

UNIVERSIDAD NACIONAL JORGE BASADRE GROHMANN

Facultad de Ingeniería

Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica

**DISEÑO DE UN ESTABLECIMIENTO DE VENTA
AL PÚBLICO DE GAS NATURAL
VEHICULAR EN LA REGIÓN
DE TACNA, AÑO 2022**

TESIS

Presentada por:

Bach. Jose Enrique Chambi Romero

Para optar el Título Profesional de:

INGENIERO MECÁNICO

TACNA – PERÚ

2024

UNIVERSIDAD NACIONAL JORGE BASADRE GROHMANN

Facultad de Ingeniería

Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica


**DISEÑO DE UN ESTABLECIMIENTO DE VENTA
AL PÚBLICO DE GAS NATURAL
VEHICULAR EN LA REGIÓN
DE TACNA, AÑO 2022**

Tesis sustentada y aprobada el 20 de agosto del 2024 por el bachiller Jose Enrique Chambi Romero, siendo el Jurado Calificador integrado por:

PRESIDENTE:


.....
MTRO. CARLOS AURELIO GARVAN GAMARRA


SECRETARIO:


.....
MTRO. REYNALDO CLEMENTE TELLES RIOS

VOCAL:


.....
DR. WILLIAMS SERGIO ALMANZA QUISPE

ASESOR:


.....
MTRO. CARLOS AURELIO GARVAN GAMARRA

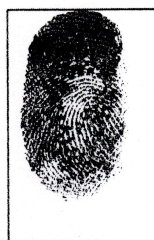
CERTIFICADO DE SIMILITUD


Yo, **CARLOS AURELIO GARVAN GAMARRA** en mi condición de asesor acreditado por la Resolución de Facultad N. 07714-2023-FAIN/UNJBG de la tesis titulada: "Diseño de un Establecimiento de Venta al Público de Gas Natural Vehicular en la Región Tacna, año 2022", presentado por el **BACHILLER JOSE ENRIQUE CHAMBI ROMERO**, para optar el título profesional de Ingeniero Mecánico.

Habiendo cumplido con lo establecido en el reglamento de originalidad y de similitud de trabajos de investigación y producción intelectual, considerando que según la revisión, evaluación y análisis realizado a través del software de similitud textual **TURNITIN** cuenta con el nivel de similitud permitido cuyo porcentaje permitido es **9%**. Por lo que **CERTIFICO LA SIMILARIDAD** de la tesis que está de acuerdo al nivel **PERMITIDO**, para continuar con los trámites correspondientes y para su publicación en el repositorio institucional.

Se emite el presente certificado con fines de continuar con los trámites respectivos para su obtención del título de Ingeniero Mecánico.


Nombres y Apellidos del Asesor
Carlos Aurelio Garvan Gamarra
No. ORCID: 0009-0007-0888-8779




Nombres y Apellidos del Bachiller
Jose Enrique Chambi Romero
DNI: 76814775



DEDICATORIA

Esta tesis va dedicado a mis padres y hermanos, por su apoyo incondicional a lo largo de mis años de estudio.

AGRADECIMIENTO

El principal agradecimiento a Dios, quien me ha guiado y dado la fortaleza de seguir adelante.

A mis padres y hermanos, por su paciencia, comprensión y apoyo incondicional a lo largo de mis estudios.

A mis amigos, por su apoyo y motivación.

ÍNDICE

CAPÍTULO I	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.1. Descripción del Problema	1
1.1.1. Antecedentes del Problema	1
1.2. Formulación del Problema	2
1.3. Justificación e Importancia	2
1.4. Alcances y Limitaciones	3
1.4.1. Alcances	3
1.4.2. Limitaciones	3
1.5. Objetivos	4
1.5.1. Objetivo General	4
1.5.2. Objetivo Específicos	4
1.6. Hipótesis	4
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. Antecedentes del Estudio	5
2.1.1. Antecedente Nacional	5
2.2. Bases Teóricas	6
2.2.1. El Gas Natural	6
2.2.2. Gas Natural en el Perú	9
2.2.3. Cadena de Valor del Gas Natural.....	10
2.2.4. Ventajas del Gas Natural Vehicular.....	30
2.2.5. Teoría de Diseño de Establecimiento de Venta al Público de Gas Natural	33

2.2.6. Normativa en el Sector de Gas Natural.....	46
2.2.7. Aspectos Técnicos para el Diseño del Patio de Maniobras o Distribución de Planta.....	47
2.2.8. Aspectos Técnicos para el Diseño de Instalaciones Mecánicas.....	53
2.2.9. Aspectos Técnicos para el Diseño de las Instalaciones Eléctricas	63
2.2.10. Aspectos Técnicos para el Diseño del Sistema de Seguridad.....	64
2.3. Definición de Términos	66
CAPÍTULO III.....	69
MARCO METODOLÓGICO.....	69
3.1. Tipo y Diseño de la Investigación	69
3.1.1. Tipo de Investigación.....	69
3.1.2. Diseño de la Investigación	69
3.2. Población y Muestra	69
3.3. Operacionalización de Variables	70
3.4. Técnicas e Instrumentos para Recolección de Datos	71
3.5. Procesamiento y Análisis de Datos.....	72
CAPÍTULO IV.....	72
RESULTADOS Y DISCUSIÓN	72
4.1. Resultados	72
4.1.1. Diseño Distribución General de Planta.....	72
4.1.2. Diseño de Instalaciones Mecánicas	76
4.1.3. Diseño de las Instalaciones Eléctricas	93
4.1.4. Diseño de la Distribución del Sistema de Seguridad	98

4.2. Discusión.....	103
CONCLUSIONES	105
RECOMENDACIONES.....	107
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	108
ANEXOS	112

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Componentes del gas natural	8
Tabla 2 Propiedades del gas natural de Camisea	8
Tabla 3 Plantas de procesamiento de gas natural.....	14
Tabla 4 Plan de acción ante incendio y explosión de gas	38
Tabla 5 Plan de acción ante fugas de gas.....	39
Tabla 6 Plan de acción ante sismo	40
Tabla 7 Plan de acción ante derrame de hidrocarburos	41
Tabla 8 Plan de acción ante una emergencia con materiales peligrosos.....	43
Tabla 9 Distancias de los puntos de emanación de gases a las líneas eléctricas aéreas.....	48
Tabla 10 Distancias de seguridad.....	50
Tabla 11 Dimensiones de la isla de dispensadores	52
Tabla 12 Límite de fluencia para el acero ASTM A53.....	57
Tabla 13 Factor de diseño de ubicación clase 4.....	58
Tabla 14 Factor de junta longitudinal tubería sin costura acero ASTM A53	58
Tabla 15 Factor de reducción de la temperatura a 250 °F o menos	58
Tabla 16 Composición molar del gas natural de Camisea	62
Tabla 17 Valores para el gas natural.....	62
Tabla 18 Distancia mínima del tablero eléctrico a los equipos de acuerdo con el volumen almacenado en litros de capacidad de agua	64
Tabla 19 Definición operacional de las variables	70
Tabla 20 Técnicas de recolección de datos.....	71
Tabla 21 Características técnicas del compresor	79

Tabla 22 Características técnicas del dispensador	80
Tabla 23 Resultados de los cálculos realizados	91
Tabla 24 Ubicación de pozos a tierra.....	95
Tabla 25 Especificaciones del sistema de protección catódica.....	96
Tabla 26 Ubicación de paradas de emergencia.....	100
Tabla 27 Ubicación de detectores de fuga de gas	100

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 <i>Matriz de consumo de energía del Perú</i>	9
Figura 2 <i>Producción fiscalizada total de gas natural</i>	12
Figura 3 <i>Producción de gas natural de los lotes 56, 57 y 88</i>	12
Figura 4 <i>Redes de transporte de gas natural supervisadas por Osinergmin</i>	16
Figura 5 <i>Recorrido del sistema de transporte por ductos de GN y LG</i>	17
Figura 6 <i>Sistema de recolección e inyección de Pluspetrol</i>	19
Figura 7 <i>Sistema de recolección de Repsol</i>	20
Figura 8 <i>Flowlines y sistema de transporte por ductos de GN y LGN (Aguaytía)</i>	21
Figura 9 <i>Flowlines y sistema de transporte por ductos de GN y LGN</i>	22
Figura 10 <i>Capacidad de transporte de gas natural</i>	23
Figura 11 <i>Capacidad de transporte de LGN</i>	23
Figura 12 <i>Costo medio de tecnologías utilizadas</i>	24
Figura 13 <i>Esquema de un gasoducto virtual de GNC</i>	26
Figura 14 <i>Esquema de comercialización de GNL</i>	28
Figura 15 <i>Sistema de distribución de gas natural para las concesiones de Quavii y Naturgy</i> ...	29
Figura 16 <i>Emisiones mitigadas de CO2 en el sector vehicular, 2006 - 2019</i>	31
Figura 17 <i>Precios promedio del GNV y gasolina 90 octanos</i>	32
Figura 18 <i>Distancia de tanque de combustible líquido enterrado</i>	49
Figura 19 <i>Distancias de seguridad en metros dentro de la estación de servicio</i>	50
Figura 20 <i>Dimensiones de las islas de dispensadores</i>	52
Figura 21 <i>Ubicación del predio</i>	72
Figura 22 <i>Red de distribución de gas natural – Tacna</i>	73

Figura 23 <i>Área de influencia directa del proyecto</i>	74
Figura 24 <i>Área de influencia indirecta (AII) del proyecto</i>	75
Figura 25 <i>Partes de una estación de regulación y medición</i>	78
Figura 26 <i>Vista isométrica de la instalación de GNV</i>	85
Figura 27 <i>Diagrama de flujo de diseño de instalación de GNV</i>	92
Figura 28 <i>Letreros de seguridad del establecimiento de GNV</i>	102

RESUMEN

La presente tesis se enfoca en el diseño de la instalación de Gas Natural Vehicular (GNV) en una estación de servicio con gasocentro de GLP ubicado en el distrito, provincia y departamento de Tacna. El diseño de las instalaciones mecánicas, eléctricas, sistema de seguridad y dimensionamiento de tubería de la estación de GNV se realizan de acuerdo con las normas especificados. Para el proyecto se considera la instalación de un compresor paquetizado, en el cual se ubica la estación de regulación y medición, se recepciona el Gas Natural desde el Accesorio de Ingreso a la Estación (AIE), posteriormente el fluido se comprime hasta alcanzar los 250 bar y se almacena en baterías de cilindros, con la instalación de tuberías se conecta hacia el dispensador de GNV para el expendio, la presión de abastecimiento de los vehículos será de 200 bar.

Palabras clave: Gas natural, Compresor paquetizado, Estación de GNV.

ABSTRACT

This thesis focuses on the design of the Natural Gas Vehicle (NGV) installation in a refueling station with LPG gas center located in the district, province and department of Tacna. The design of the mechanical and electrical installations, safety system and piping dimensioning of the NGV station are carried out in accordance with the specified standards. For the project is considered the installation of a packaged compressor, in which the regulation and measurement station is located, the Natural Gas is received from the Accessory of Entrance to the Station (AIE), later the fluid is compressed until reaching 250 bar and is stored in batteries of cylinders, with the installation of pipes it is connected towards the NGV dispenser, for the dispensing, the supply pressure of the vehicles will be of 200 bar.

Keywords: Vehicular natural gas, Packaged compressor, GNV station.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Descripción del Problema

1.1.1. *Antecedentes del Problema*

En el mundo y el continente americano; actualmente, se ha incrementado la construcción de estaciones de servicio de venta de gas natural vehicular, para uso automotor como el gas natural es más eficiente y tiene un menor contenido de dióxido de carbono, es mucho menos contaminante.

Según cifras del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) “Durante los últimos 10 años, el gas natural y los recursos renovables lograron mejorar su participación en la matriz energética global, aumentando en 1.74 puntos porcentuales y 3.12 puntos porcentuales, respectivamente.” (OSINERGMIN, 2021, pág. 12).

En el Perú, actualmente son 264 establecimientos que comercializan Gas Natural Vehicular, según datos obtenidos hasta mayo del 2024 de la plataforma de consulta de Registro de Hidrocarburos Hábiles de Osinergmin, específicamente en regiones como: Ancash, Cusco, Ica, Lambayeque, Junín, Lima, Callao, Piura y La Libertad.

En la región de Tacna no existe estaciones de servicio que comercialicen gas natural vehicular.

La inexistencia de un establecimiento de venta al público de gas natural vehicular ocasiona que los costos del servicio de transporte público y privado sea más elevado.

Se propone diseñar una instalación de gas natural vehicular en una estación de servicio con gasocentro de GLP de Tacna como solución al tema.

1.2. Formulación del Problema

¿Como diseñar la instalación para venta de gas natural vehicular en una estación de servicio con gasocentro de GLP en la región de Tacna?

1.3. Justificación e Importancia

Debido a la importante disminución de la contaminación ambiental causada por las emisiones peligrosas y al bajo coste del gas natural en comparación con otros combustibles, actualmente se está promoviendo el gas natural como combustible alternativo en Perú y otros países, por lo que esta investigación es necesaria.

Por este motivo, el establecimiento de una instalación para venta de GNV en la región de Tacna es muy prometedor para todas las partes implicadas. No sólo contribuirá a reducir la contaminación ambiental, sino que también reportará importantes beneficios tanto a los inversores propietarios del gasocentro como a quienes lo utilicen como combustible alternativo.

La investigación es de gran importancia, ya que permitirá suministrar un combustible alternativo más limpio y rentable en comparación con los combustibles fósiles, una vez construida la instalación de GNV. Es importante señalar que la región de Tacna verá una disminución significativa de la contaminación ambiental por emisiones vehiculares con la introducción de un nuevo combustible, además de mejoras en términos de economía, medio ambiente y seguridad. La flota de vehículos también se beneficiará de este nuevo combustible, lo que supondrá un ahorro diario de combustible para el transportista.

1.4. Alcances y Limitaciones

1.4.1. Alcances

Esta investigación tiene un alcance social ya que para llegar a los objetivos y responder las hipótesis se tomará como muestra a una estación de servicios con gasocentro de GLP. Asimismo, cuenta con un alcance geográfico o espacial que considera a una estación de servicio con gasocentro de GLP de la región Tacna.

1.4.2. Limitaciones

Uno de los inconvenientes del trabajo de investigación es la escasez de información teórica sobre el diseño de instalaciones de suministro de gas natural vehicular (GNV) en el medio local.

Sin embargo, la presente investigación no aborda la construcción e instalación del gasocentro de GNV, sino que se limita a su diseño virtual.

La construcción e instalación del proyecto será posible si el titular realiza y presenta a trámite los siguientes documentos para su aprobación:

- Estudio Ambiental que corresponde a un Informe Técnico Sustentatorio (ITS) para modificaciones y ampliaciones; ante la Dirección Regional de Energía y Minas (DREM).
- Informe Técnico Favorable de modificación de estación de servicios; ante el Osinergmin.
- Licencia de Edificación ante la municipalidad correspondiente.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

- Diseñar la instalación de gas natural vehicular en una estación de servicio con gasocentro de GLP en la región de Tacna, año 2024.

1.5.2. Objetivo Específicos

- Evaluar la viabilidad urbanística del establecimiento para la instalación de GNV.
- Dimensionar la distribución del patio de maniobras de la instalación de GNV según las distancias mínimas exigidas en la NTP 111.019:2007.
- Diseñar las instalaciones mecánicas de GNV según la NTP 111.019:2007 y D.S. N° 006-2005-EM.
- Diseñar el diagrama de funcionamiento de la instalación de GNV usando programa especializado.
- Calcular las caídas de presión y velocidad de la red de alta presión.
- Dimensionar las instalaciones eléctricas, sistema de seguridad del establecimiento según normativa vigente.

1.6.Hipótesis

La estación de servicio con gasocentro de GLP, ubicado en la Av. Industrial Mz. E Lote 8 cumplirá con los requerimientos para el diseño de la instalación de GNV.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes del Estudio

2.1.1. Antecedente Nacional

En el Perú se ha realizado los siguientes estudios:

Ramos De La Cruz (2017) en su tesis denominada “Diseño de un gasocentro virtual para expender gas natural vehicular en la provincia de Huancayo-Junín, 2017”, realizó un estudio que consistió en desarrollar el diseño de un gasocentro virtual en la zona de El Tambo, departamento de Junín, provincia de Huancayo, con el objetivo de expender Gas Natural Vehicular (GNV). Por tratarse de un estudio preliminar en el área, muestra un nivel de investigación exploratoria utilizando un tipo de investigación básica. Debido a que sólo muestra los planos finales y los cálculos del gasocentro virtual, el diseño de la investigación es preexperimental. En consecuencia, la investigación culmina con la presentación de los planos del diseño del gasocentro virtual y las dimensiones del sistema, así como sus cálculos.

Garcés Dávila (2017) realizó un estudio para su trabajo de tesis, con la finalidad de instalar una estación de servicio de gas natural para atender la demanda de combustible de 65 autobuses de transporte público de la empresa transportista E.T.C. Villa El Salvador S.A.C. El estudio presenta un diseño experimental debido a que se realiza la construcción e instalación de la estación de servicios o consumidor directo de gas natural vehicular para satisfacer la demanda de gas natural vehicular de 2000 MCH.

Esnayder Corrales (2021) en su tesis denominada “ Modificación de una estación de servicios con gasocentro de GLP para la Instalación de un establecimiento de venta al público de gas natural vehicular, con suministro eléctrico basado en energía solar”, en la ciudad de Arequipa,

evaluó la tecnología del gas natural comprimido para el expendio en la estación de servicio y sugirió utilizar un sistema de unidad de potencia hidráulica para mantener una presión constante de 250 bares, al tiempo que diseñaba la red de GNV de alta presión de acuerdo con la normativa establecida y consideró el uso de tubería de 1" de acero sin costura ASTM A53 grado B SCH 160 para la red de alta presión.

Renato Yapó (2023) en su tesis denominada "Diseño de una estación de gas natural vehicular para la ciudad de Arequipa, distrito de José Luis Bustamante y Rivero", en la ciudad de Arequipa, para el diseño realizó el dimensionamiento y trazado de tuberías, las instalaciones eléctricas y el sistema de seguridad en la estación de GNV. Diseñó el establecimiento para cubrir la demanda de aproximadamente 300 vehículos livianos por día, con un valor de 135 000 Sm³/mes y seleccionó tubería de 1" de SCH 160 ASTM grado B para la red de alta presión.

2.2. Bases Teóricas

2.2.1. El Gas Natural

Es una combinación gaseosa de hidrocarburos saturados, compuesta principalmente por etano, propano, butano y otros superiores (entre el 80 y el 95%). Los hidrocarburos restantes son metano CH₄. También contiene otras sustancias no relacionadas como H₂O, CO₂, H₂S, etc.

"Como el gas natural no incluye plomo ni azufre, emite menos contaminantes que los derivados del petróleo, reduciendo las emisiones hasta en un 97%. El gas natural es una fuente de energía limpia" (Corrales M., 2021).

"Las principales cualidades del gas natural son las siguientes: se encuentra en estado gaseoso, es más ligero que el aire, no es tóxico, inodoro y tiene un contenido muy bajo de dióxido de carbono (CO₂)" (Natural Gas Supply Association, 2024).

“Es una de las fuentes de energía fósil más limpias y respetuosas con el medio ambiente, ya que es la que contiene menos dióxido de carbono y la que lanza menores emisiones a la atmósfera” (ENAGAS S. A., 2024).

2.2.1.1. Clasificación del Gas Natural

Se tiene la siguiente clasificación:

Gas dulce: Se encuentra libre de sulfuro de hidrógeno.

Gas agrio: Es altamente corrosivo debido a los importantes niveles de sulfuro de hidrógeno que contiene.

Gas húmedo o rico: Es la fuente de la que se pueden extraer cantidades significativas de hidrocarburos líquidos. El contenido de vapor de agua no guarda relación con él.

Gas seco o pobre: Se compone esencialmente de metano.

2.2.1.2. Composición del Gas Natural

“De acuerdo al proceso comercial al cual es sometido y al yacimiento de donde es extraído, su composición molecular del gas natural es variable. Se muestra los valores de los componentes del gas natural de Camisea” (Zereceda, 2018).

Véase la Tabla 1.

Tabla 1*Componentes del gas natural*

Componente	Nomenclatura	Composición (%)	Estado natural
Metano	CH ₄	88.166	Gas
Etano	C ₂ H ₄	10.284	Gas
Propano	C ₃ H ₈	0.535	Gas licuable (GLP)
Butano	C ₄ H ₁₀	0.025	Gas licuable (GLP)
Pentano	C ₅ H ₁₂	0.002	Líquido
Hexano	C ₆ H ₁₄	0.01	Líquido
Nitrógeno	N ₂	0.725	Gas
Gas carbónico	CO ₂	0.262	Gas

Nota. Adaptado de Zereceda (2018).

2.2.1.3. Propiedades del Gas Natural

En la Tabla 2, se muestra las propiedades del gas natural de Camisea.

Tabla 2*Propiedades del gas natural de Camisea*

Propiedad	Valor	Unidad
Poder calorífico superior	38,044	BTU/Sm ³
Poder calorífico inferior	34,387	BTU/Sm ³
Densidad relativa	0,612	
Peso molecular	17,808	kg/kmol
Volumen molecular	22,34	Nm ³ /kmol
Índice de Wobbe	48,41	MBTU/Nm ³
Viscosidad	0,01058	cP
Temperatura de inflamación	650 a 700	°C
Concentración de aire	5 a 15	%

Nota. Adaptado de Cortijo (2011).

