<b>1,19</b>	45.050,00 ARS	+1,41%	4,08%	<b>9,87%</b>
BMA	BANCO MACRO S.A. <sup>D</sup>	1,18	11.025,000 ARS	0,00%	7,09%	27,38%
BHIP	BANCO HIPOTECAIRO SA <sup>D</sup>	1,14	512,000 ARS	+1,59%	4,05%	28,72%
TGNO4	TRANSPORTADORA DE GAS ... <sup>D</sup>	1,06	3.695,000 ARS	+1,37%	7,75%	10,24%
PAMP	PAMPA ENERGIA S.A. <sup>D</sup>	1,04	3.940,000 ARS	+2,20%	9,79%	18,12%

Tabla 4.5.4. Índices para cálculo de tasa de descuento. Fuente: TradingView.

Por lo tanto,

$\beta$	1,19
rf	0,05
ri	0,0987
RP	675

De esta manera la **tasa de descuento** obtenida es de:

$$r = [0,05 + 1,19 \times (0,0987 - 0,05) + 675] \times 10000 = 17,5 \%$$

r	0,175453	17,5%
---	----------	-------

#### 4.5.5. Criterios de evaluación

##### - VAN

El método del valor actual neto (VAN) consiste en comparar los valores actuales de los beneficios futuros, actualizados a la tasa mínima de retorno requerida con los valores actuales de la inversión. Al valor actual neto también se lo conoce como valor presente neto y se define como la sumatoria de los flujos de fondos netos anuales actualizados menos la inversión inicial.

Con este indicador se conoce el valor del dinero actual que va a recibir el proyecto en el futuro, a una tasa de interés y un periodo determinado, a fin de comparar este valor con la inversión inicial.

En otras palabras, el valor actual neto de un proyecto compara el monto de la inversión inicial con los valores de todos los flujos netos de fondos esperados (entendiendo por flujos netos a la diferencia entre los ingresos y los egresos del mismo periodo), descontados a una tasa que refleje la medida del sacrificio en términos de consumo presente. De esa manera, este criterio permite expresar a todos los flujos de fondos en valores del dinero para el momento presente.

El valor actual neto de una inversión corresponde al flujo neto de fondos actualizado con una determinada tasa de descuento.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^n}$$

VAN	\$ 10.824.450.052
-----	-------------------

El VAN obtenido proyectó un valor de **\$10.824M**, resultado que indica que el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento obtenida generará grandes beneficios.

##### - TIR

La tasa interna de retorno es un indicador de la rentabilidad del proyecto que muestra cual es la tasa de interés compuesta que estarían rindiendo en promedio los fondos involucrados en el proyecto. Se trata de una tasa fácilmente comparable con otras inversiones alternativas, ya que representa aquella tasa porcentual que reduce a cero el valor actual neto del proyecto.

Desde otro enfoque, se puede interpretar a la tasa interna de retorno como la máxima tasa de interés que toleraría el proyecto si fuera financiado totalmente a partir de capital prestado (siempre y cuando la duración del proyecto y del financiamiento sea la misma).

La tasa interna de retorno se puede definir simplemente como la tasa de rendimiento por periodo de una inversión. Aplicando una definición más matemática, la tasa interna de retorno es aquella tasa de interés que hace que la suma de todos los valores actuales de todos los ingresos de un proyecto sea exactamente igual a la suma de los valores actuales de todos los egresos de dicho proyecto. Por lo tanto, si se aplicara a la tasa interna de retorno como la tasa de descuento del proyecto, el valor actual neto del mismo se igualaría a cero. En otras palabras, la tasa interna de retorno es la tasa que, actuando como de descuento, iguala al valor actual de los beneficios del proyecto con su inversión inicial.

$$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{F_n}{(1+i)^n} = 0$$

r	0,175453	17,5%
VAN	\$ 10.824.450.052	
TIR	27%	

La tasa interna de retorno como criterio de decisión indica que una inversión será aceptable en tanto la tasa interna de retorno que reporta el proyecto supere la tasa mínima de retorno requerida. Esto significa que, para tomar una decisión acerca de la conveniencia o no de realizar una inversión, se debe comparar el valor de la tasa interna de retorno con el de la tasa de descuento aplicada al proyecto.