2.2.2. Gas Natural en el Perú

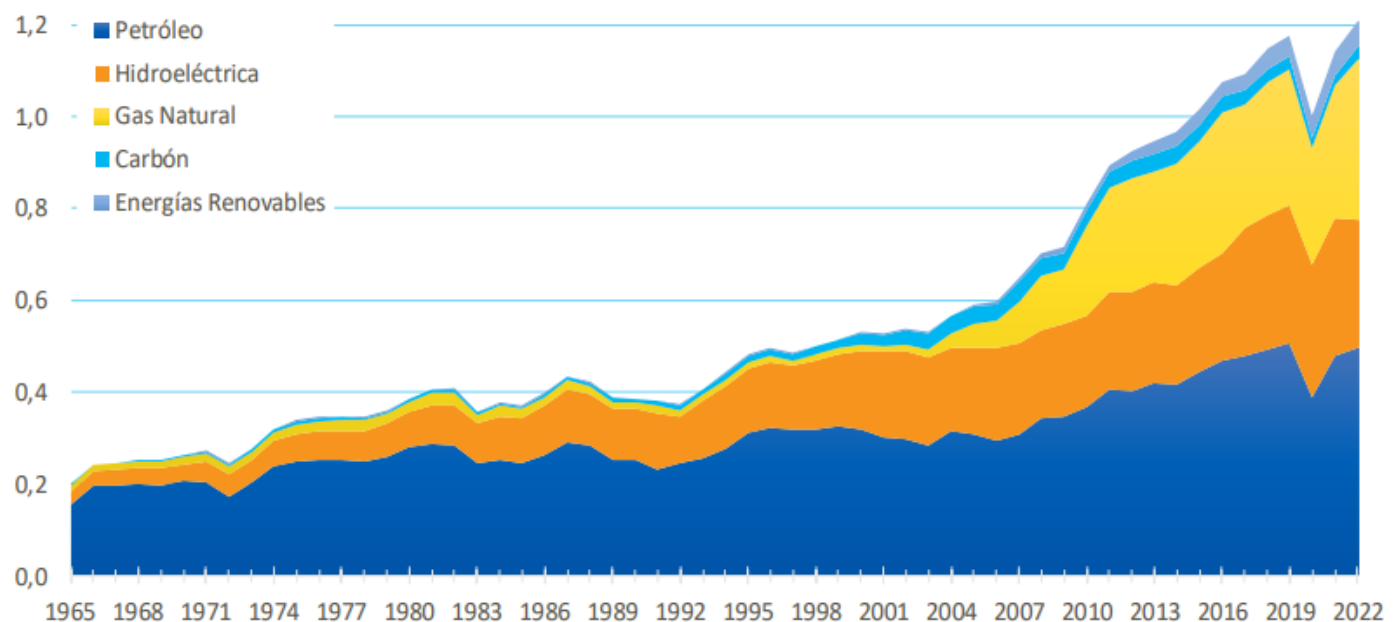
“Ha sido esencial para el cambio energético hacia fuentes más sostenibles desde principios del siglo XXI. Con el incremento del consumo y producción de este recurso se está cambiando la estructura basada en el uso de combustibles fósiles por otros recursos menos contaminantes” (OSINERGMIN, 2021, pág. 12).

“Tras la emergencia producida por el COVID-19, el consumo de energía en Perú aumentó 5,5% en 2022 respecto al año anterior, superando el pico alcanzado en 2019” (OSINERGMIN, 2023, pág. 6).

“Las fuentes de energía registraron incrementos en el uso de carbón (36,1%), gas natural (19,9%), petróleo (3,8%), energías renovables (2,7%) e hidroelectricidad (7,2%).” (OSINERGMIN, 2023, pág. 6).

Figura 1

Matriz de consumo de energía del Perú



Nota: Reproducida de BP Statistical Review of World Energy, junio 2023.

En la Figura 1, se muestra la tendencia hacia un cambio en las cantidades de consumo de diversas fuentes de energía en el mercado, con un descenso en el uso del carbón y el petróleo y la inclusión de nuevas fuentes de energía primaria más limpias, como el gas natural y las energías renovables.

2.2.3. Cadena de Valor del Gas Natural

Según OSINERGMIN (2014) “se tiene la siguiente secuencia de actividades por las que pasa el gas natural, previas al consumo final” (pág. 30).

2.2.3.1. Exploración o Explotación

El objetivo es identificar posibles acumulaciones de hidrocarburos para poder perforar un pozo de exploración que valide su existencia y defina los límites de la cuenca sedimentaria.

Se toma el registro del subsuelo a través de métodos que facilitan su lectura en busca de yacimientos con hidrocarburos. La técnica más utilizada es la sísmica, que consiste en enviar ondas sonoras a través de las rocas y medir la energía que se refleja y refracta cuando cambia la densidad de la roca.

2.2.3.1.1. Evolución de las Reservas de Gas Natural

“Son aquellas cantidades de hidrocarburos anticipados a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante, bajo condiciones definidas” (MINEM, 2022, pág. 7).

“Las reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de una fecha dada) basadas en el(los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s).” (MINEM, 2022, pág. 7).

“Las reservas de hidrocarburos pueden clasificarse en probadas, probables o posibles en función de su grado de certidumbre” (MINEM, 2019).

Reservas probadas: son aquellos que, tras una revisión de los datos geológicos y de ingeniería, tienen una probabilidad razonable de ser económicamente recuperables a partir de una fecha determinada, de yacimientos establecidos y en circunstancias económicas específicas.

Reservas probables: poseen una certeza de recuperación menor del 50% que las que han sido probadas.

Reservas posibles: poseen una certeza de recuperación con un 10% que las reservas probables.

2.2.3.2. Producción

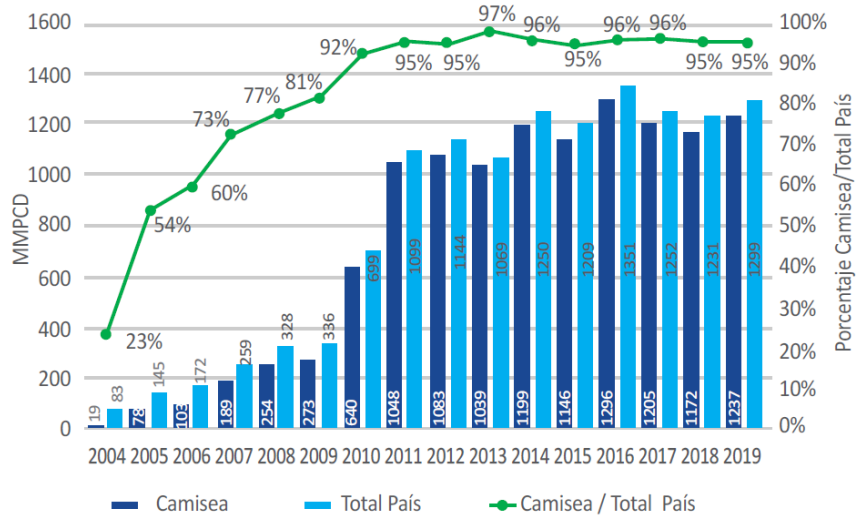
“El Proyecto Camisea, desde sus inicios, ha ejercido una gran influencia en el desarrollo de la industria del gas natural en el país, la misma que, por esos años, se encontraba en una situación incipiente” (OSINERGMIN, 2021, pág. 57).

De este impacto se tiene un creciente interés por analizar los niveles de producción de hidrocarburos gaseosos. La evolución de la producción total de gas natural se representa en la Figura 2, junto con la producción de Camisea y su participación en el total.

“Se observa que la producción de Camisea con respecto al total, muestra un incremento del 23% al 95% durante el periodo 2004-2011 y se mantiene, aproximadamente, constante hasta 2019” (OSINERGMIN, 2021, pág. 57).

Figura 2

Producción fiscalizada total de gas natural

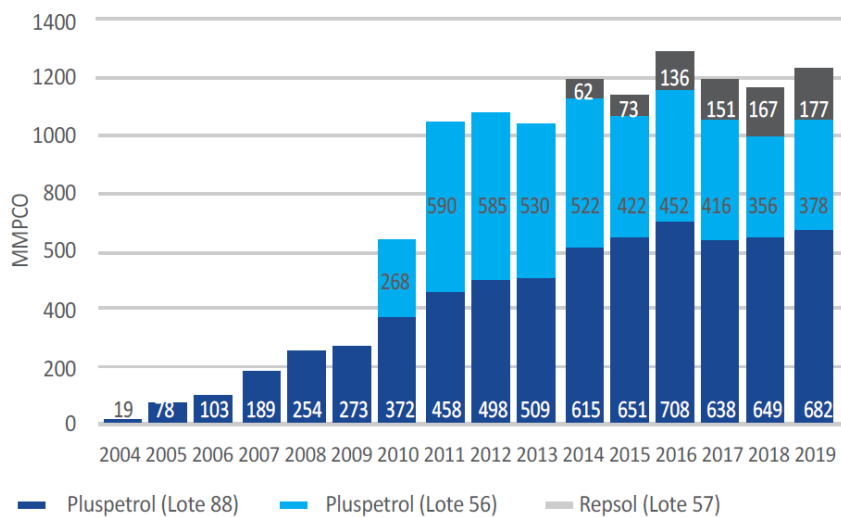


Nota: Reproducida de UPPGN-DSGN Osinergmin, 2021.

Por otra parte, la Figura 3, muestra la producción fiscalizada de gas natural de los lotes del proyecto Camisea.

Figura 3

Producción de gas natural de los lotes 56, 57 y 88



Nota: Reproducida de UPPGN-DSGN Osinergmin, 2021.

“Se ha observado que la producción del Lote 88 ha superado los 600 MMPCD. No obstante, la producción del Lote 56 ha disminuido. Esto se debe a que el Lote 57 comenzó a explotarse en 2014 y el volumen de los yacimientos ha ido disminuyendo gradualmente” (OSINERGMIN, 2021, pág. 57).

“Repsol Exploración Perú opera el Lote 57, mientras que Pluspetrol Perú Corporation opera los Lotes 56 y 88. Es importante recordar que la producción de los lotes 56 y 57 está destinada a la exportación vía Perú LNG” (OSINERGMIN, 2021, pág. 57).

2.2.3.3. Procesamiento

“En este punto, los hidrocarburos líquidos y el gas natural se separan de la mezcla de hidrocarburos extraída de los yacimientos. El gas natural puede acabar en instalaciones de licuefacción, hogares, automóviles y centrales termoeléctricas, entre otros lugares” (OSINERGMIN, 2021, pág. 58).

“En su mayoría, los hidrocarburos líquidos se transportan a plantas de fraccionamiento donde se convierten en gasóleo y gas licuado de petróleo (GLP)” (OSINERGMIN, 2021, pág. 58).

En la Tabla 3, se muestra las plantas de procesamiento de gas natural.

Tabla 3*Plantas de procesamiento de gas natural*

Empresa	Unidades operativas	Capacidad de procesamiento
Pluspetrol Perú Corporation S.A.	Planta de procesamiento de gas natural – Malvinas	1680 MMPCD
Perú LNG S.R.L.	Planta de fraccionamiento de líquidos de gas natural – Pisco	120000 bpd
Aguaytía Energy del Perú S.R.L.	Planta de licuefacción de gas natural – Pampa Melchorita	625 MMPCD
Procesadora de Gas Pariñas S.A.C.	Planta de procesamiento de gas – Curimaná	55 MMPCD
Graña y Montero Petrolera S.A.	Planta de fraccionamiento de líquidos de gas natural – Yarinacocha	4400 bpd
Praxair Perú S.R.L.	Planta criogénica de gas natural	40 MMPCD
	Planta de procesamiento – Pariñas	44 MMPCD
	Planta de hidrogeno y dióxido de carbono	4931 NCMH

Nota. NCMH: metros cúbicos normales por hora. Tomado de Registro de Hidrocarburos, Osinergmin.

“Los LGN se extraen del gas natural seco y de otros componentes no deseados en la planta de procesamiento Malvinas. Luego, son transportados por un poliducto de la Transportadora de Gas del Perú (TGP) hasta la planta de fraccionamiento Pisco” (OSINERGMIN, 2021, pág. 58).

“Allí, se utilizan métodos físicos para separar los hidrocarburos en productos con usos especializados, como butano y propano, que se utilizan para fabricar GLP, gasolina natural, nafta y destilado medio de mezcla (MDBS)” (OSINERGMIN, 2021, pág. 59).

2.2.3.4. Transporte

2.2.3.4.1. Transporte por Ductos de Gas Natural

“Transportar gas natural y sus derivados de un lugar a otro es el objetivo del transporte por gasoducto, una actividad que forma parte de la cadena de valor del gas natural” (OSINERGMIN, 2021, pág. 59).

“Los sistemas de captación e inyección, o líneas de flujo, se utilizan para trasladar el gas natural extraído desde los yacimientos hasta una instalación de separación, donde se separa en dos partes: gas natural seco y líquidos de gas natural” (OSINERGMIN, 2021, pág. 59).

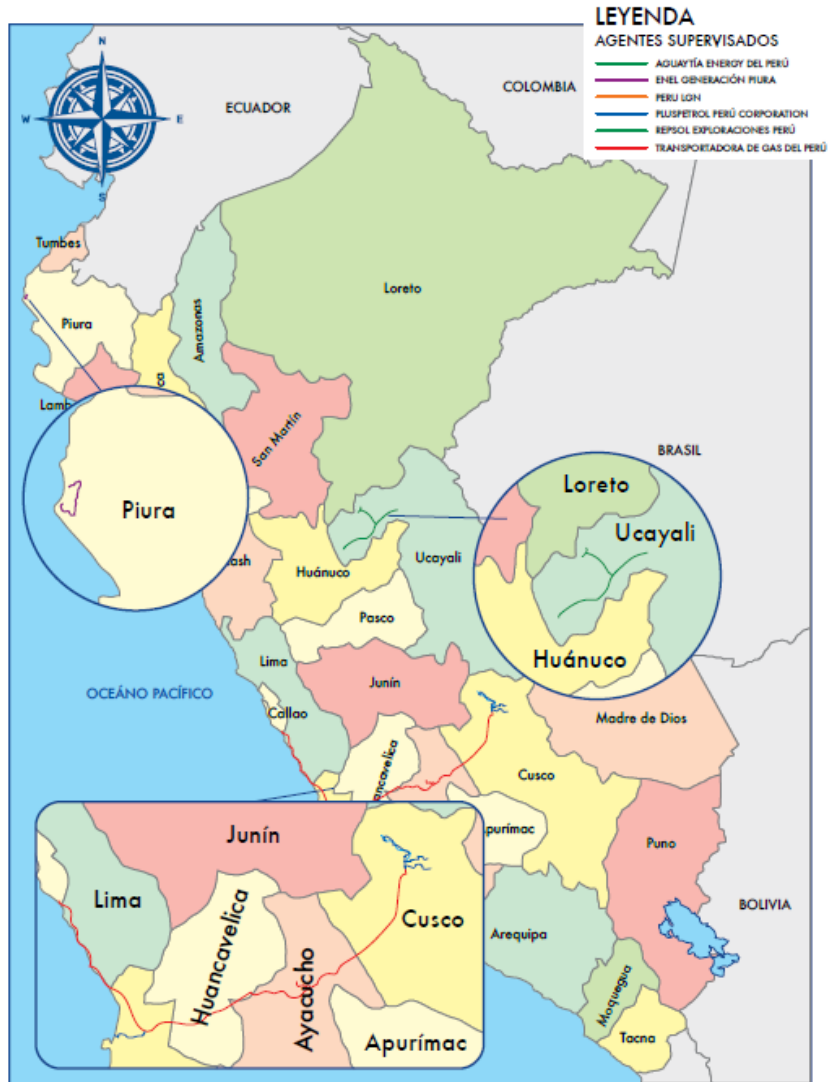
“Los líquidos de gas natural se transportan por ductos hasta una planta de fraccionamiento, mientras que el gas natural seco se traslada por ductos para su uso en aplicaciones residenciales, comerciales, industriales, automovilísticas y de generación de energía” (OSINERGMIN, 2021, pág. 59).

“Aguaytía Energy del Perú S.R.L., Enel Generación Piura S.A., Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú, Pluspetrol Perú Corporation S.A., Transportadora de Gas del Perú S.A., y Perú LNG S.R.L. son algunas de las agencias supervisadas” (OSINERGMIN, 2021, pág. 59).

En la Figura 4, se muestra el alcance geográfico de las instalaciones de los agentes supervisados.

Figura 4

Redes de transporte de gas natural supervisadas por Osinergmin



Nota: Reproducida de UTDGN Osinergmin, 2021.

Transportadora de Gas del Perú S.A

“Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP) desarrolló el Sistema de Transporte por Ductos, como parte de Camisea, el proyecto energético más grande del país que involucró la extracción, distribución y transporte de gas natural y líquidos de gas natural” (OSINERGMIN, 2021, pág. 60).

“El agua y los contaminantes se eliminan en la Planta de Separación de Malvinas, que procesa el gas natural extraído de los yacimientos de Camisea, en la selva de la región de Cusco” (OSINERGMIN, 2021, pág. 60).

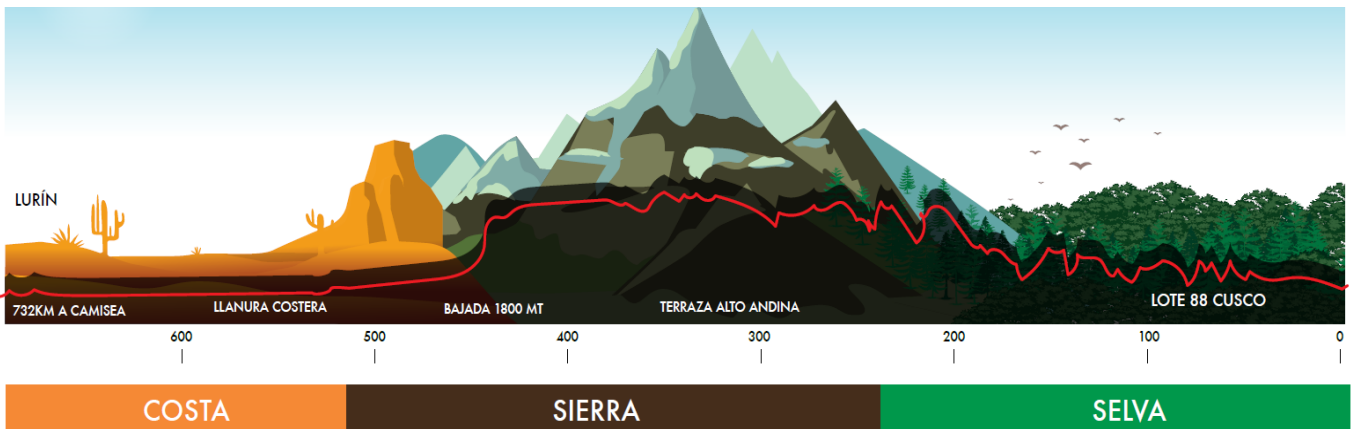
“Además, se separan los llamados líquidos de gas natural del gas natural seco, que incluye etano y metano. Los productos separados se envían a través del STD, que consta de dos gasoductos (gas natural seco y líquidos de gas natural)” (OSINERGMIN, 2021, pág. 60).

“Para generar energía y ser utilizado con fines residenciales, comerciales, industriales y vehiculares. La Planta de Fraccionamiento de Pisco recibe los líquidos y los utiliza para producir gasolina, GLP y nafta, entre otros productos” (OSINERGMIN, 2021, pág. 60).

En la Figura 5, se observa el recorrido del STD que cruza las tres regiones del Perú.

Figura 5

Recorrido del sistema de transporte por ductos de GN y LG



Nota: Reproducida de UTDGN Osinergmin, 2021.

Peru LNG S.R.L.

Perú LNG S.R.L. construyó un gasoducto como parte del proyecto de licuefacción de gas natural para trasladar el gas natural seco a la primera planta de licuefacción del país, donde se

convertiría en GNL y luego se exportaría. Las siguientes son las unidades supervisadas de Perú LNG (PLNG):

Ducto Principal de PLNG

Mide unos 408,1 km de longitud y 34 pulgadas de diámetro.

“Se inicia en el PK 208 del STD-GN de TGP en Ayacucho (Chiquintirca, distrito de Anco, provincia de La Mar) y finaliza en el PK 593+100 del STD-GN en la planta de licuefacción Pampa Melchorita (Cañete)” (OSINERGMIN, 2021, pág. 64).

“Tiene capacidad para transportar 1290 MMPCD, atraviesa los departamentos de Lima, Huancavelica, Ica y Ayacucho” (OSINERGMIN, 2021, pág. 64).

Ducto de Uso Propio de PLNG

“Ubicado en la provincia de Cañete, distrito San Vicente de Cañete. Su diámetro es de 10,75 pulgadas y su longitud de 1,153 km.” (OSINERGMIN, 2021, pág. 65).

“Fue empleado en el transporte del gas natural requerido para el desarrollo de la Planta de Licuefacción de Melchorita con el fin de generar energía. Actualmente no está en uso” (OSINERGMIN, 2021, pág. 65).

Pluspetrol Perú Corporation S.A.

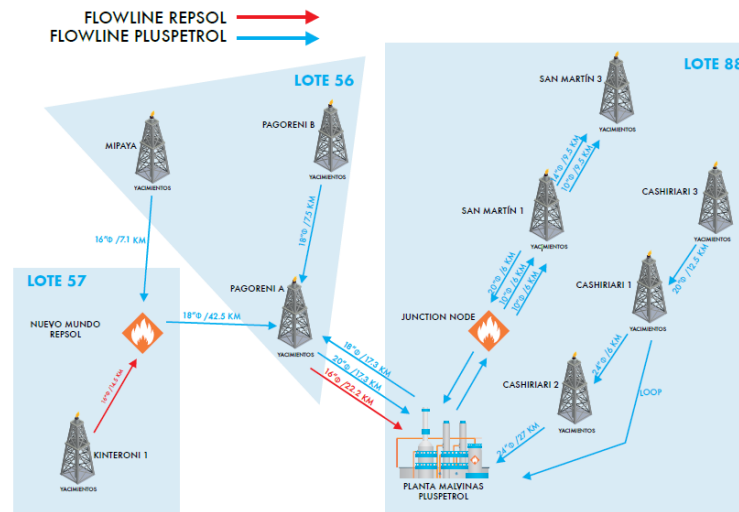
“A fin de cumplir con sus responsabilidades contractuales como titular del contrato de licencia de los lotes 88 y 56, Pluspetrol Perú Corporation S.A. (Pluspetrol) ha instalado sistemas de recolección e inyección (flowlines)” (OSINERGMIN, 2021, pág. 65).

“Las líneas de flujo permiten el adecuado flujo de inyección de gas a los pozos de producción, así como el adecuado flujo de transporte entre los pozos y la Planta de Separación Malvinas” (OSINERGMIN, 2021, pág. 65).

Las unidades supervisadas de Pluspetrol son las siguientes; véase la Figura 6.

Figura 6

Sistema de recolección e inyección de Pluspetrol



Nota: Reproducida de UTDGN Osinergmin, 2021.

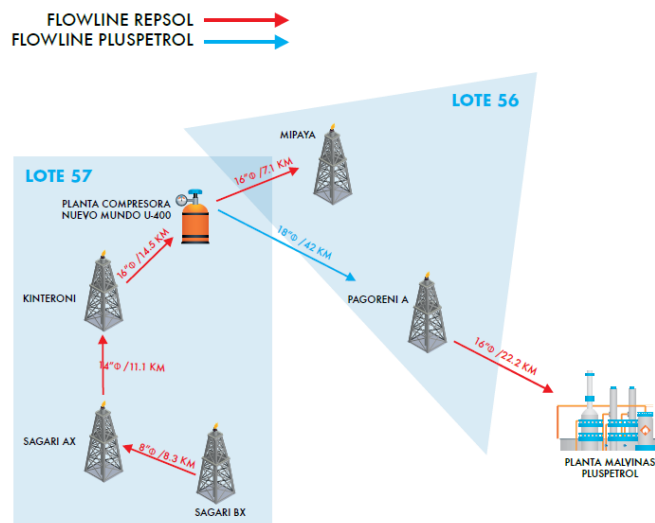
Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú

“La Planta de Separación Malvinas recibe el caudal de transporte adecuado desde los pozos de producción de los lotes 56 y 57 gracias a los sistemas colectores y de inyección, o flowlines, de Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú” (OSINERGMIN, 2021, pág. 66).

En la Figura 7, se observa que Repsol tiene dos unidades supervisadas.

Figura 7

Sistema de recolección de Repsol



Nota: Reproducida de UTDGN Osinergmin, 2021.

Aguaytía Energy del Perú S.R.L.

“El gas natural del Lote 31C puede ser transferido a la Planta de Separación de Gas de Curimaná a través del Sistema de Recolección e Inyección, que separa el gas natural seco de los líquidos de gas natural” (OSINERGMIN, 2021, pág. 67).

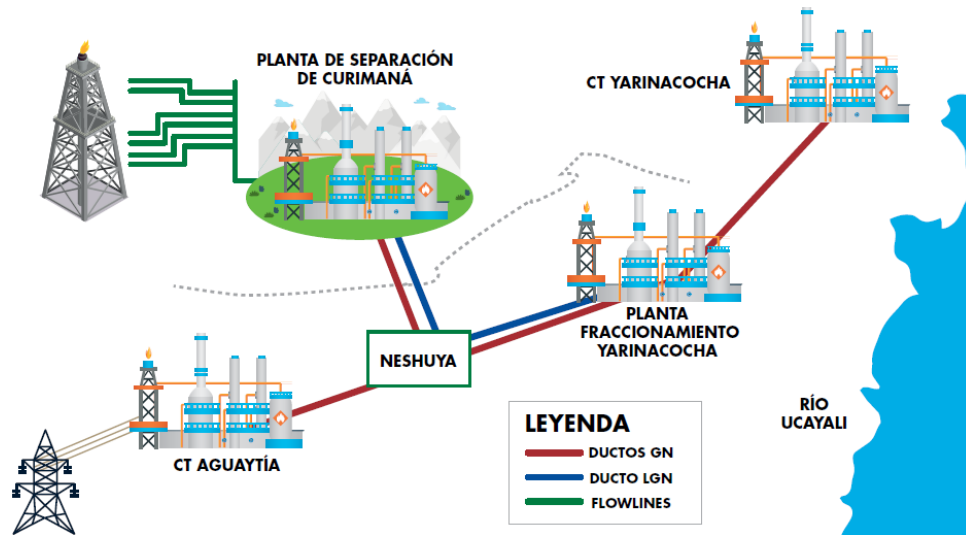
“Posteriormente, el gas natural seco se entrega a la Planta de Fraccionamiento Yarinacocha y a la Central Térmica Aguaytía del grupo Aguaytía para su uso como combustible” (OSINERGMIN, 2021, pág. 67).

“A la inversa, los LGN se envían a la Planta de Fraccionamiento de Yarinacocha, donde se procesan en productos que pueden venderse (GLP y gasolina). En 1998 se inició la operación” (OSINERGMIN, 2021, pág. 67).

Las unidades monitoreadas de la ETS Aguaytía son las siguientes; ver Figura 8.

Figura 8

Flowlines y sistema de transporte por ductos de GN y LGN (Aguaytía)



Nota: Reproducida de UTDGN Osinergmin, 2021.

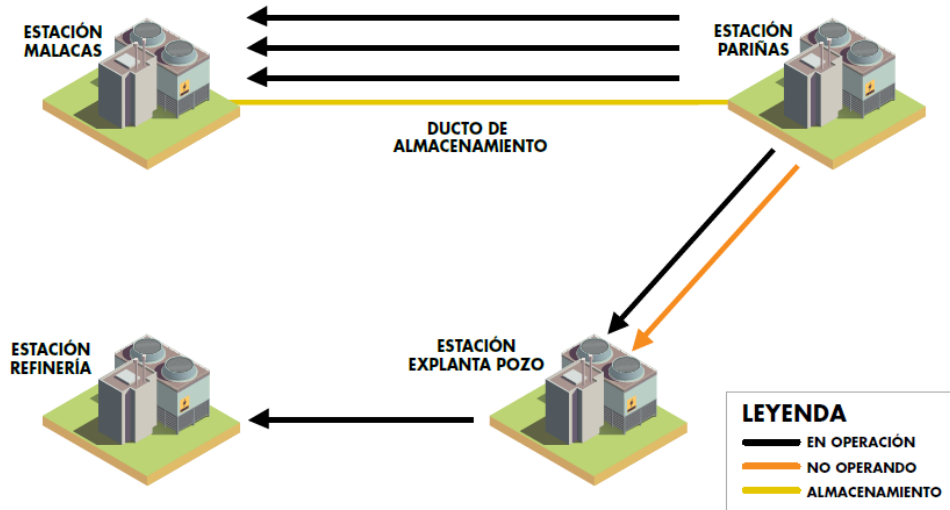
ENEL Generación Piura S.A.

“Los ductos de gas natural de los siguientes tramos están gestionados por ENEL Generación Piura S.A. (ENEL), cuya actividad principal es la producción y distribución de electricidad” (OSINERGMIN, 2021, pág. 68).

Véase la Figura 9.

Figura 9

Flowlines y sistema de transporte por ductos de GN y LGN



Nota: Reproducida de UTDGN Osinergmin, 2021.

“ENEL recibe el gas asociado en el punto de control de la Planta de Gas Pariñas, donde se separan el gas natural seco y los líquidos del gas natural” (OSINERGMIN, 2021, pág. 69).

“Una parte del gas natural seco se entrega mediante tres gasoductos paralelos de 8 pulgadas de diámetro y 5,5 km de longitud y otra parte se transporta mediante un gasoducto de 8 pulgadas de diámetro y 16 km de longitud” (OSINERGMIN, 2021, pág. 69).

“Los gasoductos propiedad de ENEL están ubicados en el departamento de Piura, provincia de Talara, distrito de Pariñas” (OSINERGMIN, 2021, pág. 69).

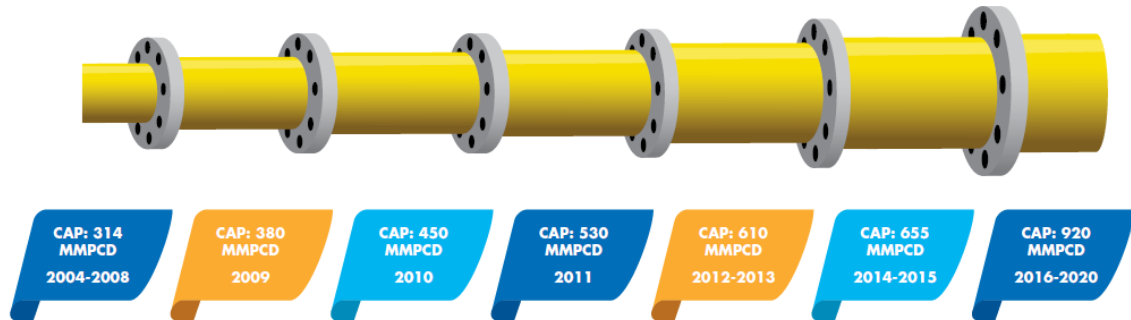
2.2.3.4.2. Evolución de la Capacidad de Transporte del Gas Natural

“El STD se ha ido ampliando constantemente desde Camisea hasta la costa para satisfacer la necesidad de gas natural del mercado nacional. La evolución de la capacidad de transporte de TGP entre el inicio de las operaciones en 2004 y 2021” (OSINERGMIN, 2021, pág. 70).

Véase en la Figura 10.

Figura 10

Capacidad de transporte de gas natural



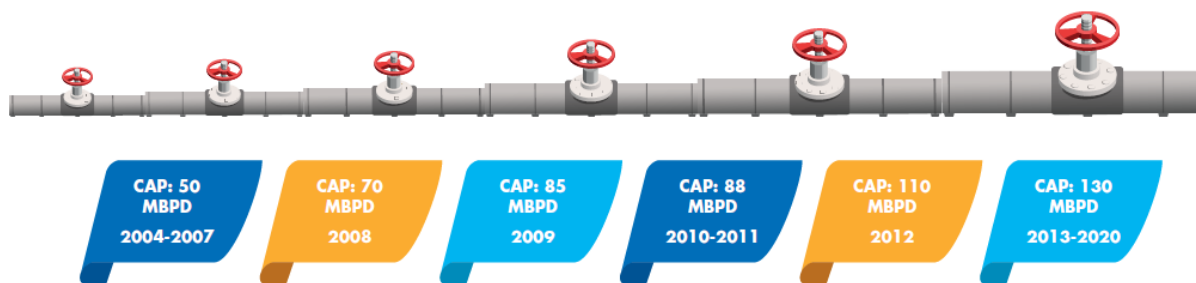
Nota: Reproducida de UTDGN Osinergmin, 2021.

“Desde 2016, cuando entraron en operación la planta compresora Kámani (KP-127), el Loop Costa II y la derivación principal a Ayacucho, la infraestructura de transporte de gas natural de TGP se ha mantenido inalterada” (OSINERGMIN, 2021, pág. 70).

En la Figura 11, se muestra cómo ha evolucionado la capacidad del sistema de transporte de líquidos de gas natural de TGP.

Figura 11

Capacidad de transporte de LGN



Nota: Reproducida de DSGN Osinergmin, 2021.

2.2.3.4.3. Transporte del GNC y GNL

“Cuando no se pueden instalar ductos entre el lugar de origen y el de destino, existe esta modalidad alternativa. Tanto el transporte terrestre como el marítimo son posibles para el GNC y el GNL, pero ambos necesitan infraestructuras específicas” (OSINERGMIN, 2021, pág. 73).

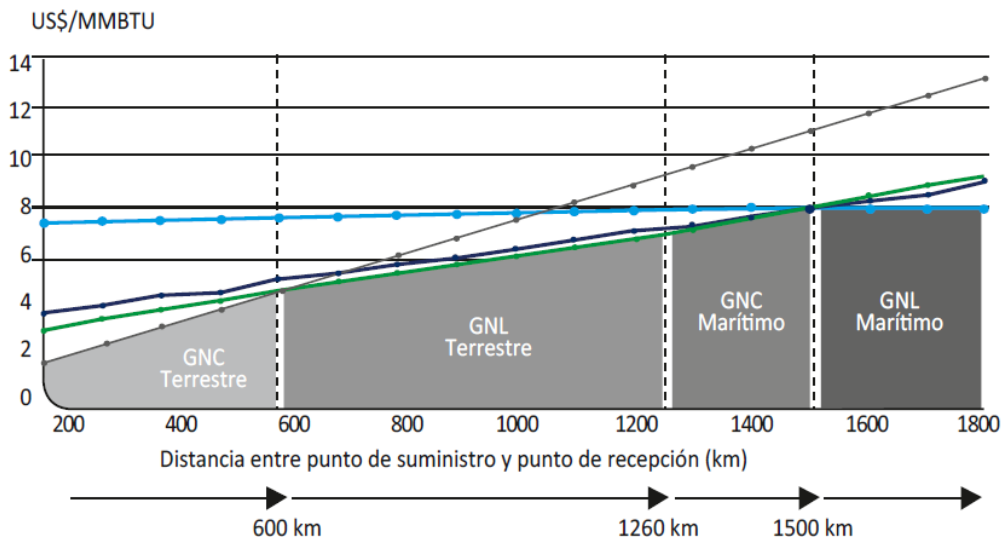
“A la hora de elegir un modo de transporte, hay que tener en cuenta varias consideraciones debido a la variedad de tecnologías disponibles. Éstas consisten en el volumen y el tiempo de transporte entre los puntos de partida y llegada” (OSINERGMIN, 2021, pág. 74).

Ramírez (2012) proporciona un ejercicio para examinar la mejor combinación de modo y transporte, afirma “para una demanda hipotética de 9 MMPCD, el transporte terrestre de GNC es la opción más rentable si la distancia es inferior a 600 km, mientras que el transporte marítimo de GNL se aconseja si la distancia es superior a 1.500 km” (pág. 34).

Véase la Figura 12

Figura 12

Costo medio de tecnologías utilizadas



Nota. Reproducida de Ramírez E. (2012).

“Las empresas o consumidores cercanos a sus redes pueden utilizar el sistema de distribución por gasoducto para acceder al gas natural y obtener los beneficios de su utilización” (OSINERGMIN, 2021, pág. 73).

“Sin embargo, como resulta caro ampliar las redes de gas natural, éstas no llegan a las personas que viven en lugares remotos o en zonas con poca demanda. En estas situaciones, se fomenta el uso del gas natural mediante otras formas de transporte” (OSINERGMIN, 2021, pág. 73).

“Los medios de transporte son un sistema que permite el transporte terrestre, marítimo y fluvial de gas natural comprimido (GNC) y/o GNL a lugares donde no existen redes de ductos convencionales” (OSINERGMIN, 2021, pág. 73).

Gas Natural Comprimido (GNC)

“Es almacenado a altas presiones, generalmente entre 200 y 250 bar. El proceso inicia con la compresión para almacenarlo en recipientes especiales montados encima de una unidad vehicular. Luego, se realiza el transporte vial hasta llegar al punto de destino” (OSINERGMIN, 2021, pág. 74).

“Los “gasoductos virtuales” son desarrollados por la compañía Galileo de Argentina, se almacenan el gas natural a 250 bares, en módulos (Módulo de Almacenamiento y Transporte). Se montan sobre plataformas, se descomprimen y se conectan a una red de abastecimiento doméstico o industrial” (OSINERGMIN, 2021, pág. 74).

Véase la Figura 13.

Figura 13

Esquema de un gasoducto virtual de GNC



Nota. Reproducida de Osinergmin, 2018.

A continuación, se describen los procesos básicos de un sistema de transporte y distribución de gas natural comprimido (GNC) que trasladan el combustible desde la estación de compresión hasta los consumidores finales (comerciales, industriales, residenciales y vehiculares).

- Compresión del gas natural en los módulos de transporte.
- Carga y descarga de módulos de transporte.
- Transporte del gas hacia el centro de consumo.
- Entrega del GNC a los usuarios finales.
- Retorno de la unidad de transporte a su base de operaciones.

Gas Natural Licuefactado (GNL)

“Consiste en el enfriamiento mediante un proceso criogénico a temperaturas cercanas a menos 161°C, hasta el punto en que se condensa en líquido. El volumen obtenido es aproximadamente 600 veces menor que en su forma gaseosa” (OSINERGMIN, 2014, pág. 35).

“Una vez licuado, el gas se somete a un proceso de extracción para almacenarlo a presión atmosférica. El GNL fabricado se transporta en vehículos especialmente diseñados tras almacenarse en tanques especiales.” (Talavera, 2011).

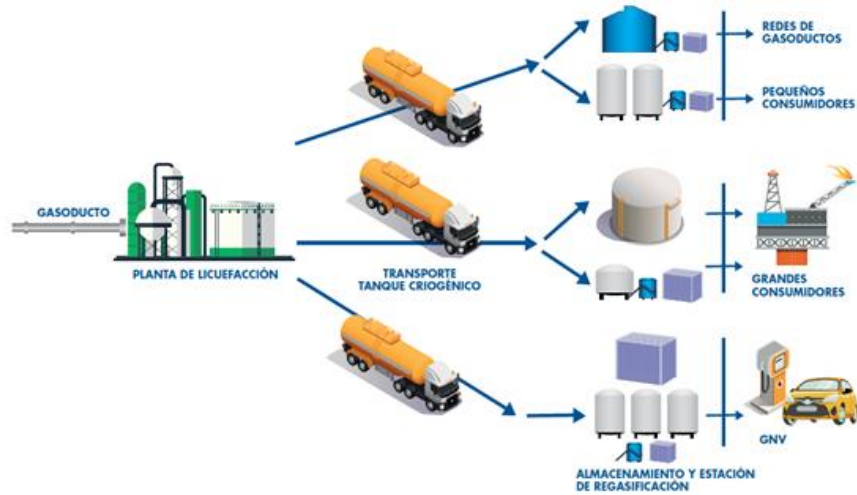
Para realizar el abastecimiento de GNL por transporte marítimo intervienen las siguientes infraestructuras:

- Plantas de criogenización, que transforman el GN en líquido enfriándolo a $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ bajo cero, 600 veces su volumen.
- El servicio de buques metaneros, que disponen de tanques acondicionados para transportar GNL de forma segura y a la temperatura adecuada. Uno de estos metaneros puede transportar hasta 170.000 metros cúbicos de GNL.
- Plantas regasificadoras en los puertos de destino.
- Muelles de embarque adecuados al calado de los buques y con los sistemas de abastecimiento, entre otros.

El GNL se transforma en gas natural mediante el proceso de almacenamiento y regasificación (GNL regasificado 600 veces su volumen en condiciones típicas). Véase la Figura 14.

Figura 14

Esquema de comercialización de GNL



Nota. Reproducida de Osinermin, 2018.

“La infraestructura necesaria distingue los dos tipos de transporte. Las estaciones de compresión y descompresión son necesarias para el GNC, mientras que las de licuefacción y regasificación lo son para el GNL” (OSINERGMIN, 2021, pág. 75).

“De forma similar, existen estaciones de servicio de GNC y empresas que venden GNC, aunque operan desde ubicaciones cercanas a las estaciones de venta al por menor de GNV” (OSINERGMIN, 2021, pág. 76).

“En cuanto al GNL, los proyectos de distribución comercial de gas natural de las concesiones norte (Quavii) y suroeste (Naturgy), que se alimentan de gasoductos virtuales de GNL, comenzaron a funcionar en 2017” (OSINERGMIN, 2021, pág. 76).

Ambos proyectos tienen la siguiente infraestructura:

El GNL se transporta en camiones cisterna a las estaciones del distrito por tierra desde el punto de suministro, una estación de carga de GNL de Perú.

Una ciudad que se abastece de gas natural requiere estaciones de distrito, conformada por estaciones de control, medición, odorización, sistema de recepción, almacenamiento y sistema de regasificación de GNL.

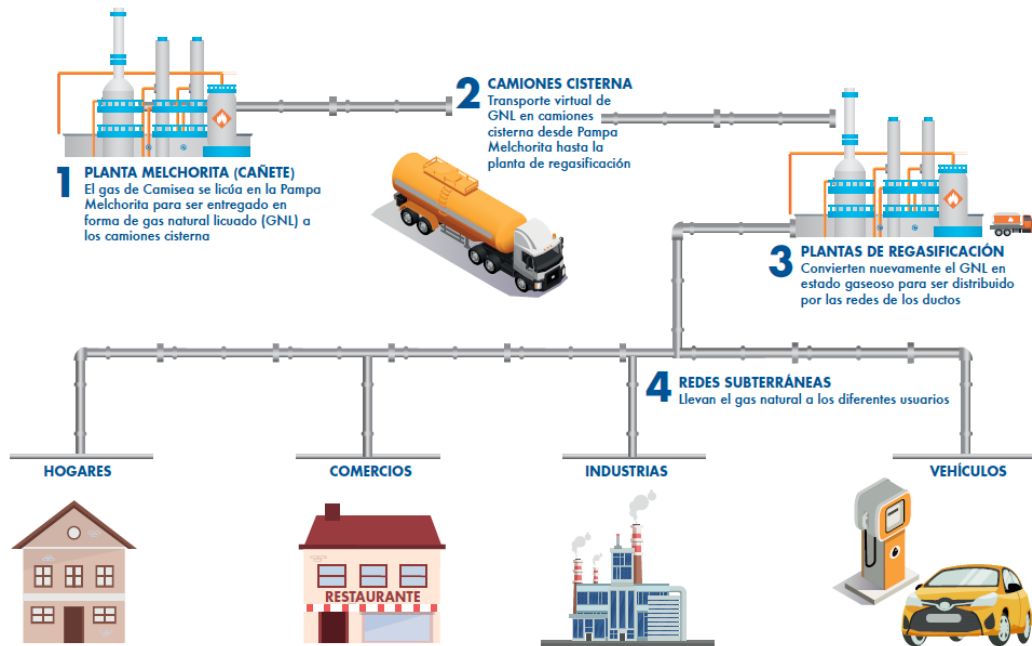
Los usuarios finales se abastecen mediante un sistema de distribución por red de gasoductos para el gas natural.