Resulta evidente que si la tasa interna de retorno es mayor que la tasa de descuento el rendimiento de la inversión será superior al costo de oportunidad de la misma. Esta situación debe ser coherente con un valor positivo del valor actual neto. Tal panorama se presenta para el VAN y la TIR objeto de análisis, concluyendo entonces que el proyecto resultaría económicamente viable.

#### - **PRI**

El periodo de recuperación de la inversión (PRI) es el tercer criterio más usado para evaluar un proyecto y tiene por objeto medir en cuánto tiempo se recupera la inversión, incluyendo el costo de capital involucrado. Como se puede observar en la siguiente tabla, una parte del flujo va a pagar la rentabilidad deseada y otra va a recuperar la inversión. Para determinar en cuánto tiempo se recupera la inversión, se debe considerar la última columna.

<b>Periodo de recuperación</b>			
PERÍODO	0	1	2
Flujo de Caja	-\$ 72.837.660.000,00	\$ 19.266.770.303,41	\$ 92.947.897.404,55
Flujo de Caja Actualizado	-\$ 72.837.660.000,00	\$ 16.390.932.093,76	\$ 67.271.177.955,80
Flujo Acumulado	-\$ 72.837.660.000,00	-\$ 56.446.727.906,24	\$ 10.824.450.049,57
Sin ajustar	-\$ 72.837.660.000,00	-\$ 53.570.889.696,59	\$ 39.377.007.707,96

Tabla 4.5.6. Periodo de recuperación de inversión.

Coincidente con el horizonte temporal propuesto, al cabo de dos años no solo se lograría el hito de cumplimiento del compromiso empresarial de entrega del gas bajo el plan de contingencia de la TPF, sino que se generarían significativas ganancias.

#### **4.6. ANÁLISIS DE RIESGO**

Los riesgos son eventos o condiciones inciertas que, si se producen, tienen un efecto positivo o negativo sobre al menos un objetivo del proyecto, como tiempo, costos, alcance o incluso la calidad. El riesgo de un proyecto se define como la variabilidad de los flujos de caja reales respecto de los estimados. Mientras más grande sea esta variabilidad, mayor es el riesgo del proyecto.

Considerando las limitaciones y el alcance requerido para el presente proyecto final, en dicho apartado se intentarán resumir los principales riesgos, su impacto y establecer medidas de mitigación para reducir el efecto de los escenarios mas críticos.

Se presenta a continuación un resumen general presentado por la PMBOK GUIDE al respecto de la Gestión de Riesgos. Se hará uso de los pasos propuestos en lo que respecta a la identificación, análisis cualitativo-cuantitativo y con ello se establecerán los posibles planes de respuesta para aquellos riesgos considerados como críticos.