El esquema de distribución para las concesiones de Naturgy y Quavii se representa en la Figura 15.

“En Perú hay cinco unidades móviles de GNL y 45 medios de transporte de GNL. Las unidades móviles de GNL tienen capacidad para comprar productos y venderlos directamente a los agentes autorizados” (OSINERGMIN, 2021, págs. 59 - 70).

Figura 15

Sistema de distribución de gas natural para las concesiones de Quavii y Naturgy



Nota. Reproducida de Osinergmin, 2018.

2.2.3.5. Distribución

Conjunto de operaciones que permiten conectar el punto de recepción del sistema de transporte con las redes de distribución domésticas e industriales con el fin de transportar, distribuir y comercializar gas.

2.2.3.5.1. Gasoductos de Mediana y Baja Presión

Además de recibir y acondicionar el gas natural que posteriormente se suministrará a través de las redes de gasoductos subterráneos, el City Gate cumple las siguientes funciones:

- Filtrar para retirar los restos de humedad y eliminar los contaminantes. Asegurar de que el gas entre seco en la tubería para evitar la corrosión interna.
- Calentar el gas para mantenerlo dentro de los márgenes de temperatura de trabajo para evitar la condensación y la congelación de las tuberías.
- Para agregar al gas su olor característico, inyecta odorante (mercaptano) en una proporción de 9 mg/m³.

“Las redes de distribución se diseñan en forma de ramal (cada usuario tiene una única línea de suministro) o de forma mallada (la red está interconectada en varios puntos). El diseño mallado es más costoso, ofrece mayor fiabilidad y garantía” (Energía y Sociedad, 2024).

2.2.4. Ventajas del Gas Natural Vehicular

2.2.4.1. Ventajas Ambientales

“El gas natural vehicular genera muy pocas partículas contaminantes y aproximadamente un 30% menos de dióxido de carbono que los combustibles derivados del petróleo, así como de otros gases como monóxido de carbono y dióxido de azufre” (Gerencia de Estudios Económicos y Estadísticas de la AAP, 2023, pág. 13).

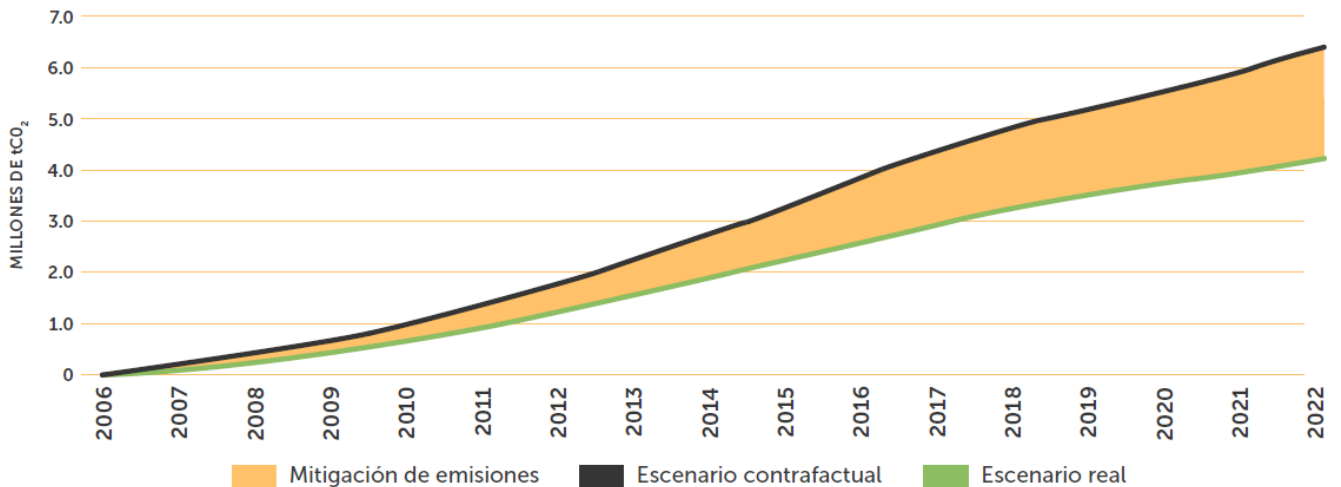
“Otra ventaja es la reducción del ruido, los motores diésel producen niveles de ruido más elevados, mientras que los vehículos a GNV pueden producir niveles de ruido hasta 10,00 dB más bajos que los coches de gasolina” (Li, 2014).

La Figura 16 ilustra cómo, entre 2006 y 2019, el uso del GNV redujo las emisiones totales de CO₂.

“Las emisiones de CO₂ de la situación real ascienden a 26,50 millones de toneladas, lo que supone una reducción de 13,50 millones de toneladas. En el escenario hipotético, las emisiones de CO₂ habrían alcanzado 40,00 millones de toneladas de CO₂” (Gerencia de Estudios Económicos y Estadísticas de la AAP, 2023, pág. 14).

Figura 16

Emisiones mitigadas de CO₂ en el sector vehicular, 2006 - 2019



Nota. Reproducida de GPAE - Osinergmin, 2023.

2.2.4.2. Ventajas en la Seguridad

“El gas natural es más seguro, ya que al ser más ligero que el aire no se acumula y se dispersa fácilmente. Además, se evita el almacenamiento de combustible en tanques” (Petroperú, 2023).

“Se utiliza en varias ciudades del mundo debido a que sus instalaciones cumplen con los más rigurosos estándares de calidad y están fabricadas con materiales de alta resistencia y durabilidad, a prueba de sismos y hundimientos” (Petroperú, 2023).

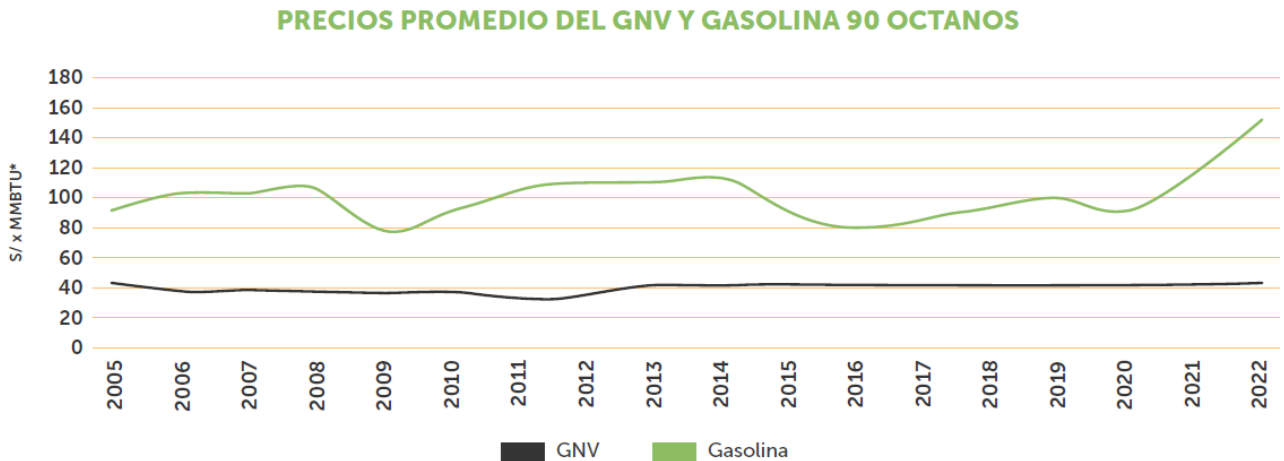
2.2.4.3. Ventajas en la Economía

“Con el menor costo frente a otros combustibles, en este caso comparado con gasolina 90 octanos, los usuarios de GNV pueden ahorrar hasta S/ 3,182 millones durante el 2022” (Gerencia de Estudios Económicos y Estadísticas de la AAP, 2023, pág. 15).

En la Figura 17, se muestra la evolución del precio medio de dos combustibles.

Figura 17

Precios promedio del GNV y gasolina 90 octanos



Nota. *MMBTU: Millón de unidades térmicas británicas Reproducida de GPAE – Osinergmin.

2.2.5. Teoría de Diseño de Establecimiento de Venta al Público de Gas Natural

2.2.5.1. Establecimiento de Venta de al Público de GNV

Se define como “Inmueble donde se expenda Gas Natural Vehicular al público en general, adicionalmente, se podrán prestar otros bienes y servicios en lugares adecuados que hayan sido autorizados por OSINERGMIN, tales como la venta de lubricantes, filtros, baterías, neumáticos y otros accesorios” (Instituto de Investigación y Capacitación en Petróleo y Gas Natural, 2024).

“La acometida, instalación que permite el suministro de gas natural desde las redes de distribución hasta las instalaciones interiores, es donde se inicia el procedimiento de suministro de gas natural a través de un sistema de gasoductos” (Instituto de Investigación y Capacitación en Petróleo y Gas Natural, 2024).

El concesionario gestiona la conexión de servicio, mientras que el cliente es su propietario.

En función de su ubicación, los establecimientos que se abastecen de gas natural a través de la red de distribución dispondrán de los siguientes suministros:

De 1 a 5 bar. La tubería de llegada o acometida será de polietileno.

De 5 a 19 bar. La tubería será de acero.

De 10 a 42 bar. La tubería será de acero.

La dimensión de las tuberías y accesorios de entrada antes del compresor dependerá de la presión de suministro.

2.2.5.2. Análisis de Viabilidad del Proyecto

Se evalúa los siguientes ítems:

Interferencias Tipificadas

Líneas eléctricas aéreas

Transformadores y sub estaciones eléctricas

Centros de afluencia masiva de público

Edificios con concentración de más de 150 personas o más de 4 pisos

Factibilidad de Suministros

Suministro de gas natural

Suministro eléctrico

Perfil Técnico Económico

Trabajos de ingeniería básica

Costo de la acometida

Suministro eléctrico

Costo del proyecto (equipos, construcción e instalación)

Desarrollo del Proyecto

Selección de equipos y tiempo de entrega

Selección de la empresa para preparación de expediente

Selección de empresa que ejecutará la construcción

2.2.5.3. Gestión Documentaria ante Organismos Públicos

Para la presente investigación se abordará los procedimientos a seguir para la gestión documentaria, principalmente ante OSINERGMIN y Dirección Regional de Energía y Minas de Tacna.

2.2.5.3.1. Gestión Documentaria ante Osinergmin

En la etapa pre operativa se gestiona la aprobación de los siguientes documentos para continuar con el proceso de diseño y construcción.

Informe Técnico Favorable

Según el D.S. 032-2002-EM, se define como: “Aquel emitido por OSINERGMIN para indicar que la instalación o Medio de Transporte cumple con los requisitos indicados en las normas respectivas” (pág. 33).

El administrado acredita el cumplimiento de las normas técnicas, de seguridad y medio ambiente, con la presentación y aprobación del ITF para instalar, modificar u operar instalaciones destinadas a la comercialización de gas natural.

La documentación se presenta según lo requerido en el D. S. 23-2009-PCM.

Certificado de Supervisión de Diseño

“Documento generado y emitido por una empresa supervisora de instalaciones de GNV, en el cual se hace constar que las etapas de diseño y/o construcción, se realizaron conforme a la normativa técnica y de seguridad vigente en el subsector hidrocarburos” (OSINERGMIN, 2012).

“El certificado de supervisión del diseño y del fin de construcción, así como el certificado de funcionamiento, constituyen requisitos para la inscripción en el registro de hidrocarburos de OSINERGMIN” (OSINERGMIN, 2012).

Actas de Verificación de Pruebas y de Conformidad

Este procedimiento se lleva a cabo al culminar la ejecución de las instalaciones de gas natural, se recopila la documentación para realizar la verificación (informes técnicos, planos, registros de mantenimiento, certificados).

Posteriormente, se verifica los equipos, sistemas o instalaciones que deben ser evaluados para cumplir los estándares y normativas de OSINERGMIN.

Con la revisión y aprobación de OSINERGMIN se obtiene las actas de verificación y pruebas de conformidad y se continua con los siguientes trámites.

Registro de Hidrocarburos

Según el D.S. 032-2002-EM, se define como: “registro constitutivo unificado donde se inscriben las personas que desarrollan actividades de transporte de petróleo crudo, procesamiento, refinación, petroquímica básica y las actividades de comercialización de hidrocarburos” (pág. 48).

Es un requisito indispensable, estar inscrito en el Registro de Hidrocarburos de OSINERGMIN para iniciar y desarrollar actividades de comercialización en el sub sector hidrocarburos.

Para el caso de los establecimientos de venta al público de GNV, según el Art.6 D.S.N°006-2005-EM: “sólo podrán vender y ser abastecidos de gas natural si se encuentran inscritos en el registro de hidrocarburos e incorporados al sistema de control de carga de GNV” (pág. 16).

Plan de Contingencias

“Instrumento de gestión elaborado para actuar en caso de derrames de hidrocarburos, sus derivados o material peligroso y otras emergencias tales como incendios, accidentes, explosiones y desastres naturales” (D. S. 043-2007-EM, 2007, pág. 05).

Es elaborada teniendo como marco legal el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos del D.S. N° 039-2014-EM.

Se tiene las acciones de respuesta en caso de emergencia comunes que podría ocurrir en una estación de servicio, estas acciones deberán estar citadas en el Plan de Contingencias.

Plan de acción ante incendio y explosión de gas

En la Tabla 4, se menciona las actividades a realizar antes, durante y después ante incendios o explosiones de gas.

Tabla 4*Plan de acción ante incendio y explosión de gas*

Acciones antes	Acciones durante	Acciones después
Respetar las reglas básicas de seguridad.	Suspender todos los trabajos que se estén realizando en la instalación.	Realizar la inspección a todas las áreas de Estación.
Asistir a la Charla de Inducción.	Activar la parada de emergencia más cercana.	Analizar las causas y recomendar acciones correctivas para evitar su repetición.
Cumplir con el Programa Anual de Actividades de Seguridad.	Activar la alarma de emergencia.	Elaborar el informe preliminar de Incidentes y Accidentes.
Usar Equipo de Protección Personal – EPP.	Proceder con el cierre de válvulas manuales de la instalación para bloquear la fuente.	Verificar que se haya sofocado todo tipo de llamas, y que no existan focos de reinicio de fuego.
Respetar las señales de Seguridad.	Proceder con el uso de los sistemas manuales de extinción de fuego verificando la dirección predominante del viento.	
Evitar y corregir los actos y condiciones inseguras.		
Revisar y cumplir los procedimientos de trabajo y estándares establecidos.	Facilitar las labores del apoyo externo.	

Plan de acción ante fugas de gas

En la Tabla 5, se menciona las actividades a realizar antes, durante y después ante fugas de gas.

Tabla 5

Plan de acción ante fugas de gas

Acciones antes	Acciones durante	Acciones después
Respetar las reglas básicas de seguridad.	Suspender todos los trabajos que se estén realizando en la instalación.	Cerciorarse que se haya puntos de fuga en la instalación, mediante el uso de detectores de fuga, o prueba con agua jabonosa.
Usar Equipo de Protección Personal – EPP.	Activar la parada de emergencia más cercana.	Realizar la investigación para determinar las causas de la fuga.
Evitar y corregir los actos y condiciones inseguras.	Proceder con el cierre de válvulas manuales de la instalación para bloquear la fuente.	Realizar la inspección a todas las áreas de Estación.
Realizar inspección periódica de fugas.	Si es posible controlar la fuga, proceder a su control sin exponer su integridad.	Analizar las causas y recomendar acciones correctivas para evitar su repetición.

Plan de acción ante sismo

En la Tabla 6, se menciona las actividades a realizar antes, durante y después ante sismos.

Tabla 6

Plan de acción ante sismo

Acciones antes	Acciones durante	Acciones después
El diseño de los equipos e instalaciones del establecimiento considera la clasificación apropiada de la norma peruana para diseño de estructuras y cimentaciones, siendo estas sismo resistentes.	Suspender todos los trabajos que se estén realizando en la instalación. Activar la parada de emergencia más cercana. Desplazarse hacia las zonas seguras en caso de sismo.	Realizar la inspección a todas las áreas de estación. Evaluar los daños ocasionados. En caso de encontrarse instalaciones o equipos dañados por el sismo, proceder con las acciones correctivas para restablecer la operación.
Asistir a la charla de inducción.		
Garantizar el cumplimiento del Programa de Mantenimiento de Equipos y Sistemas de Seguridad.		
Participar en los simulacros de sismos programados.		

Plan de acción ante derrame de hidrocarburos

En la Tabla 7, se menciona las actividades a realizar antes, durante y después ante derrames de hidrocarburos.

Tabla 7

Plan de acción ante derrame de hidrocarburos

Acciones antes	Acciones durante	Acciones después
Respetar las reglas básicas de seguridad.	Suspender todos los trabajos que se estén realizando en el área de trabajo.	Cerciorarse que se haya limpiado adecuadamente la zona donde se produjo el derrame.
Asistir a la charla de inducción.	Absorber el derrame con arena.	Elaborar el informe preliminar de Incidentes y Accidentes.
Cumplir con el Programa Anual de Actividades de Seguridad.	Retirar la arena y colocarlo en el depósito de arena inflamable.	Analizar las causas y recomendar acciones correctivas para evitar su repetición.
Usar equipo de protección personal – EPP.	Retirar al personal que se encuentre próximo a la zona de derrame.	
	Preparar equipos y materiales (trajes, botas, gafas).	
	Limpiar el derrame.	

Plan de acción ante una emergencia con materiales peligrosos

Los materiales peligrosos a utilizar en el establecimiento, son básicamente solventes, hidrocarburos utilizados en las actividades de mantenimiento y despacho de combustible. En el establecimiento se implementarán capacitaciones periódicas en temas de reconocimiento y disposición final de materiales peligrosos.

Básicamente, los materiales peligrosos de la instalación son hidrocarburos y solventes utilizados para el despacho de combustible y el mantenimiento. El establecimiento impartirá formación periódica sobre la identificación y la correcta eliminación de los materiales peligrosos.

Por otra parte, para la operación de equipos como dispensadores, compresor de GNV, entre otros, requieren de personal idóneo y capacitado para la operación de dichos equipos y máquinas, por lo que se realizará una selección de personal para el establecimiento.

Se seleccionará personal para la operación, con el fin de manejar máquinas y equipos como dispensadores y equipo paquetizado de compresión y almacenamiento de GNV, entre otros, que requieren operarios cualificados y formados.

En la Tabla 8, se menciona las actividades a realizar antes, durante y después ante emergencias con materiales peligrosos.

Tabla 8*Plan de acción ante una emergencia con materiales peligrosos*

Acciones antes	Acciones durante	Acciones después
Respetar las reglas básicas de seguridad.	Delimitar el área de trabajo para realizar el mantenimiento de máquinas.	Cerciorarse que se haya limpiado adecuadamente la zona en la cual se hizo el mantenimiento.
Asistir a la charla de inducción.	Los materiales usados en el mantenimiento deben ser retirados y puestos en el acopio de materiales inflamables.	Analizar las causas y recomendar acciones correctivas para evitar su repetición.
Garantizar el cumplimiento del Programa de Mantenimiento de equipos y sistemas de seguridad.		
Realizar capacitaciones periódicas.	Ante el derrame de hidrocarburo se procederá a echar arena para la absorción del mismo, luego se retirará la arena y se colocará en un acopio de arena inflamable.	

2.2.5.3.2. Gestión Documentaria ante Dirección de Energía y Minas de Tacna**Informe Técnico Sustentatorio (ITS)**

Según el art. 5 del D. S. 039-2014-EM, señala “Toda persona natural o jurídica, de derecho público o privado, nacional o extranjera, que pretenda desarrollar un proyecto relacionado con las Actividades de Hidrocarburos, deberá gestionar una Certificación Ambiental ante la Autoridad Ambiental Competente” (pág. 16).

Según el art. 40 del D.S. 039-2014-EM, modificado por el D.S. 005-2021-EM, señala “En caso de modificar componentes, hacer ampliaciones, mejoras tecnológicas o modificar los planes

y programas ambientales aprobados en el Estudio Ambiental y/o Instrumento de Gestión Ambiental Complementario vigente, el Titular del Proyecto debe presentar un Informe Técnico Sustentatorio” (pág. 25).

Un informe técnico Sustentatorio, se define como “Es el instrumento de gestión ambiental que sirve para realizar modificaciones menores que generen impactos no significativos al ambiente o que involucren mejoras tecnológicas en las operaciones” (SENACE, 2018).

Dicho informe, para el caso de proyectos en la región Tacna, tiene que ser revisado y aprobado por la Dirección Regional de Energía y Minas de Tacna (DREM).

2.2.5.3.3. Gestión Documentaria ante OEFA

OEFA es el ente encargado de la evaluación, supervisión y fiscalización en sentido estricto en los sectores bajo su competencia (energía, pesquería, industria manufacturera, entre otros).

El titular de la actividad está obligado a tomar medidas para prevenir, reducir, corregir, compensar y/o gestionar cualquier impacto ambiental negativo que la actividad pueda causar.

Los titulares de las actividades de hidrocarburos están obligados a presentar:

Informes de Monitoreo

Según el art. 58 del D.S. 039-2014-EM señala “los titulares están obligados a efectuar el monitoreo de los respectivos puntos de control de los efluentes y emisiones de sus operaciones, así como los análisis físicos y químicos correspondientes, mediante métodos acreditados por el INACAL” (pág. 09).

Monitoreo de Calidad Ambiental de Aire

“Tiene como finalidad determinar nuevos niveles de calidad de los parámetros de contaminación ambiental, se aplica el principio de gradualidad, permitiendo ajustes progresivos a dichos niveles para las actividades en curso” (Paz Laboratorios, 2024).

Monitoreo de Calidad Ambiental para Ruido

“Tiene como objetivo establecer los estándares nacionales de calidad ambiental para ruido y lineamientos para no excederlos, con el objetivo de proteger la salud, mejorar la calidad de vida de la población y promover el desarrollo sostenible” (Paz Laboratorios, 2024).

“Asimismo, establece los niveles máximos de ruido en el ambiente exterior, los cuales no deben ser excesivos a fin de proteger la salud humana. Dichos niveles corresponden a los valores de presión sonora continua equivalente con ponderación A” (Paz Laboratorios, 2024).

Informe Ambiental Anual

Según el art. 108 del D.S. 039-2014-EM señala lo siguiente “se presenta anualmente, un informe correspondiente al ejercicio anterior (Anexo N° 4) dando cuenta detallada y sustentada sobre el cumplimiento de las normas y disposiciones de este Reglamento, sus normas complementarias y las regulaciones ambientales que le son aplicables” (pág. 15).

Declaración Anual de Manejo de Residuos Sólidos (DAMRS)

Según el art. 13 de D. S. 014-2017-MINAM, señala lo siguiente “Las municipalidades, Empresas Operadoras de Residuos Sólidos (EO RS) y generadores del ámbito no municipal están obligados a registrar información en materia de residuos sólidos en el SIGERSOL” (pág. 04).

“El generador de residuos sólidos no municipales debe reportar la DAMRS No Municipales sobre el manejo de residuos sólidos correspondiente al año anterior, durante los

quince 15 primeros días hábiles del mes de abril de cada año” (D. S. 014-2017-MINAM, 2017, pág. 05).

Manifiesto de Manejo de Residuos Peligrosos (MMRP)

Según el art. 13 de D. S. 014-2017-MINAM, señala lo siguiente “Las municipalidades, Empresas Operadoras de Residuos Sólidos (EO RS) y generadores del ámbito no municipal están obligados a registrar información en materia de residuos sólidos en el SIGERSOL” (pág. 04).

“El generador de residuos sólidos no municipales debe reportar el Manifiesto de Residuos Sólidos Peligrosos durante los quince 15 primeros días hábiles de cada trimestre” (D. S. 014-2017-MINAM, 2017, pág. 05).

2.2.6. Normativa en el Sector de Gas Natural

Para el diseño e instalación de la Estación de Gas Natural Vehicular se realizará en base a la Norma Técnica Peruana 111.019:2007. La cual establece los requisitos mínimos a tener en cuenta en la etapa de construcción, instalación y seguridad que se exige a las estaciones de servicio para el expendio de gas natural vehicular (GNV).

Asimismo, en esta normativa se hace referencia a otras NPT y normas internacionales, se tiene la siguiente normativa nacional:

Norma Técnica Peruana 111.010:2003

Se aplica para el Gas Natural Seco y el diseño del sistema de tuberías para instalaciones internas industriales, fue publicada por INDECOPI con fecha 27 de noviembre del 2003.

Decreto Supremo N° 006-2005-EM

Decreto Supremo mediante el cual se aprueba el Reglamento para la instalación y operación de Establecimientos de Venta al Público de Gas Natural Vehicular (GNV), publicado por Ministerio de Energía y Minas con fecha de 02 de febrero del 2005.

Decreto Supremo N° 050-2007-EM

Decreto Supremo mediante el cual se modifica el reglamento para la instalación y operación de establecimientos de venta al público de Gas Natural Vehicular publicado por el MINEM con fecha 21 de setiembre del 2007.

2.2.7. Aspectos Técnicos para el Diseño del Patio de Maniobras o Distribución de Planta

2.2.7.1. Área del Terreno y Radio de Giro del Patio de Maniobras

“El área mínima del terreno estará en función del radio de giro por ambas caras de cada isla dentro de la estación de servicio” (NTP 111.019, 2007, pág. 13).

“El radio de giro mínimo será de seis metros con cincuenta (6,50) centímetros para vehículos menores a 3,5 toneladas de PBV, y de catorce (14) metros para vehículos mayores a 3,5 toneladas de PBV” (NTP 111.019, 2007, pág. 13).

“El eje de circulación deberá trazarse a 1,5 m paralelo a las islas cuando se trate de vehículos menores a 3,5 toneladas de PBV, y a 2,0 m cuando se trate de vehículos mayores a 3,5 toneladas de PBV” (NTP 111.019, 2007, pág. 13).

“El sentido del tránsito vehicular dentro del establecimiento no podrá ser contrario al sentido de la circulación principal del establecimiento” (NTP 111.019, 2007, pág. 18).

2.2.7.2. Distancias Mínimas de Seguridad

Se exige las siguientes distancias de seguridad:

“50 metros del límite de propiedad a centros de afluencia masiva de público y a Establecimientos de Venta de Combustibles, que cuenten con Licencia Municipal o proyecto aprobado por la Municipalidad” (D. S. N° 050-2007-EM, 2007, pág. 01).

“7.60 m de los linderos de las estaciones y subestaciones eléctricas y centros de transformación y transformadores eléctricos. Las medidas serán tomadas a los puntos de emanación de gases” (D. S. N° 050-2007-EM, 2007, pág. 01).

“Siete metros y sesenta centímetros (7.60 m) desde la proyección horizontal de las subestaciones eléctricas o transformadores eléctricos aéreos hacia donde se puedan producir emanación de gases” (D. S. N° 050-2007-EM, 2007, pág. 01).

“Dicha medición se hará en forma radial desde los puntos donde se pueden producir gases” (D. S. N° 050-2007-EM, 2007, pág. 01).

La Tabla 9, especifica la distancia mínima hasta los cables eléctricos aéreos.

Tabla 9

Distancias de los puntos de emanación de gases a las líneas eléctricas aéreas

Tipo de instalación eléctrica	Distancia
Línea aérea de baja tensión (Tensión menor o igual a 1000 V)	7.6 m
Línea aérea de media tensión (Tensión mayor a 1000 V hasta 3600 V)	7.6 m
Línea aérea de alta tensión (Tensión mayor a 3600 V hasta 145000V)	10 m
(Tensión mayor a 145000 V hasta 220000 V)	12 m

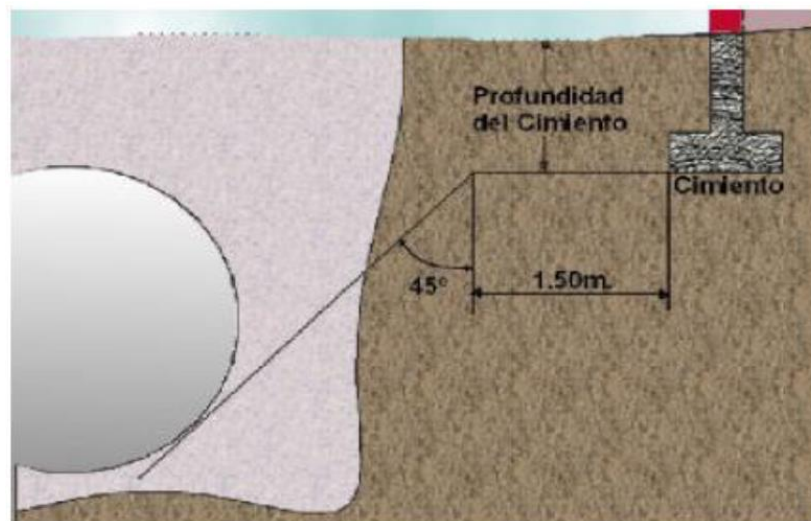
Nota. D.S. N° 050-2007-EM.

De acuerdo a la NTP 111.019 (2007) para la distancia entre el tanque de combustible líquido enterrado y el RCA/Isla de GNV, se debe tener en cuenta:

“Cuando el tanque de combustible líquido enterrado/soterrado esté instalado dentro de una cubeta de concreto, la distancia mínima debe ser de un metro medido desde el borde externo de la cubeta de concreto al borde externo del RCA/Isla” (NTP 111.019, 2007, pág. 14).

Figura 18

Distancia de tanque de combustible líquido enterrado



Nota. Reproducida de NTP 111.019, 2007.

“La distancia mínima medida entre el borde externo del tanque de GLP enterrado/soterrado y el borde externo del RCA/Isla GNV debe ser de tres metros (3 m). La distancia antes indicada es al borde del tanque enterrado de GLP” (NTP 111.019, 2007, pág. 14).

Ver Tabla 10 y Figura 19.

Tabla 10

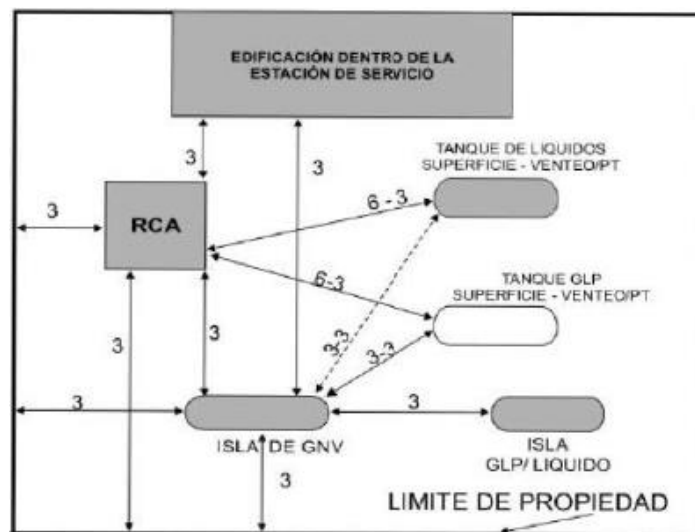
Distancias de seguridad

Desde	Hasta	Distancia
	Tanque en superficie liquido o GLP	6 m
Recinto de compresión y almacenamiento (RCA)	Venteo o transferencia liquido / GLP	3 m
	Isla GNV / Liquido / GLP	3 m
	A la edificación más cercana, al límite de propiedad	3 m
	Edificio cuya concentración sea más de 150 personas o 4 pisos o más	10 m
	Tanque en superficie liquido o GLP	3 m
	Venteo o transferencia liquido / GLP	3 m
Isla de GNV	Isla GNV / Liquido / GLP	3 m
	Límite de propiedad (vereda, calles o avenidas)	3 m
	Límite de propiedad	3 m

Nota. NTP 111.019:2007

Figura 19

Distancias de seguridad en metros dentro de la estación de servicio



Nota. Reproducida de NTP 111.019, 2007.

2.2.7.3. Accesos de Entrada y Salida del Establecimiento

“En los establecimientos de venta al público de GNV ubicados en áreas urbanas, el ancho de las entradas será de 6 m como mínimo y de 8 m como máximo y el de las salidas de 3.6 m como mínimo y de 6 m como máximo” (NTP 111.019, 2007, pág. 17).

“La medida del ángulo de entrada y salida como mínimo es de 30° y como máximo 45°. El ángulo se mide entre el borde de la calzada y el eje de la entrada/salida” (NTP 111.019, 2007, pág. 18).

“No está permitido la construcción de acceso en la esquina, por lo cual se construye “el martillo de seguridad peatonal “. Solo debe haber una entrada y una salida en la misma calle” (NTP 111.019, 2007, pág. 17).

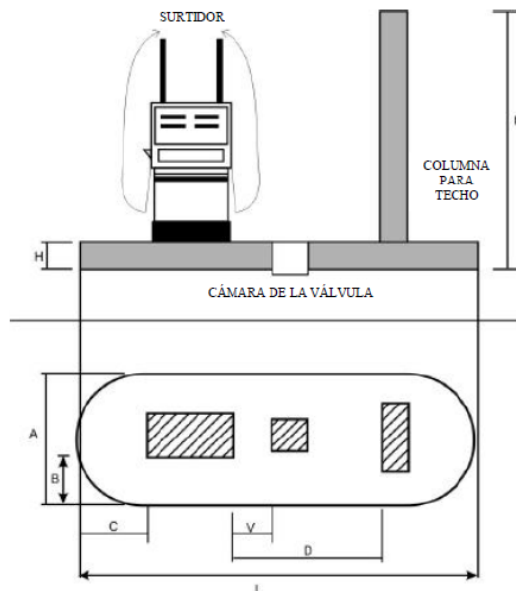
2.2.7.4. Islas de Dispensadores de GNV

“Para los vehículos de hasta 3,5 toneladas de peso bruto, el espacio horizontal entre dos islas paralelas debe ser de al menos 6 metros, y para los vehículos de más de 3,5 toneladas de peso bruto, debe ser de al menos 8 metros” (NTP 111.019, 2007, págs. 11-12).

En la Tabla 11 y Figura 20 se muestran las dimensiones que deben cumplir las islas de dispensadores.

Tabla 11*Dimensiones de la isla de dispensadores*

	Referencia	Mínimo	Máximo
A	Ancho de la isla	1.00 m	-
B	Distancia lateral de isla al dispensador	0.30 m	-
C	Distancia de la cabecera al dispensador	0.50 m	-
D	Distancia de la columna al dispensador	0.50 m	-
H	Altura de la isla respecto al carril de carga	0.15 m	-
L	Largo de la isla para 1 dispensador	1.80 m	-
	Distancia entre 2 dispensadores	1.00 m	-
	Columna para techo	4.90 m	-
	Distancia de la cámara de la válvula de corte manual al dispensador	-	0.50 m

*Nota. NTP 111.019.2007***Figura 20***Dimensiones de las islas de dispensadores**Nota. Reproducida de NTP 111.019, 2007.*

“El nivel de profundidad de las válvulas de corte en relación con el nivel de la isla no superará los 0,40 metros” (NTP 111.019, 2007, pág. 20).

“En los extremos de la isla se deberá construir defensas contra choques (acero, concreto), la altura mínima será de 1 metro. Se requiere un distancia de 50 centímetros entre el dispensador y la defensa contra choques” (NTP 111.019, 2007, pág. 20); (D.S. N° 006-2005-EM, 2005).

2.2.7.5. Recinto de Compresión y Almacenamiento (RCA)

“El recinto que encierra el compresor y/o zona de almacenamiento debe estar construida en hormigón armado con un espesor mínimo de 0,15 metros y suficiente resistencia al fuego y al calor (resistencia al fuego mínima de 3 horas)” (NTP 111.019, 2007, pág. 24).

“El muro perimetral que rodee los equipos de compresión y almacenamiento debe tener una altura mínima de 0,5 metros y no inferior a tres metros, extendiéndose por encima del extremo superior de las piezas sometidas a alta presión” (NTP 111.019, 2007, pág. 24).

“Debe haber dos puntos de acceso tipo laberinto diagonalmente opuestos dentro del recinto, con una anchura mínima de paso libre de 1,10 metros” (NTP 111.019, 2007, pág. 24).

“El pasillo de circulación entre los compresores (entre estos) y las paredes del recinto debe tener una anchura mínima de 0,90 metros” (NTP 111.019, 2007, pág. 25).

2.2.8. Aspectos Técnicos para el Diseño de Instalaciones Mecánicas

2.2.8.1. Compresor

Se proyecta el uso de un equipo paquetizado y encasetado para la etapa de compresión y almacenamiento. Dado que este compresor cumple las normas de seguridad descritas en la norma NTP.111.024, puede construirse sin muro perimetral ni recinto de compresión y almacenamiento (RCA). De hecho, el compresor puede considerarse un RCA en sí mismo.

“Para alcanzar la presión de descarga necesaria en una sola etapa, el elevado trabajo de compresión y las altas temperaturas de descarga provocarían el fallo de los materiales del compresor. Por este motivo, se lleva a cabo el proceso de compresión multietapa para comprimir el gas en diferentes etapas” (Cruz, 2017).

2.2.8.2. Dispensador de GNV

“Como medida de seguridad a la presión de 200 bar (tolerancia máxima de 2.5%) el dispensador activará el sistema de corte del suministro de GNV” (NTP 111.019, 2007, pág. 40).

Del párrafo anterior se deduce que la presión de trabajo máxima o despacho será de 200 bar.

“Las mangueras necesitan un segundo sistema de corte, que consiste en un sistema de bloqueo por exceso de flujo y está acoplado al break away, para evitar que sobrepase la presión máxima de carga en un 7,5%” (NTP 111.019, 2007, pág. 40).

“La longitud de las mangueras conectada con los terminales no pueden ser superiores a cinco metros. También deben ser adecuadas para una presión de operación de 200 bar” (NTP 111.019, 2007, pág. 42).

2.2.8.3. Válvulas y Accesorios

“En la tubería de suministro de gas que va al compresor debe haber una válvula de cierre eléctrica y una válvula de cierre manual de fácil acceso. Ambas deben estar situadas fuera de la sala de compresores” (NTP 111.019, 2007, pág. 29).

“Un presostato de parada del equipo con indicador luminoso y acústico sin restitución automática con presión de activación superior en un 10% a la presión máxima de servicio de

almacenamiento debe estar situado aguas arriba de los cilindros de almacenamiento” (NTP 111.019, 2007, pág. 29).

“Tan cerca del compresor como sea factible, debe colocarse una válvula check entre el compresor y los cilindros de almacenamiento de GNV” (NTP 111.019, 2007, pág. 29).

“Las válvulas de cierre deben colocarse lo más cerca posible de las unidades de almacenamiento, compresores, etc.” (NTP 111.019, 2007, pág. 30).

Válvulas de Seguridad

“Deben colocarse en las baterías de cilindros, en la descarga del compresor, siguiendo cualquier tubería que deba regularse y cualquier componente que necesite protección contra sobrepresión” (NTP 111.019, 2007, pág. 30).

“En el rango del 10% al 15% sobre la presión máxima de trabajo es donde deben calibrarse. Con la excepción de la válvula de alivio de almacenamiento, que debe funcionar un 20% por encima de la presión máxima de trabajo del sistema de almacenamiento” (NTP 111.019, 2007, pág. 30).

Válvula de Exceso de Flujo

“Se proveerán válvulas de cierre por exceso de flujo en todas las conexiones de salida de los cilindros de almacenamiento, con excepción de las válvulas de seguridad” (NTP 111.019, 2007, pág. 32).

“Cuando el caudal supere el 10% del caudal normal, la válvula de cierre por exceso de caudal deberá cortar el fluido en casos de roturas u otros daños en tuberías, accesorios, mangueras, etc.” (NTP 111.019, 2007, pág. 33).

Válvula Automática de Corte Rápido y Control Remoto

“Las válvulas de cierre con actuadores eléctricos o neumáticos, o una combinación de éstos, deben colocarse de forma que permitan el accionamiento remoto para el cierre de emergencia, independientemente de las válvulas de retención y de exceso de caudal de las instalaciones” (NTP 111.019, 2007, pág. 33).

2.2.8.4. Tuberías

“Se deben utilizar tuberías de acero sin costura de sección adecuada y apta para operar a presión de operación de 25 MPa (250 bar)” (NTP 111.019, 2007, pág. 28).

“Se utilizarán exclusivamente tuberías sin costura de acero ASTM A 53 grado B o ASTM A 106 grado B o normativa técnica nacional o internacional” (NTP 111.019, 2007, pág. 28).

“Tubería sin costura es un producto tubular conformado hecho sin costura soldada...Las especificaciones típicas son ASTM A53, ASTM A106 y API 5L” (ASME B31.8-2018, 2018, pág. 7).

“A efectos de evitar la corrosión la tubería debe ser protegida por medio de pintura, protección catódica...En el caso de proteger la tubería con protección catódica debe colocarse juntas dieléctricas para separarlos de los equipos” (NTP 111.019, 2007, pág. 28).

“La distancia mínima entre tuberías enterradas para distintos servicios debe ser igual o superior a 30 cm en cruce o en paralelo” (NTP 111.019, 2007, pág. 29).

Fórmula de Diseño de la Tubería de Acero

Según la ASME B31.8-2018 se utiliza las siguientes fórmulas para el diseño y evaluación de las tuberías.

Para obtener el espesor de pared nominal para una presión de diseño específica o la presión de diseño para sistemas de tuberías de acero, debe utilizarse la siguiente fórmula:

$$P = \frac{2St}{D} FET \quad [1]$$

Donde:

P: presión de diseño, (Psi)

S: límite de fluencia mínimo especificado, (Psi), ver Tabla 12.

t: espesor nominal de la pared, (in)

D: diámetro externo nominal de la tubería, (in)

F: factor de diseño, (adimensional), ver Tabla 13

E: factor de junta longitudinal, (adimensional), ver Tabla 14.

T: factor de reducción de la temperatura, (adimensional), ver Tabla 15.