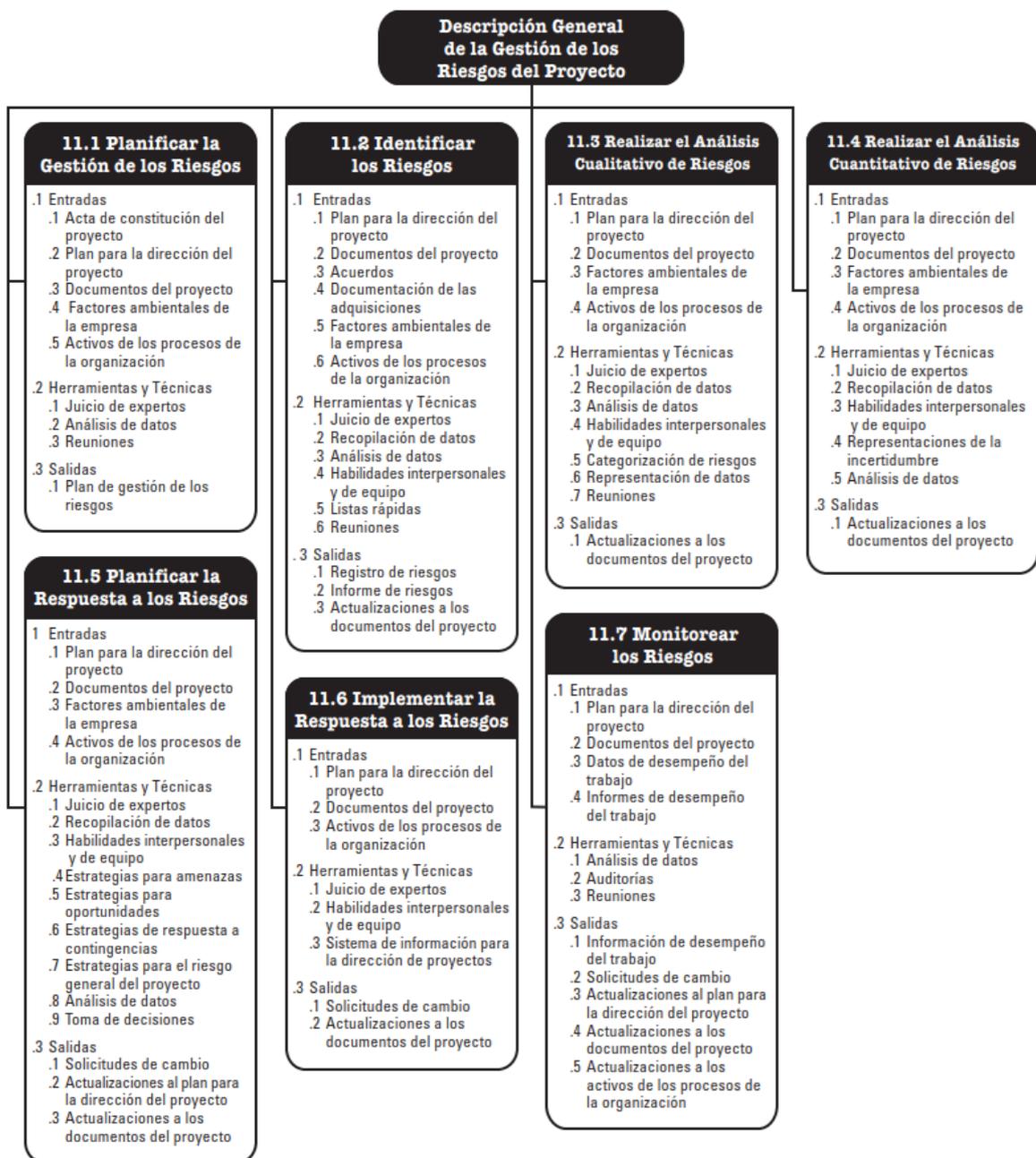


Tabla 4.6.1. Descripción General de la Gestión de los Riesgos del Proyecto. Fuente: PMBOK GUIDE.

Para el análisis cualitativo-cuantitativo y consecuente clasificación de los riesgos según su impacto bajo-medio-alto, se hará uso de la Matriz de Clasificación e Impacto presentada a continuación.

CONSECUENCIA			PROBABILIDAD				
	Activos (instalaciones equipos, materiales, y/o insumos)	Nivel	Improbable	Poco Probable	Probable	Muy Probable	Altamente Probable
			- No ha ocurrido en la industria.	- Ha ocurrido en la industria al menos una vez.	- Ha ocurrido en la Empresa al menos una vez.	- Sucede más de una vez al año en la Empresa.	- Sucede más de una vez al año en un mismo sitio.
			1	2	3	4	5
NINGUNA	- Sin daños.	0	0	0	0	0	0
MENOR	- Costo de reparación y/o reemplazo, lucro cesante menor o igual a U\$S 25.000.	1	1	2	3	4	5
SERIO	Costo de reparación y/o reemplazo, lucro cesante mayor a U\$S 25.000 y menor a U\$S 100.000.	2	2	4	6	8	10
GRAVE	- Costo de reparación y/o reemplazo, lucro cesante mayor a U\$S 100.000 y menor a U\$S 1.000.000.	3	3	6	9	12	15
CATASTRÓFICA	- Costo de reparación y/o reemplazo, lucro cesante mayor a U\$S 1.000.000.	4	4	8	12	16	20

Tabla 4.6.2. Matriz de Clasificación e Impacto de Riesgos

#### 4.6.1. Identificación de riesgos

##### - *Contratación servicio ProdEng*

La disponibilidad de la Contratista seleccionada es considerada un riesgo de graves consecuencias debido a la baja oferta en el mercado actual de proveedores que puedan hacer frente tanto al suministro bajo la modalidad de renta de equipos, como a la mano de obra constructiva. Por su parte resulta bastante improbable que la competencia requiera de un servicio temporario; implicando una situación poco posible que otras Operadoras exhiban el mismo escenario de contingencia causado por demoras en el desarrollo de su planta de procesamiento principal.