Tabla 12

Límite de fluencia para el acero ASTM A53

Apéndice D			
Límite de fluencia mínimo especificado (SMYS) para tuberías de acero usadas comúnmente en sistemas de tuberías			
Especificación N°	Grado	Tipo (Nota 1)	SMYS (Psi)
ASTM A53	B	ERW, S	35000

Fuente: ASME B31.8, 2018, p. 148

Nota 1: ERW = soldado por resistencia eléctrica; S = sin costuras.

Tabla 13*Factor de diseño de ubicación clase 4*

Factor de diseño básico, F	
Clase de ubicación	Factor de diseño, F
Ubicación Clase 4	0.40

Fuente: ASME B31.8, 2018, p. 39

“Las ubicaciones de clase 4 son aquellas con una alta concentración de edificios de varios pisos, un tráfico intenso o de gran volumen y, posiblemente, muchos otros servicios públicos subterráneos” (ASME B31.8-2018, 2018, pág. 38).

Tabla 14*Factor de junta longitudinal tubería sin costura acero ASTM A53*

Factor de junta longitudinal, E		
Especificación N°	Clase de tubería	Factor E
ASTM A53	Sin costura	1.00

*Fuente: ASME B31.8, 2018, p. 44***Tabla 15***Factor de reducción de la temperatura a 250 °F o menos*

Factor de reducción de la temperatura, T, para tubería de acero	
Temperatura, °F(°C)	Factor de reducción de la temperatura, T
250 (121) o menos	1.00

Fuente: ASME B31.8, 2018, p. 44

Fórmula para el Cálculo de la Caída de Presión

Utilizaremos la ecuación de Weymouth (1912) para determinar la caída de presión en la red de GNV.

“La ecuación de Weymouth es aplicable para media y alta presión, mayor a 4 Bar y para tuberías con diámetro menor a 12 pulgadas.” (Garcés, 2017).

$$Q = 1312.5 \frac{T_b}{P_b} \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{GT_f L_e Z} \right)^{0.5} D^{2.667} E \quad [2]$$

Donde:

Q: Flujo volumétrico, (pie³/h)

T_b: Temperatura base, (Rankine)

Según datos hidrometeorológicos de SENAMHI, 2023, la temperatura base promedio de la región de Tacna es de 19.82 °C, equivale a 527.346 °R.

P_b: Presión base, en unidades de psi

Según datos de Monitoreo Ambiental en la estación de servicio, 2023, la presión base promedio de la región de Tacna es de 1020.8 mbar, equivale a 102.08 kPa y a 14.81 Psi.

$\delta = P_1^2 - P_2^2$, (psi²), diferencia de presiones cuadrática

$\Delta P = P_1 - P_2$, (psi), diferencia de presión

G: Gravedad específica del gas, (0.61)

T_f: Temperatura promedio del gas, (Rankine)

Se propone que la concesionaria entregue el Gas Natural a 5,00 bar, con las condiciones normales de temperatura (15,00 °C),

L_e : Longitud equivalente de la tubería, (pie)

$L_e = L_r + 20\% = 1.2L_r$; el 20% se considera la cantidad de accesorios y las pérdidas

D : Diámetro interno de la tubería, (pulgadas)

E : Factor de eficiencia de la tubería, (adimensional)

Z : Factor de compresibilidad, (adimensional)

Hay varias formas de aplicar el factor de compresibilidad (Z), también llamado factor de compresión, y es importante tener en cuenta si el gas en cuestión es puro o una mezcla.

Para obtener el valor de Z para mezclas: Dado que las mezclas no son compuestos puros, en esta situación no es posible obtener las condiciones reducidas a partir de tablas. Además, al hablar de mezclas, nos referimos a condiciones pseudo críticas y pseudo reducidas en lugar de a condiciones críticas o reducidas.

Para determinar las condiciones pseudo críticas es necesario conocer la gravedad específica o la composición de la mezcla.

El enfoque de Kay puede utilizarse para obtener las condiciones pseudo críticas una vez que se dispone de la composición.

El procedimiento es el siguiente:

$$sP_C = \sum x_i P_{Ci} \quad [3]$$

$$sT_C = \sum x_i T_{Ci} \quad [4]$$

Donde:

sP_c = presión pseudocríticas de la mezcla.

sT_c = temperatura pseudocríticas de la mezcla.

X_i = fracción molar de cada componente en la mezcla.

P_{ci} = presión crítica de cada componente en la mezcla.

T_{ci} = temperatura crítica de cada componente en la mezcla.

Con los valores de sP_c y sT_c , se procede a calcular las condiciones pseudoreducidas:

$$sP_r = \frac{P}{sP_c} \quad [5]$$

$$sT_r = \frac{T}{sT_c} \quad [6]$$

Donde:

sP_r = presión pseudoreducida de la mezcla.

sT_r = temperatura pseudoreducida de la mezcla.

Finalmente, con estos valores se obtiene el valor del factor de compresión Z , del Abaco adjuntado en el Anexo 4.

Ver Tabla 16 y Tabla 17 para obtener valores de variables.

Tabla 16*Composición molar del gas natural de Camisea*

Componentes	% Molar	Pc (bar)	Tc (K)	<i>XiPci</i>	<i>XiTci</i>
Metano	88.988	45.96	190.70	40.90	169.700
Etano	10.465	48.72	305.48	5.10	31.97
Propano	0.547	42.48	307.01	0.23	1.68

Fuente: Ramos, 2017, p.5.**Tabla 17***Valores para el gas natural*

Parámetros	Siglas	Valores
Temperatura base de Tacna	T _b (Rankine)	527.346
Presión base de Tacna	P _b (psi)	14.81
Gravedad específica	G	0.61
Temperatura promedio del gas	T _f	518.67
Factor de compresibilidad	Z	-
Eficiencia de la tubería	E	1

Fórmula para el Cálculo de Velocidad de Circulación del Gas

De acuerdo a la ASME B 31.8, 2018, indica que: “La velocidad del gas en las tuberías no deben superar los 30 *ms*” (pág. 44).

Se podrá calcular las velocidades lineales en m/s (sin restricciones por caudal o presión) de acuerdo a la NTP 111.010:2003.

$$v = \frac{365.35Q}{D^2P} \quad [7]$$

Donde:

Q = Caudal en m^3/h (condiciones estándar)

P = Presión de cálculo en kg/cm^2 absoluta

D = Diámetro interior de la tubería en mm

v = velocidad lineal en m/s

2.2.9. Aspectos Técnicos para el Diseño de las Instalaciones Eléctricas

“Todas las instalaciones eléctricas situadas en lugares donde pueda haber gases inflamables, como áreas de almacenamiento de surtidores, compresores y GNV, deben cumplir las especificaciones de Clase I División 1 o 2 Grupo D del Código Eléctrico Nacional” (NTP 111.019, 2007, pág. 42).

“Para cerrar el suministro en los sistemas de despacho, en caso de emergencia, se debe instalar mínimo 3 paradas de emergencia. Se debe ubicar en los exteriores del inmueble, en el RCA y en islas de GNV” (D.S. N° 006-2005-EM, 2005, pág. Art. 43).

“Además de parar los compresores, surtidores y válvulas de cierre, las paradas de emergencia cortarán completamente la energía eléctrica de todos los equipos y componentes relacionados con las instalaciones de GNV, con la posible excepción del sistema de detección y la iluminación” (NTP 111.019, 2007, pág. 39).

Los pulsadores deben ser grandes, tener forma de hongo, estar instalados a 1,80 metros del suelo y estar bien señalizados.

De acuerdo con la norma NFPA 72, “se deben disponer de un sistema continuo de detectores de gas con un mínimo de 3 detectores; uno en la zona de compresión y almacenamiento

de GNV, uno en las islas de GNV y uno en otras zonas críticas” (D.S. N° 006-2005-EM, 2005, pág. Art. 56).

“Todas las instalaciones que se encuentran en la propiedad de una estación de GNV, incluidos el armazón metálico, las columnas de alumbrado, los cuadros eléctricos, los motores, la maquinaria, etc., deben estar efectivamente conectadas a tierra” (NTP 111.019, 2007, pág. 42).

“La distancia mínima entre las cajas o tablero eléctrico con los puntos de emanación de gases debe ser de 3 metros” (D.S. N° 006-2005-EM, 2005, pág. Art. 41).

Además, deben tenerse en cuenta las distancias mínimas de la Tabla 18 que figuran a continuación.

Tabla 18

Distancia mínima del tablero eléctrico a los equipos de acuerdo con el volumen almacenado en litros de capacidad de agua

Equipos	Menor que 400 L	Entre 4000 L y menor que 10000 L	Mayor que 10000 L
Batería de cilindros	3.00 m	4.00	5.00 m
Compresores	7.50 m	7.50 m	7.50 m
Dispensadores	3.00 m	5.00 m	5.00 m

Fuente: NTP 111.019.2007

2.2.10. Aspectos Técnicos para el Diseño del Sistema de Seguridad

“En áreas urbanas, la red pública de abastecimiento de agua debe disponer de dos grifos contraincendios, debe ubicarse a menos de 100 metros de la estación de servicio” (NTP 111.019, 2007, pág. 43).

“Se requiere extintores de tipo ABC con polvo químico seco de 12 kg, se ubicarán en las siguientes zonas: Uno en el recinto de compresores, uno por cada isla de dispensador y uno en la zona de almacenamiento de GNV.” (NTP 111.019, 2007, pág. 43).

“En las estaciones de servicio con más de cuatro mangueras de suministro, requiere un extintor rodante de polvo químico presurizado de tres clases (ABC) con una capacidad mínima de 70 kg” (NTP 111.019, 2007, pág. 43).

“Independientemente del combustible distribuido a través de los surtidores, es necesario tener en cuenta el número total de mangueras de suministro en caso de estaciones de servicio mixtas” (NTP 111.019, 2007, pág. 48).

“Deben instalarse cerca de los puntos de emanación de gases, los siguientes letreros indicando “NO FUMAR”, “APAGUE SU MOTOR”, “APAGUE EQUIPOS ELECTRICOS”, “NO HACER FUEGO ABIERTO” (NTP 111.019, 2007, pág. 44).

“También deben colocarse los letreros mencionados en el anterior párrafo, en instalaciones de suministro de GNV tales como el recinto de compresión, cilindros y dispensadores de los Establecimientos de Venta al público de GNV” (NTP 111.019, 2007, pág. 44).

“Los letreros deben ser visibles y legibles con dimensiones, medidas y colores de acuerdo a lo indicado en las NTP 399.009, NTP 399.010 y NTP 399.011” (NTP 111.019, 2007, pág. 44).

2.3. Definición de Términos

Acometida

“Es la Instalación que permite el Suministro de Gas Natural desde las redes de Distribución. La acometida tiene como componentes el tubo de conexión, el medidor y los equipos de regulación y accesorios necesarios” (D.S. 032-2002-EM, 2002, pág. 03).

Aguas arriba

“Se entiende por “aguas arriba de” o “corriente arriba de” a la expresión que ubica a un determinado objeto que se encuentra instalado antes del punto de referencia en el sentido de la circulación del fluido” (NPT 111.010, 2014, pág. 06).

Dispensador de GNV

“Equipo utilizado para transferir desde el sistema de compresión o batería de cilindros para almacenamiento de GNV, al cilindro del vehículo” (NTP 111.019, 2007, pág. 08).

Equipos paquetizado

“Se denomina en este modo al conjunto constituido por el sistema de compresión y almacenamiento generalmente montado sobre una estructura metálica” (NTP 111.019, 2007, pág. 08).

Gas Natural Vehicular (GNV): Gas sometido a compresión en Gasocentros de GNV para luego ser transferido al cilindro del vehículo y así ser utilizado como combustible (NTP 111.019, 2007, pág. 11).

Patio de maniobras y carga

“Sector de la estación de servicio destinado al movimiento vehicular durante el reabastecimiento de combustible que incluye los carriles de entrada, carga y salida” (NTP 111.019, 2007, pág. 09).

Presión de diseño

“Es la presión máxima que puede alcanzar la instalación, valor con el que debe dimensionarse la misma y seleccionarse los materiales” (NPT 111.010, 2014, pág. 08).

Presión máxima admisible de operación (MAPO)

“Es la presión de operación máxima que puede alcanzar la instalación en condiciones de máxima demanda” (NPT 111.010, 2014, pág. 08).

Presión de prueba

“Presión a la cual es sometida el sistema antes de entrar en operación con el fin de garantizar su hermeticidad” (NPT 111.010, 2014, pág. 08).

Presión de operación

“Presión a la que deben operar satisfactoriamente las tuberías, accesorios y componentes que están en contacto con el gas natural seco en un sistema de tuberías. Esta será como máximo igual a la MAPO” (NPT 111.010, 2014, pág. 08).

Punto de emanación de gases

“Lugar donde puede haber presencia de gases combustibles por efecto de la misma operación” (NTP 111.031, 2008, pág. 06).

Radio de giro

“Es la curvatura que describe la unidad vehicular desde su ingreso hasta la salida de la estación de servicio de GNV” (NTP 111.019, 2007, pág. 10).

Válvula de alivio de presión

“Dispositivo de seguridad que evita que se exceda un valor de presión, previamente determinado” (NTP 111.019, 2007, pág. 10).

Válvula check

“Válvula automática que permite el flujo de gas solamente en una dirección” (NTP 111.019, 2007, pág. 10).

Válvula de exceso de flujo

“Válvula que corta automáticamente o limita el flujo de gas cuando excede un valor determinado de ajuste, esto sucede generalmente cuando hay fuga de gas en la línea” (NTP 111.019, 2007, pág. 10).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1. Tipo y Diseño de la Investigación

3.1.1. Tipo de Investigación

El tipo de investigación es aplicada o tecnológica.

3.1.2. Diseño de la Investigación

En el presente estudio se usa un diseño cuantitativo, porque los instrumentos utilizados permiten dimensionar el establecimiento de venta al público de gas natural vehicular, y expresar los resultados en cantidades medibles.

Así mismo, este estudio usa un diseño pre experimental, porque se realizará el diseño del establecimiento de venta al público de gas natural vehicular.

Ramos (2017) cita a Hernández (2008) quien afirma que, “el diseño pre experimental consiste en administrar un tratamiento o estímulo en la modalidad de sólo postprueba o en la de preprueba – postprueba” (pág. 97).

“Para la presente investigación se eligió un diseño pre experimental con postprueba, lo cual significa, que se formula un tratamiento directo que consiste en el diseño del establecimiento de venta al público de gas natural vehicular” (Corrales M., 2021, pág. 97).

3.2. Población y Muestra

La población son todas las estaciones de servicio con gasocentro de GLP existentes en la ciudad de Tacna.

El objeto de estudio está constituido por el área del inmueble ubicado en la Av. Industrial Mz E Lote 8, distrito, provincia y departamento de Tacna. El inmueble es una estación de servicio con gasocentro de GLP y se tomó como base para el diseño de la instalación de GNV.

Se seleccionó dicho lugar como objeto de estudio por la accesibilidad y criterio personal, el tipo de muestra es no probabilística.

3.3. Operacionalización de Variables

La definición operacional se muestra en Tabla 19.

Tabla 19

Definición operacional de las variables

Definición Conceptual	Dimensión	Indicador
Establecimiento para la venta al público de GNV.	Viabilidad urbanística del establecimiento	Art. 24 del D.S. N° 006-2005-EM.
	Distribución general de planta	Distancias mínimas exigidas en la NTP 111.019.
	Instalaciones Mecánicas	Cantidad de equipos y dimensionamiento óptimo de las redes de GNV.
	Diagrama de funcionamiento de instalación de GNV	Dimensionamiento de instalación mecánica y selección de equipos.
	Caídas de presión y velocidad de red de alta presión	Parámetros de diseño de la NTP 111.010
	Instalaciones eléctricas y sistema de seguridad	Dimensionamiento de instalaciones eléctricas y señalización de sistemas del gasocentro.

3.4. Técnicas e Instrumentos para Recolección de Datos

Corrales (2021) cita a Espinoza (2014) afirma que, “Existen dos técnicas generales de recolección de datos técnica documental y técnica empírica” (pág. 99)

En el presente estudio se han tenido en cuenta ambas técnicas, como se muestra en la Tabla 20.

Tabla 20

Técnicas de recolección de datos

Técnica	Instrumentos	Uso
Empírico	Dimensionamiento del establecimiento	Ubicación de componentes del establecimiento de venta al público de GNV.
	AutoCAD 2024	Se plasma el diseño del establecimiento, a través del software de diseño AutoCAD 2024.
	Norma Técnica Peruana NTP 111.019:2007	Verificación del cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad.
Documental	Revisión de expedientes aprobados para establecimientos de venta al público de GNV.	Toma de datos de instalaciones típicas para la operación de un establecimiento de venta al público de GNV.
	Documentos estadísticos de SENAMHI, Informes de Monitoreo Ambiental.	Temperatura, presión de la región de Tacna.

Para la validación de los instrumentos, Cruz (2017) menciona lo siguiente, “Los instrumentos utilizados como: Normas técnicas, software de diseño AutoCAD, y otros, no fueron validados, porque son instrumentos certificados y no requiere de una validación” (pág. 47).

3.5. Procesamiento y Análisis de Datos

No aplica.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Resultados

4.1.1. Diseño Distribución General de Planta

4.1.1.1. Ubicación del Predio

El proyecto de diseño de Instalación para Venta de Gas Natural Vehicular, está ubicado en la Av. Industrial Mz. E Lote 8, distrito, provincia y departamento de Tacna, ver Figura 21.

Figura 21

Ubicación del predio

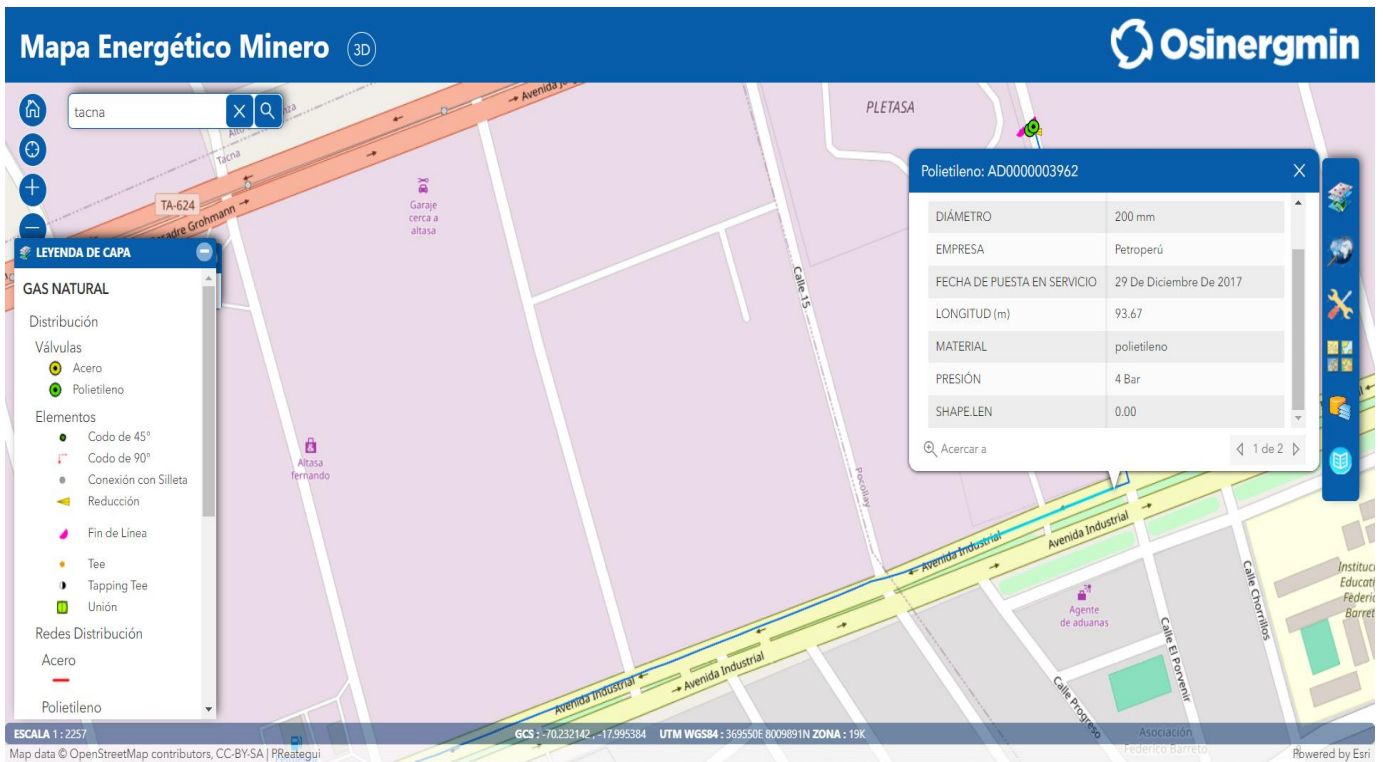


Nota: Recuperado de Google Earth, 2024.

Para la presente investigación se ha realizado la consulta en la plataforma de Mapa Energético Minero – Osinergmin, en la Figura 22, se observa que la red de distribución de gas natural, cercana al lugar del proyecto, se encuentra en la Av. Industrial.