##### - *Operación*

Los riesgos operativos pueden presentarse por una deficiencia en la extracción de la humedad del gas. Ello puede deberse a fallas humanas durante la operación, ajuste de variables de procesos, contaminación del TEG empleado para capturar el agua, entre otros. Al no conseguirse las especificaciones comerciales requeridas, bajo esta situación será necesario llevar a cabo el reprocesado del gas.

##### - *Variación en el volumen de producción*

La reducción del volumen de gas y crudo procesado puede deberse al cierre de pozos como consecuencia de tareas rutinarias de mantenimiento o por sobrepresión de los mismos, por mencionar algunos casos posibles. Asimismo, se evalúa que podrían presentarse fallas en los

equipos que implique mantenerlos fuera de servicio, afectando al volumen de gas separado efectivamente del condensado y por supuesto a la eficiencia de las Torres Deshidratadoras.

- **Variación en el precio de venta**

Por tratarse de un valor definido por el mercado, las barreras preventivas aplicables aquí no son más que la información en cuanto a las tendencias y variaciones de los precios. Dentro del marco de evaluación actual realizado, los precios de venta resultan en beneficios por demás positivos para el proyecto.

- **Tipo de Cambio**

Mismo escenario que para la variación del precio de venta, es el tipo de cambio aplicado. Considerando las condiciones actuales, la brecha cambiaria se posiciona alrededor de los \$ 1.100 por cada dólar.

- **Recursos humanos**

Resulta de gran importancia la selección del personal de inspección especializado en las disciplinas civil, mecánica, cañerías, instrumentación, electricidad y procesos. Por su parte, es crucial asimismo la preparación y capacitación del equipo que llevará a cabo la operación de la planta.

**4.6.2. Matriz de Identificación y Valoración de Riesgos e Impactos**

Se desarrolla una matriz de evaluación de los riesgos identificados anteriormente, con su ponderación según la consecuencia, la probabilidad de ocurrencia y el impacto que representaría para el proyecto. Luego se evalúan las posibles medidas de prevención o mitigación y reevaluación del riesgo residual.

Área	Peligro / Aspecto	Consecuencia	C	P	Valoración del Riesgo Inicial	
					C x P	Tipo
Contrato	Contratista no disponible	Competencia con otras Operadoras para acceder a la contratación del servicio de renta y mano de obra por ProdEng.	3	1	3	BAJO
Operación Producción	Operativo	Gas fuera de especificación; reprocesamiento.	2	2	4	MEDIO
	Producción	Reducción del volumen de producción por cierre de pozos, equipos fuera de servicio.	2	2	4	MEDIO
Mercado	Reducción del precio de venta (gas + crudo)	Disminución de ingresos por baja en el volumen despachado de gas y crudo	3	3	9	ALTO
	Aumento de brecha cambiaria	Incremento en los costos de contratación del servicio, por tanto, reducción de los beneficios obtenidos por el proyecto.	2	2	4	MEDIO
Recursos Humanos	Personal no capacitado para inspección de obra	Defectos en la ejecución de la obra; desvíos respecto a los estándares constructivos.	1	3	3	BAJO
	Personal no capacitado para operación de planta	Peligro de paro de planta, cierre de pozos, productos fuera de especificación.	2	2	4	MEDIO

Tabla 4.6.2.1. Matriz de Identificación y Valoración de Riesgos.

Aplicando las barreras preventivas o de mitigación según corresponda, es posible reducir prácticamente la totalidad de los riesgos identificados a una valoración de categoría baja.

Área	Peligro / Aspecto	Barreras de Prevención / Mitigación	C	P	Valoración del Riesgo Residual	
					C x P	Tipo
Contrato	Contratista no disponible	Informarse sobre el desarrollo de importantes obras de Operadoras de la competencia. Ofrecer condiciones contractuales más atractivas que la competencia.	3	0	0	BAJO
Operación Producción	Operativo	Contar con personal apto y con experiencia en operación de plantas de tratamiento de gas.	2	1	2	BAJO
	Producción	Monitoreo y control de las condiciones de los pozos que abastecen la planta. Implementación de planes de mantenimiento de la instalación.	2	1	2	BAJO
Mercado	Reducción del precio de venta (gas + crudo)	Mantener conocimiento sobre los precios y posibles variaciones del mercado.	3	2	6	MEDIO
	Aumento de brecha cambiaria	Mantener conocimiento sobre los precios y posibles variaciones del mercado.	2	1	2	BAJO
Recursos Humanos	Personal no capacitado para inspección de obra	Contar con un sector de adquisición de talento sólido; selección de perfiles adecuados.	1	2	2	BAJO
	Personal no capacitado para operación de planta	Contar con un sector de adquisición de talento sólido; selección de perfiles adecuados.	2	1	2	BAJO

Tabla 4.6.2.2. Barreras de Prevención/Mitigación y Valoración de Riesgo Residual.

#### 4.7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Generalmente existen diversos elementos de incertidumbre asociados a los proyectos de inversión y sus distintas alternativas estudiadas. Por tal motivo, los tomadores de decisiones no se conforman con un resultado único proveniente del análisis inicial del proyecto, sino que prefieren trabajar con un rango completo de los resultados que podrían ocurrir.

De esta manera, la evaluación integral de un proyecto de inversión debe incluir el impacto que podrían tener sobre los resultados económicos aquellos cambios que pudieran afectar o alterar a las estimaciones usadas durante el desarrollo de la formulación del proyecto. En este sentido, el análisis de sensibilidad posee una gran importancia práctica, ya que permite definir el efecto que tendrían sobre el resultado de la evaluación cambios en uno o más de los valores estimados en sus parámetros.

Es importante destacar que la sensibilización de un proyecto debe hacerse con respecto al parámetro más incierto o aquel que posea mayor impacto sobre el flujo de fondos, por ejemplo: el precio de venta, el impacto ambiental, el nivel de demanda, etc.

Presentamos a continuación la sensibilización de los parámetros más influyentes para la rentabilidad del proyecto: disminución en el precio de venta y reducción en el volumen de producción.

#### 4.7.1. Disminución precio de venta

Dados los destacables beneficios del proyecto, es de esperar que la reducción en el precio de venta -tanto de gas como de crudo producido- permita un margen considerable.

Es así que recién para una reducción del 19,5% se observa un VAN negativo y una TIR inferior a la tasa de descuento.

Reducción pv	Producción gas (Mm <sup>3</sup> )	Precio gas (\$/Mm <sup>3</sup> )	Producción crudo (m <sup>3</sup> )	Precio crudo (\$/m <sup>3</sup> )	Ingreso	VAN	TIR
5%	13.140	\$ 94.509,26	164.250	\$ 366.521	\$ 61.442.885.601	\$ 7.990.573.322	24,51%
10%	13.140	\$ 89.535,09	164.250	\$ 347.230	\$ 58.209.049.517	\$ 5.156.696.592	22,04%
17%	13.140	\$ 82.571,25	164.250	\$ 320.223	\$ 53.681.678.999	\$ 1.189.269.169	18,59%
18%	13.140	\$ 81.576,41	164.250	\$ 316.365	\$ 53.034.911.782	\$ 622.493.823	18,09%
19%	13.140	\$ 80.581,58	164.250	\$ 312.507	\$ 52.388.144.565	\$ 55.718.477	17,59%
19,5%	13.140	\$ 80.084,16	164.250	\$ 310.578	\$ 52.064.760.957	-\$ 227.669.196	17,35%
20%	13.140	\$ 79.586,74	164.250	\$ 308.649	\$ 51.741.377.348	-\$ 511.056.869	17,10%
23%	13.140	\$ 76.602,24	164.250	\$ 297.075	\$ 49.801.075.698	-\$ 2.211.382.907	15,61%

Tabla 4.7.1. Análisis sensibilidad precio de venta.