Figura 22

Red de distribución de gas natural – Tacna



Nota: Recuperado de Mapa Energético Minero - Osinergmin, 2024

4.1.1.2. Área de Influencia del Proyecto

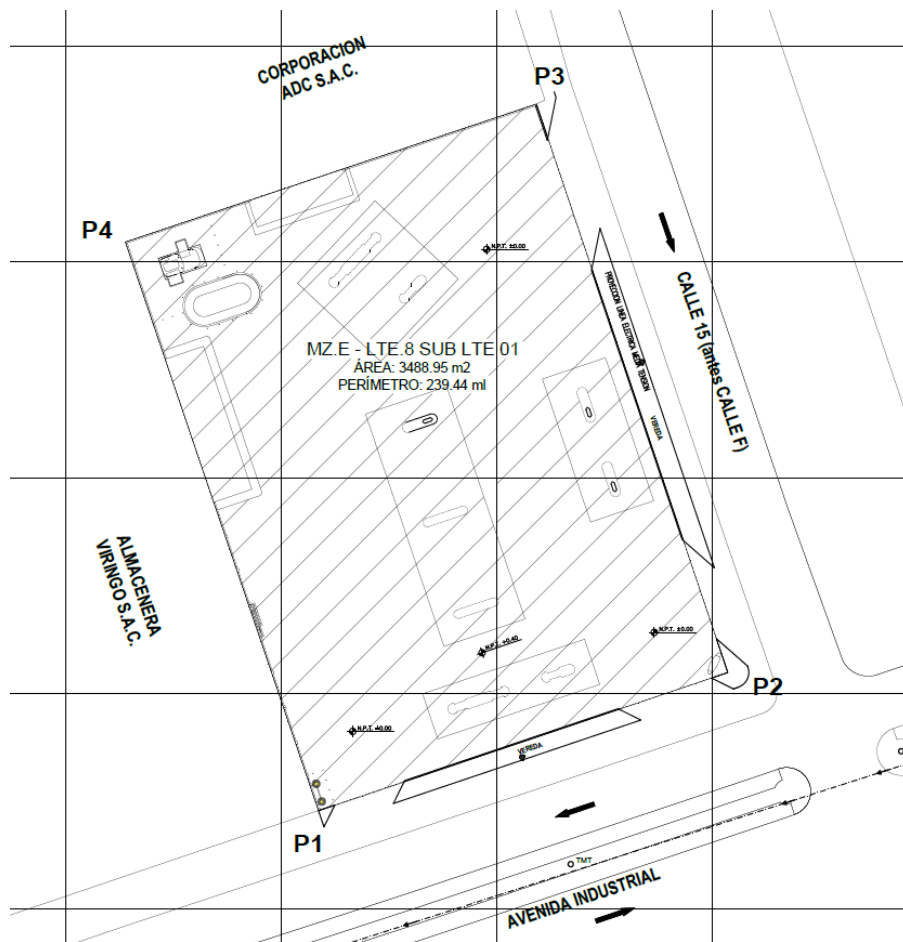
Se encuentra delimitada por el área de operaciones de la Estación de Servicios con GLP y GNV (combustibles líquidos + GLP + GNV) proyectada, hasta cincuenta metros (50 m) en forma radial desde los puntos emanación de gases. Los criterios para la delimitación de las áreas de influencia son:

Área de Influencia Directa (AID)

Se ha considerado como área de influencia directa el propio terreno del proyecto, el criterio técnico es que todas las actividades de comercialización de la estación de servicios generan impactos, el cual corresponde a los 3488.95 m². Ver Figura 23.

Figura 23

Área de influencia directa del proyecto



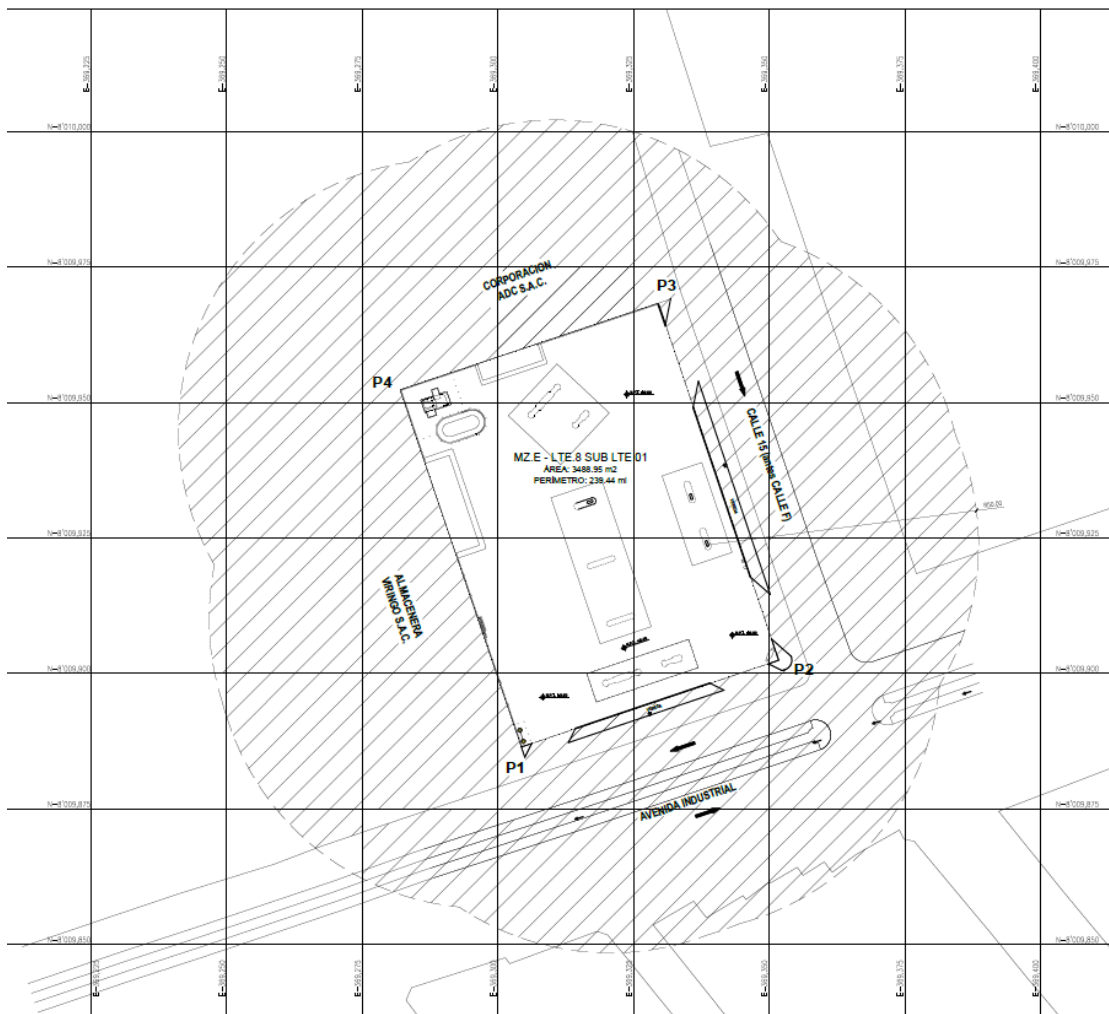
Área de Influencia Indirecta (AII)

En la evaluación del área de influencia indirecta se consideró el Art. 24 del D.S. N° 006-2005-EM, que hace referencia a la existencia de centros de afluencia masiva en un radio de 50 m radiales desde los puntos de emanación de gases. Al respecto para el presente proyecto se ha

considerado dicha distancia desde los linderos del predio del proyecto como un criterio de mayor seguridad, destacándose que en un radio de 50 m no existen centros de afluencia masiva de personas, siendo viviendas y tiendas pequeñas las más próximas al establecimiento. Ver Figura 24.

Figura 24

Área de influencia indirecta (AII) del proyecto



En el Anexo 3 se adjunta el plano de distribución de planta, la cual se realizó en cumplimiento de la NTP 111.019 y D.S. N° 006-2005-EM, y el ítem 2.2.6. del presente estudio.

El plano de distribución de planta de la estación de servicios con GNV contará con lo siguiente:

Un área, en donde se encontrará el equipo paquetizado y encasetado para la compresión y almacenamiento de GNV.

Dispensadores para la comercialización de GNV.

La edificación para administración, SS.HH., no será modificada, así como los puntos de servicio de agua y aire.

La distribución de los componentes para la comercialización de GLP como son tanque y dispensadores, no serán modificados.

La distribución de los componentes para la comercialización de combustibles líquidos (gasoholes) en cuanto al número de tanques no será modificada.

4.1.2. Diseño de Instalaciones Mecánicas

4.1.2.1. Demanda de la Estación de Gas Natural Vehicular

Se está considerando como demanda objetivo 9000 m³/ día, es decir, que 750 carros consuman 12 m³/día.

Para lograr el consumo de 9000 m³/día, la demanda inicial teórica sería la conversión de 500 vehículos ofrecidas por el FISE-MINEM. Sin embargo, partiendo de un número conservador se considera la conversión de 250 vehículos previo al inicio de operación de la estación, y con una

tasa de conversión mensual de 4%, es decir, la conversión de 10 vehículos cada mes, la demanda máxima se lograría en 4.2 años.

4.1.2.2. Caudal de la Estación de GNV

Se toma en consideración las características del compresor para el caudal, se proyecta un compresor de GNV marca GALILEO, el cual es un equipo paquetizado y encasetado para la compresión y almacenamiento de GNV.

Para la presión operativa de succión de 1.78 bar, el caudal es 621 Sm³/h.

4.1.2.3. Estación de Regulación y Medición

Sistema de Regulación y Medición

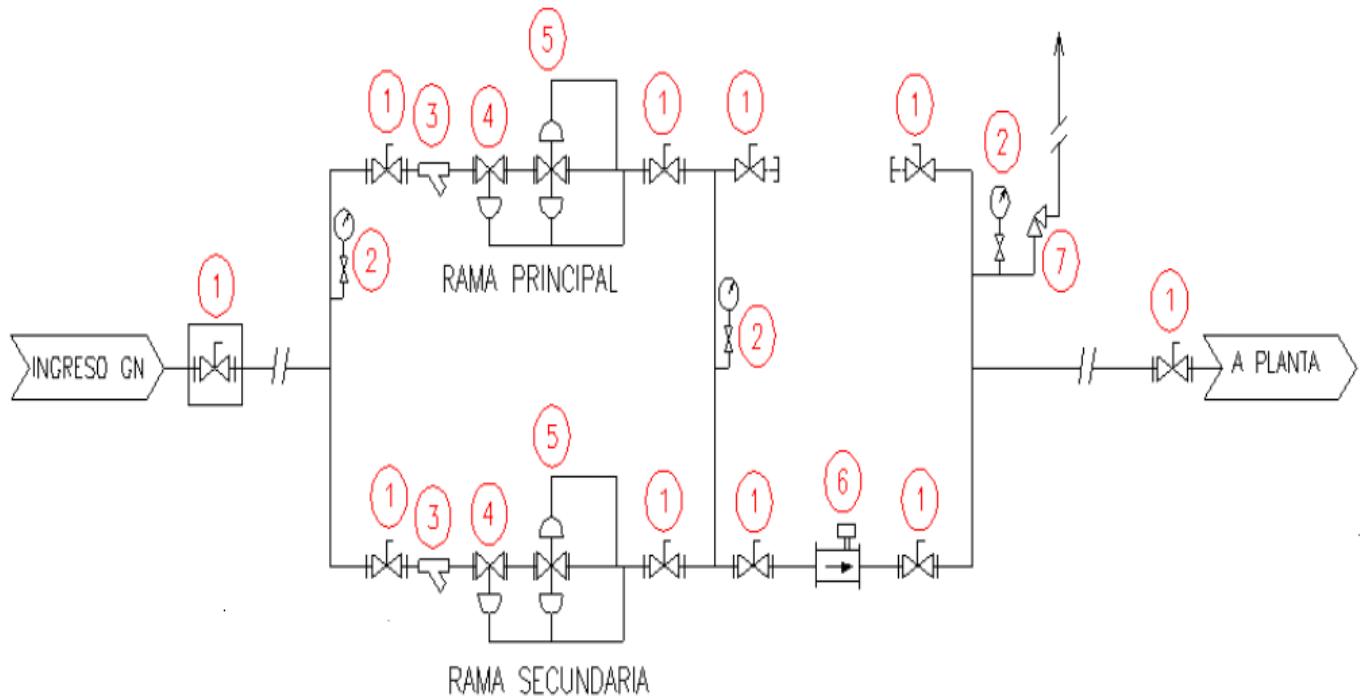
“Con el fin de controlar el sistema de suministro, es esencial que la información acerca del volumen y la presión se maneje en un punto central. La estación mide cuánto gas se suministra en ese punto y a una determinada presión” (IPEGA, 2024).

Diseño de la Estación de Regulación y Medición

La NTP 111.019 (2007) menciona la Norma UNE 60620-3, que describe y recomienda el marco general sobre el que se construyó el diseño. La doble línea de regulación que se observa en la Figura 25, es representativa de los sistemas de gas natural para tener suministro continuo en caso de avería u obstrucción de la línea de regulación primaria; ambas líneas comparten el mismo equipo y están destinadas a funcionar a la misma presión de regulación.

Figura 25

Partes de una estación de regulación y medición



Nota. Reproducida de IPEGA, 2024.

Se tiene la siguiente nomenclatura:

- 1: Válvula de bloqueo manual
- 2: Manómetro con válvula de aire
- 3: Filtro de gas
- 4: Válvula de bloqueo por alta presión
- 5: Regulador con válvula de bloqueo de alta presión
- 6: Medidor de flujo
- 7: Válvula de venteo

4.1.2.4. Recinto de Compresión y Almacenamiento

Selección del Compresor

Se proyecta un compresor de GNV marca GALILEO, el cual es un equipo paquetizado y encasetado para la compresión y almacenamiento de GNV. En caso de cumplir con los requisitos de la NTP.111.024, se puede instalar sin el muro perimetral. Por lo que, el compresor puede ser considerado como un RCA en sí mismo. Del mismo modo las distancias entre el compresor y el cuarto de tableros eléctricos cumple con las especificaciones aplicables a un RCA de acuerdo a la norma técnica NTP.111.019.

El compresor de GNV será de cuatro (04) etapas, la presión de descarga será de 250 bar. Ver Tabla 21.

Tabla 21

Características técnicas del compresor

Característica	Valor
Marca	GNC GALILEO
Modelo	MX2 160-4-1800-3
Etapas	4
Caudal	300 – 6000 Sm ³ /h
Presión de aspiración	0.10 – 60 bar
Presión de descarga	250 – 350 bar

Almacenamiento de Gas Natural Vehicular

El equipo paquetizado y encasetado tiene 10 cilindros de 100 L donde la presión de almacenamiento es de 250 bar, se tiene una capacidad total de almacenamiento de 1000 L.

4.1.2.5. Isla de Despacho

Dispensador de Gas Natural Vehicular

El equipo utilizado para abastecer, medir, controlar y registrar GNV es el dispensador de GNV. La presión de suministro a los vehículos es de 250 bar.

Una válvula reguladora ajustada a 200 bares limita la presión de llenado de los coches. Para medir el llenado se utiliza un medidor de flujo másico que puede mostrar la cantidad suministrada, el coste unitario y el importe total que hay que pagar. La presión normal de funcionamiento de las mangueras es de 200 bar. Para conocer las características del dispensador, véase la Tabla 22.

Las principales partes del dispensador son; manguera para llenado acoplada con break away, medidor, sistemas de bloqueo por exceso de flujo y boquilla de llenado.

Tabla 22

Características técnicas del dispensador

Característica	Valor
Marca	GNC GALILEO
Modelo	EMB-15-1-D
Caras	2
Manguera / Lado	1
Total de mangueras	2
Pico de carga	NZ
Presión de despacho	200 bar
Presión máxima de operación	250 bar
Cantidad	2

4.1.2.6. Diseño de las Tuberías

Diseño de la Red de Alta Presión

El gas natural comprimido (250 bar) se envía del compresor a los dispensadores a través de redes de alta presión. Dicha red estará formada por tuberías de acero al carbono sin soldadura Schedule 160 con un diámetro nominal de una pulgada (supuesto a partir de la tabla del Anexo 8).

Cálculo del Espesor de la Tubería

Para el cálculo del espesor de la tubería, se considera la siguiente fórmula 1.

$$P = \frac{2St}{D} FET \quad [1]$$

Despejando el espesor:

$$t = \frac{PD}{2SFET} \quad [1.1]$$

Se considera los siguientes parámetros de diseño:

$P_o = 250$ bar (3625 psi) Presión de operación

$S = 35000$ psi, Acero ASTM A53 Grado B, ver Tabla 8.

$F = 0.4$, ver Tabla 9.

$E = 1$, ver Tabla 10.

$T = 1$, ver Tabla 11.

$D = 1.315$ pulgadas (diámetro exterior de la tubería nominal de 1", Anexo 8)

La presión de diseño es 1.4 veces la presión de operación:

$$P = 1.4 P_o$$

$$P = 1.4 \times 3625 = 5075 \text{ psi}$$

Reemplazando los valores de los parámetros en Fórmula 1.1

$$t = \frac{5075 \times 1.315}{2 \times 35000 \times 0.4 \times 1 \times 1}$$

$$t = 0.238 \text{ plg}$$

El espesor calculado es 0.238 plg, el cual es menor al escogido de tabla (0.250 plg) de Anexo 8, por lo tanto, el tipo de tubería a utilizar es acero al carbono sin costura ASTM A53 Grado B, SCH 160 de 1 pulgada de diámetro nominal.

Entonces:

$$D_{nominal} = 1 \text{ plg}$$

$$D_{exterior} = 1.315 \text{ plg}$$

$$t = 0.238 \text{ plg}$$

$$D_{interior} = 1.315 - 2(0.250) = 0.815 \text{ plg}$$

Cálculo del Factor de Compresibilidad del Gas Natural de la Red de Alta Presión

Las fórmulas 3 y 4 deben utilizarse para determinar las condiciones pseudo críticas de la mezcla antes de utilizar las fórmulas 5 y 6 para determinar las condiciones pseudoreducidas de la mezcla con el fin de determinar el factor de compresibilidad.

La composición de la mezcla de gas natural varía según el lugar donde se encuentre el yacimiento. En la Tabla 2, muestra la composición del gas natural de Camisea, que se toma en consideración para el presente proyecto.

Cálculo de las Condiciones Pseudocríticas

Utilizando la fórmula 3, se tiene:

$$sP_c = \sum x_i P_{ci}$$

$$sP_c = 40.90 + 5.10 + 0.23 = 46.23 \text{ bar}$$

Utilizando la fórmula 4, se tiene:

$$sT_c = \sum x_i T_{ci}$$

$$sT_c = 169.70 + 31.97 + 1.68 = 203.35 \text{ K}$$

Cálculo de las Condiciones Pseudoreducidas

Se calcula las condiciones pseudoreducidas para una presión de operación de 250 bar y una temperatura promedio del gas de 288.15 K.

Utilizando la fórmula 5, se tiene:

$$sP_r = \frac{P}{sP_c}$$

$$sP_r = \frac{250}{46.23} = 5.41$$

Utilizando la Fórmula 6, se tiene:

$$sT_r = \frac{T}{sT_c}$$

$$sT_r = \frac{288.15}{203.15} = 1.42$$

Finalmente, con los valores de $s_{Tr} = 1.42$ y $s_{Pr} = 5.41$, se obtiene el factor de compresibilidad del diagrama adjunto en el Anexo 4.

$$Z = 0.790$$

Cálculo de la Caída de Presión de la Red de GNV

Se tendrá 2 criterios para la aceptación de los cálculos:

Se pueden reducir las vibraciones y el ruido en las tuberías manteniendo la velocidad de circulación del GN por debajo de 30,00 m/s.

Se tomará en cuenta que la caída de presión para un sistema de media presión (5 – 15 bar) será inferior al 3% y para un sistema de alta presión (200 – 250 bar) inferior a 1 %.

Para el cálculo de la caída de presión se define 3 tramos que se muestran en la Figura 27:

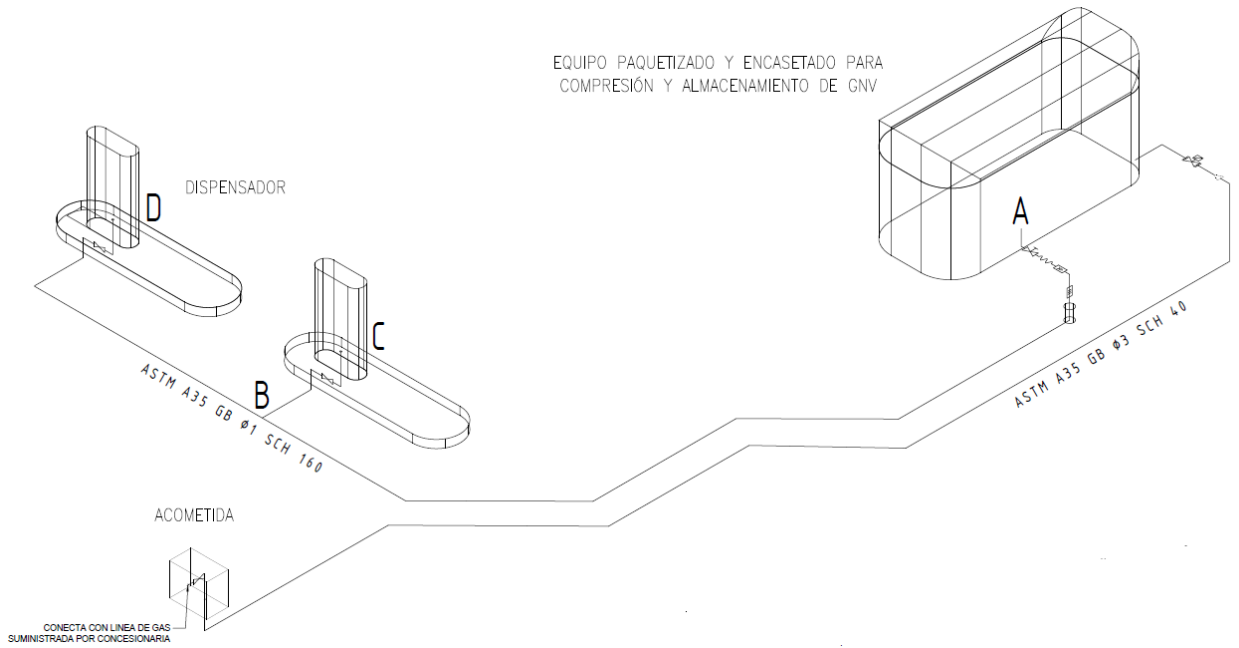
Tramo A - B, comprende desde la salida del equipo paquetizado hasta la derivación de tuberías para los dispensadores.