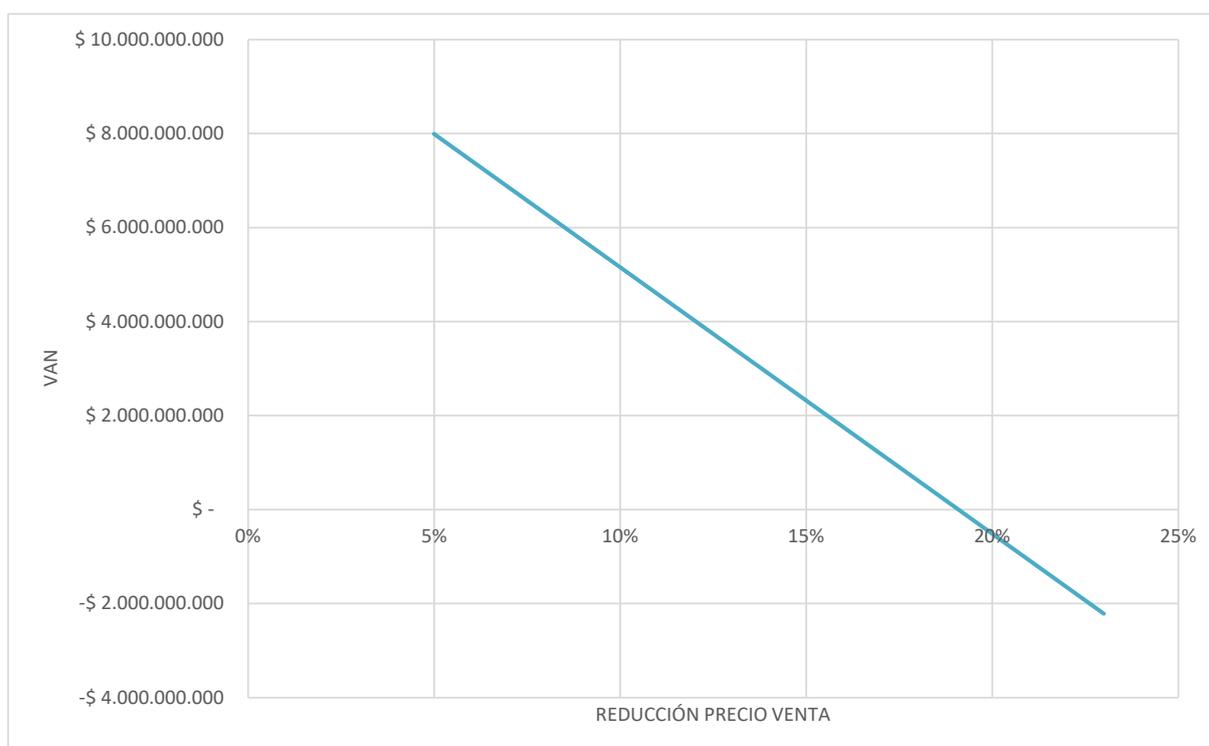


Figura 4.7.1. Análisis sensibilidad precio de venta.

#### 4.7.2. Disminución volumen de producción

Una situación muy similar al caso anterior se presenta en la reducción en los volúmenes de producción. Siguiendo una reducción proporcional tanto para el gas deshidratado como para el crudo procesado, se obtiene un valor actual neto negativo cuando el volumen baja a un 19,5% manteniéndose en este escenario el precio de venta constante.

Reducción volumen	Producción gas (Mm³)	Precio gas (\$/Mm³)	Producción crudo (m³)	Precio crudo (\$/m³)	Ingreso	VAN	TIR
5%	12.483	\$ 99.483,43	156.038	\$ 385.811,32	\$ 61.442.885.601	\$ 7.990.573.322	24,51%
10%	11.826	\$ 99.483,43	147.825	\$ 385.811,32	\$ 58.209.049.517	\$ 5.156.696.592	22,04%
17%	10.906	\$ 99.483,43	136.328	\$ 385.811,32	\$ 53.681.678.999	\$ 1.189.269.169	18,59%
18%	10.775	\$ 99.483,43	134.685	\$ 385.811,32	\$ 53.034.911.782	\$ 622.493.823	18,09%
19%	10.643	\$ 99.483,43	133.043	\$ 385.811,32	\$ 52.388.144.565	\$ 55.718.477	17,59%
19,5%	10.578	\$ 99.483,43	132.221	\$ 385.811,32	\$ 52.064.760.957	-\$ 227.669.196	17,35%
20%	10.512	\$ 99.483,43	131.400	\$ 385.811,32	\$ 51.741.377.348	-\$ 511.056.869	17,10%
23%	10.118	\$ 99.483,43	126.473	\$ 385.811,32	\$ 49.801.075.698	-\$ 2.211.382.907	15,61%

Tabla 4.7.2. Análisis sensibilidad volumen de producción.

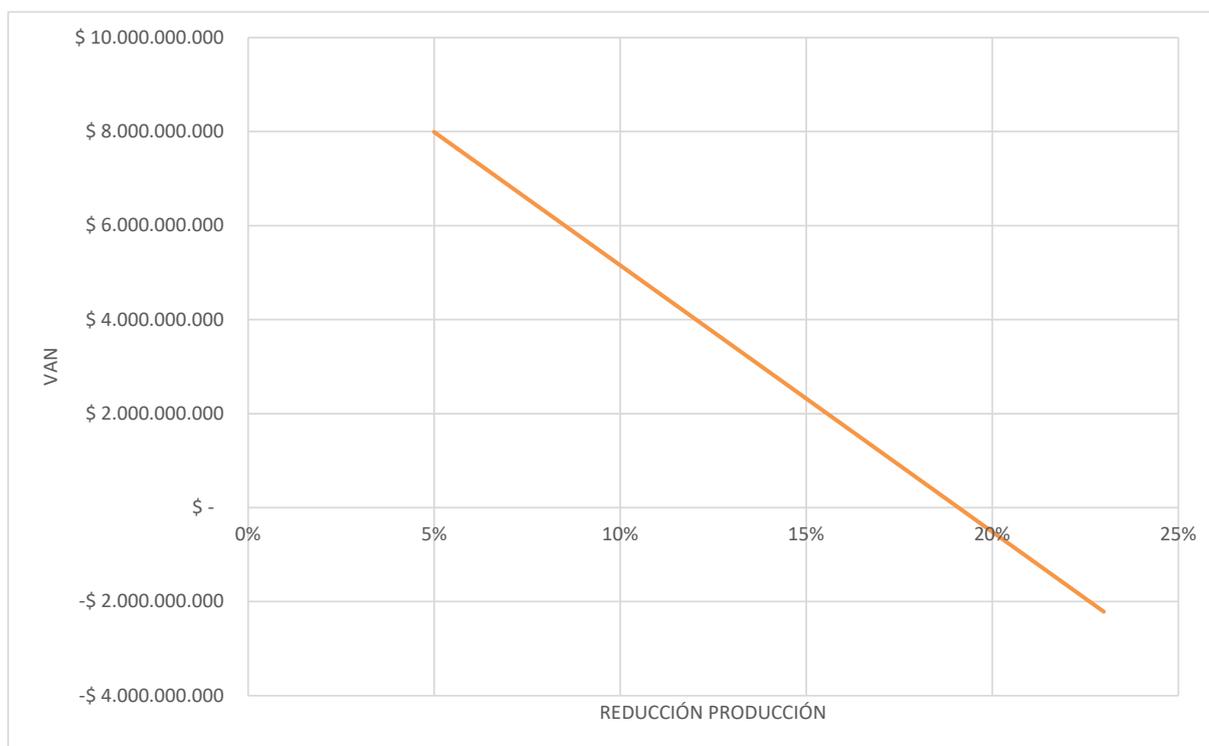


Figura 4.7.2. Análisis sensibilidad volumen de producción.

#### **4.8. CONCLUSIÓN ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO**

Los resultados obtenidos en el análisis revelan la viabilidad económica en la construcción de la Planta TPF, con la capacidad de producción proyectada en el presente trabajo.

Haciendo uso de las herramientas criterio de evaluación, se obtiene un Valor Actual Neto de \$ **10.824 M**, pudiendo concluir que el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento obtenida generarán significativos beneficios. Asimismo, se incluye en la evaluación la Tasa Interna de Retorno la cual resultó ser mayor que la tasa de descuento; por tanto, el rendimiento de la inversión superará al costo de oportunidad de la misma. Por su parte, analizando el Periodo de Recuperación de la Inversión se establece que, bajo el horizonte temporal propuesto, al cabo de dos años no solo se logrará el hito de entrega del gas en las fechas comprometidas, sino que se generarán sustanciosas ganancias, con un margen de recupero de \$ **39.377M** al cabo de dicho periodo.

Adicionalmente se estudian los posibles riesgos y la sensibilidad de los productos generados en la planta. Del análisis de sensibilidad se evidencia un amplio margen tanto en la reducción del precio de venta como en la del volumen de producción. En ambos casos, el descenso podría alcanzar la cifra de 19% sin generar un VAN negativo y una TIR inferior a la tasa de descuento del proyecto. Al respecto del análisis de riesgos, resulta asimismo positivo para el proyecto que aquellos identificados puedan reducirse prácticamente en su totalidad a la categoría de bajo impacto, aplicando las barreras preventivas o de mitigación planteadas.