Tramo B - C, comprende desde la derivación de tuberías hasta el dispensador 1.

Tramo B – D, comprende desde la derivación de tuberías hasta el dispensador 2.

Figura 26

Vista isométrica de la instalación de GNV



Se utiliza la Ecuación de Weymouth, ver Fórmula 2.

$$Q = 1312.5 \frac{T_b}{P_b} \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{GT_f L_e Z} \right)^{0.5} D^{2.667} E$$

Despejando la variación de presión cuadrática:

$$\delta = P_1^2 - P_2^2 = \left(\frac{QP_b(GT_f L_e Z)^{0.5}}{1312.5 T_b D^{2.667} E} \right)^2$$

Variación de presión es: $\Delta P = P_1 - P_2$

De la Tabla 17, se obtiene:

$$T_b = 521.55^\circ R; P_b = 11.17 \text{ psi}; G = 0.61; T_f = 518.67^\circ R$$

$$D = 0.815 \text{ plg}; E = 1; Z = 0.79; L_e = 1.2L_i$$

Tramo A - B

Para un caudal de $621 \text{ m}^3/\text{h} \rightarrow 21927.51 \text{ pie}^3/\text{h}$

$$L_i = 61.74\text{m} \rightarrow L_e = 61.74\text{m} \times 1.20 \rightarrow L_e = 243.07 \text{ pies}$$

$$\delta = \left(\frac{QP_b(GT_f L_e Z)^{0.5}}{1312.5 T_b D^{2.667} E} \right)^2$$

$$\delta = \left(\frac{21927.51 \times 13.645 (0.61 \times 518.67 \times 243.07 \times 0.79)^{0.5}}{1312.5 \times 530.154 \times 0.815^{2.667} \times 1} \right)^2$$

$$\delta = 33449.35 \text{ psi}^2$$

Como:

$$\delta = P_A^2 - P_B^2 \rightarrow P_B = \sqrt{P_A^2 - \delta}$$

$$P_B = \sqrt{3625.95^2 - 33449.35}$$

$$P_B = 3621.335 \text{ psi} = 249.682 \text{ bar} = 254.605 \text{ Kg/cm}^2$$

Finalmente, la variación de presión es:

$$\Delta P = P_A - P_B = 3625.95 - 3621.33 \text{ psi}$$

$$\Delta P = P_A - P_B = 4.62 \text{ psi} = 0.318 \text{ bar}$$

Velocidad de circulación del gas en el **Tramo A - B**

Se usa la Fórmula 7.

$$v = \frac{365.35Q}{D^2P}$$

Donde:

$$Q = 621 \text{ m}^3/\text{h}; D = 0.815 \text{ plg} \rightarrow D = 20.701 \text{ mm}$$

$$P_A = 250 \text{ bar} = 254.93 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{Tacna} = 0.94 \text{ bar} = 0.960 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P = P_{absoluta} = P_A + P_{Tacna} = (254.93 + 0.960) \text{ Kg/cm}^2$$

$$P = 255.89 \text{ Kg/cm}^2$$

$$v = \frac{365.35Q}{D^2P}$$

$$v = \frac{365.35 \times 621}{20.701^2 \times 255.89}$$

$$v = 2.072 \text{ m/s} < 30 \text{ m/s (OK)}$$

Tramo B - C

Para un caudal de $310.5 \text{ m}^3/\text{h} \rightarrow 10963.76 \text{ pie}^3/\text{h}$

$$L_i = 2.13 \text{ m} \rightarrow L_e = 2.13 \text{ m} \times 1.20 \rightarrow L_e = 8.386 \text{ pies}$$

$$\delta = \left(\frac{QP_b(GT_fL_eZ)^{0.5}}{1312.5T_bD^{2.667}E} \right)^2$$

$$\delta = \left(\frac{10963.76 \times 13.645 (0.61 \times 518.67 \times 8.386 \times 0.79)^{0.5}}{1312.5 \times 530.154 \times 0.815^{2.667} \times 1} \right)^2$$

$$\delta = 288.504 \text{ psi}^2$$

Como:

$$\delta = P_B^2 - P_C^2 \rightarrow P_C = \sqrt{P_B^2 - \delta}$$

$$P_C = \sqrt{3621.335^2 - 288.477}$$

$$P_C = 3621.295 \text{ psi} = 249.680 \text{ bar} = 254.603 \text{ Kg/cm}^2$$

Finalmente, la variación de presión es:

$$\Delta P = P_B - P_C = 3621.335 \text{ psi} - 3621.295 \text{ psi}$$

$$\Delta P = P_B - P_C = 0.04 \text{ psi} = 0.00276 \text{ bar}$$

Velocidad de circulación del gas en el **Tramo B – C**.

Se usa la Fórmula 7.

$$v = \frac{365.35Q}{D^2P}$$

Donde:

$$Q = 310.5 \text{ m}^3/\text{h}; D = 0.815 \text{ plg} \rightarrow D = 20.701 \text{ mm}$$

$$P_C = 249.680 \text{ bar} = 254.603 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{Tacna} = 0.94 \text{ bar} = 0.960 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P = P_{absoluta} = P_C + P_{Tacna} = (254.603 + 0.960) \text{ Kg/cm}^2$$

$$P = 255.563 \text{ Kg/cm}^2$$

$$v = \frac{365.35Q}{D^2P}$$

$$v = \frac{365.35 \times 310.50}{20.701^2 \times 255.563}$$

$$v = 1.036 \text{ m/s} < 30 \text{ m/s (OK)}$$

Tramo B - D

Para un caudal de $310.5 \text{ m}^3/\text{h} \rightarrow 10963.76 \text{ pie}^3/\text{h}$

$$L_i = 11.23 \text{ m} \rightarrow L_e = 11.23 \text{ m} \times 1.20 \rightarrow L_e = 44.213 \text{ pies}$$

$$\delta = \left(\frac{QP_b(GT_f L_e Z)^{0.5}}{1312.5 T_b D^{2.667} E} \right)^2$$

$$\delta = \left(\frac{10963.76 \times 13.645 (0.61 \times 518.67 \times 44.213 \times 0.79)^{0.5}}{1312.5 \times 530.154 \times 0.815^{2.667} \times 1} \right)^2$$

$$\delta = 1522.930 \text{ psi}^2$$

Como:

$$\delta = P_B^2 - P_D^2 \rightarrow P_D = \sqrt{P_B^2 - \delta}$$

$$P_D = \sqrt{3621.335^2 - 1522.930}$$

$$P_D = 3621.125 \text{ psi} = 249.668 \text{ bar} = 254.591 \text{ Kg/cm}^2$$

Finalmente, la variación de presión es:

$$\Delta P = P_B - P_D = 3621.335 \text{ psi} - 3621.125 \text{ psi}$$

$$\Delta P = P_B - P_D = 0.21 \text{ psi} = 0.0145 \text{ bar}$$

Velocidad de circulación del gas en el **Tramo B - D**

Se usa la Fórmula 7.

$$v = \frac{365.35Q}{D^2P}$$

Donde:

$$Q = 310.5 \text{ m}^3/h; D = 0.815 \text{ plg} \rightarrow D = 20.701 \text{ mm}$$

$$P_D = 249.668 \text{ bar} = 254.591 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{Tacna} = 0.94 \text{ bar} = 0.960 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P = P_{absoluta} = P_D + P_{Tacna} = (254.591 + 0.960) \text{ Kg/cm}^2$$

$$P = 255.551 \text{ Kg/cm}^2$$

$$v = \frac{365.35Q}{D^2P}$$

$$v = \frac{365.35 \times 310.50}{20.701^2 \times 255.551}$$

$$v = 1.036 \text{ m/s} < 30 \text{ m/s (OK)}$$

Resultados de los Cálculos Realizados

En la Tabla 23, se muestra los resultados de los cálculos realizados de los 3 tramos.

Tabla 23

Resultados de los cálculos realizados

Tramos	Caudal	Presión inicial	Diámetro comercial	Longitud real	Longitud equivalente	Caída de presión		Presión final	Velocidad
	m ³ /h	bar	mm	m	m	bar	%	bar	m/s
A – B	621	250	20.701	61.74	74.088	0.318	0.127	249.682	2.069
B – C	310.5	249.682	20.701	2.13	2.556	0.00276	0.0011	249.680	1.036
B - D	310.5	249.680	20.701	11.23	13.476	0.0145	0.0058	249.668	1.036

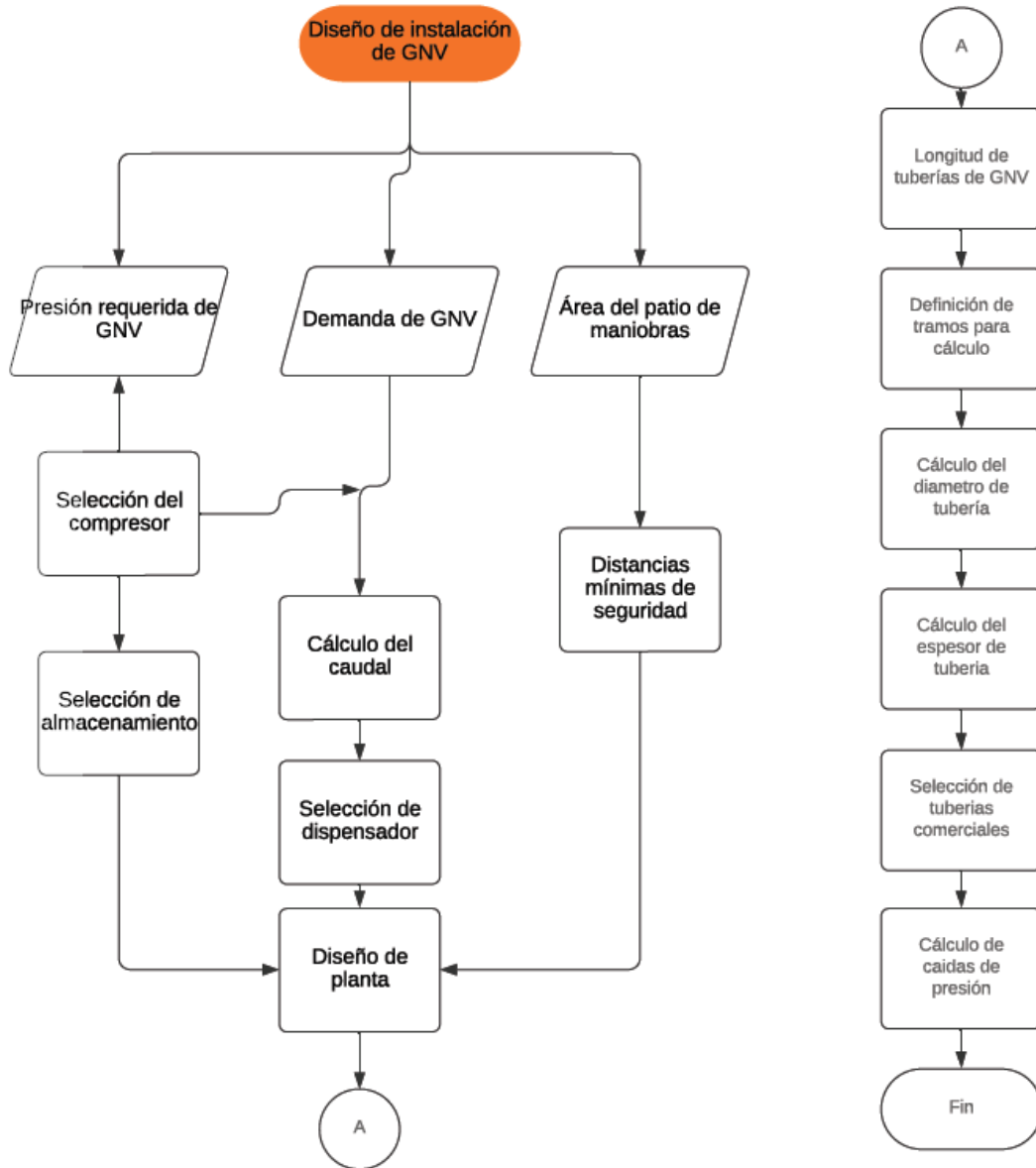
4.2.7. Diagrama de Flujo del Diseño de Instalación de Gas Natural Vehicular

Con los resultados obtenidos, es posible realizar un planteamiento de un proceso de análisis para diseñar una instalación de GNV y se tome como referencia para investigaciones futuras. En la Figura 27, se muestra los valores de entrada.

Para el diseño y cálculo se tomó como referencia las siguientes normas: NTP.111.010:2003, NTP.111.019:2007 y ASME B31.8-2018. Los cuales al ser documentos certificados no se ha realizado la validación del diagrama de flujo.

Figura 27

Diagrama de flujo de diseño de instalación de GNV



4.1.3. Diseño de las Instalaciones Eléctricas

4.1.3.1. Redes Eléctricas

El concesionario suministrará la energía eléctrica a través de una línea trifásica en media tensión 20 Kv, para alimentar una subestación que consta de un transformador de potencia de 315 KVA.

De la subestación eléctrica proyectada saldrán dos alimentaciones eléctricas, de 220V y 440 V, la cuales se conectarán a un Tablero de Barras (TB).

Se proyecta un tablero General de 220 (TG-220V), este se alimentará de una salida en 220 V del tablero de barras, cumplirá la función de alimentar al tablero auxiliar de GNV y para una toma de corriente proyectada en la zona del compresor de GNV.

El tablero auxiliar de GNV (TA) proyectado alimentado del tablero general 220, alimentará la iluminación del canopy de GNV, iluminación de la zona del compresor una alarma de GNV, una consola de gas (CG) a la cual se conectarán los detectores de gas proyectados, la alimentación estabilizada en 220v del compresor de GNV, y una consola de interfase (CI) esta se encargará de la alimentación de los dos (02) POS de la isla de GNV.

El propio del tablero del compresor (TMX1) se alimentará de una salida de 440 V del tablero de barras. Del tablero TMX1 se conectarán las paradas de emergencia proyectada, alimentación de dispensadores, alimentación de electroválvula, y las instalaciones propias del compresor.

En el Anexo 3 se puede observar el plano de diseño de instalaciones eléctricas.

Se usa tableros para distribuir las redes eléctricas de forma ordenada y segura.

4.1.3.2. Pozos a Tierra

Con el fin de evitar corrientes de fuga, las estructuras metálicas y equipos de la estación de servicio deben estar conectados a tierra. Se requiere que la resistencia sea inferior a 5 ohm.

Los cables de la red de tierra se enterrarán al menos 60 centímetros por debajo del nivel del pavimento, y se utilizarán tubos de PVC-P para proteger los cables en las salidas de los mismos. A continuación, los tubos se sellarán con una pasta especial.

La medición de las resistencias de la puesta a tierra debe ser inferior a 25 ohm.

Las conexiones a presión compuestas de cobre o bronce con metálicos no ferrosos que se fijan a componentes son el método recomendado para la puesta a tierra de equipos y estructuras. Las conexiones a tierra de los instrumentos deben colocarse lo más cerca posible de los componentes conductores de corriente; no deben colocarse en soportes, bases o piezas metálicas distintas donde pueda haber más resistencia debido a superficies pintadas o sucias.

El establecimiento cuenta con un sistema de pozos a tierra ejecutadas, conformado por 08 pozos a tierra (P.T.1 – P.T.8)

Se proyecta la instalación de 06 pozos a tierra conformado (P.T.9 – P.T.14). Estos pozos a tierra se detallan a continuación, ver Tabla 24.

En el Anexo 3 se puede observar el plano de diseño de instalaciones eléctricas que incluye los pozos a tierra.

Tabla 24*Ubicación de pozos a tierra*

Código	Conexión	Tipo de pozo	Conductor	Resistencia
P. T. 9	S. E. Baja tensión	Descarga dinámica	1x70mm ² NHX PVC 25mm	10 Ω
P. T. 10	S. E. Media tensión	Descarga dinámica	1x70mm ² NHX PVC 25mm	10 Ω
P. T. 11	Tablero GNV 220V	Descarga dinámica	1x50mm ² NHX PVC 25mm	< 5 Ω
P. T. 12	Estructura compresor	Descarga dinámica	1x50mm ² NHX PVC 25mm	< 5 Ω
P. T. 13	Skid de ERM	Descarga estática	1x16mm ² NHX PVC 25mm	< 5 Ω
P. T. 14	Dispensadores GNV	Descarga estática	1x16mm ² NHX PVC 25mm	< 5 Ω

4.1.3.3. Buzones y Zanjas Eléctricas en Patio de Maniobras

Las zanjas troncales, a menos que se especifique lo contrario, sólo se utilizarán para el paso de tuberías para circuitos de energía con los criterios de seguridad adecuados. Las zanjas tendrán una anchura mínima de 40 cm y podrán ampliarse hasta 60 cm. Seguirán el trazado indicado en el Plano GNV-IE-005 del Anexo 3.

Las líneas eléctricas deben instalarse en la zanja al menos 60 centímetros por debajo del nivel del suelo acabado. Dependiendo de los requisitos de la instalación (como cruces en el suelo o conexiones de equipos), pueden instalarse a mayor profundidad, pero las tuberías nunca se instalarán a menor profundidad en el patio.

4.1.3.4. Sistema de Protección Catódica

La mayor parte de la red de tuberías que conducen el gas será enterrada a una profundidad de 1.2 m aproximadamente, por lo cual, es necesario que dichas tuberías cuenten con un sistema de protección catódica, para ser protegidas de la corrosión.

Una primera forma de proteger a la tubería es con pintura anticorrosiva, además se realizará el revestimiento completo de la tubería con cinta Polyguard serie 600, con lo cual, se garantiza el cumplimiento normativo de la NTP 111.019. Ver Tabla 25.

Cálculo del Sistema de Protección Catódica (Ánodos de Sacrificio)

Tabla 25

Especificaciones del sistema de protección catódica

Características	Valores
Tipo de tubería	Acero al carbono SCH 160 revestido con cinta polyguard serie 600
Vida media del sistema de protección catódica	10 años
Diámetro de la tubería	0.0334 m
Longitud de la tubería	75.10 m
Resistividad de la arena de relleno	5 – 9 ohm-cm
Desgaste del recubrimiento a 10 años (estimado)	10 %
Densidad de corriente	Pd=0.035 amp/m ² (área desnuda) Pr=0.0004 amp/m ² (área cubierta)
Tipo de ánodo a utilizar	Magnesio - 17 Lb

Área de la Superficie de la Tubería a Proteger

$$A = \pi DL \quad [8]$$

$$A = \pi * 0.0334 * 75.10 = 7.88 \text{ m}^2$$

$$A = 7.88 \text{ m}^2$$

Intensidad de Corriente de Protección

$$I_p = A * P \quad [9]$$

$$I_p = (\text{área a interperie } 10\%) * P_d + (\text{área recubierta } 90\%) * P_r$$

$$I_p = 0.1 * 7.88 * 0.035 + 0.9 * 7.88 * 0.0004 = 0.0304 \text{ Amp}$$

$$I_p = 0.0304 \text{ Amp}$$

Número de Ánodos

$$TA = \frac{V_d * 17.4 * I_p}{F_u * F_c * W} \quad [10]$$

Donde:

Vd: Vida útil (años)

Fu: Factor de utilización (85%)

Fc: Factor de consumo (50%)

W: Peso del ánodo (17 lb por cada ánodo)

Aplicando Fórmula 10:

$$TA = \frac{10 * 17.4 * 0.0304}{0.80 * 0.5 * 17}$$

$$TA = 0.78 \text{ \u00e1nodos}$$

Se instalar\u00e1 1 \u00e1nodo de magnesio de 17 libras, preempacado para mejorar la distribuci\u00f3n de la corriente de protecci\u00f3n a lo largo de la tuber\u00eda.

4.1.4. Dise\u00f1o de la Distribuci\u00f3n del Sistema de Seguridad

Se han considerado los siguientes sistemas de seguridad, que funcionan de acuerdo con sus especificaciones en varios sistemas operativos.

Instalaciones El\u00e9ctricas para Zonas de Riesgo El\u00e9ctrico

Las instalaciones el\u00e9ctricas dispondr\u00e1n de accesorios APE (antiexplosivos) y juntas antiexplosivas al inicio y al final de las tuber\u00edas el\u00e9ctricas que conectan entre s\u00ed las cajas de distribuci\u00f3n el\u00e9ctrica, los dispositivos de maniobra, el alumbrado y los equipos de gas natural, de acuerdo con la clasificaci\u00f3n de zonas de riesgo el\u00e9ctrico para uso en instalaciones peligrosas..

Las instalaciones el\u00e9ctricas ser\u00e1n a prueba de explosi\u00f3n en las zonas clasificadas, de acuerdo al plano GNV-IM-007 del Anexo 3.

Sellos Antiexplosivos

Deben instalarse en ambos extremos de la tuber\u00eda el\u00e9ctrica que van hacia los dispensadores, detectores de fuga y caja de distribuci\u00f3n.

Las Instalaciones El\u00e9ctricas Ser\u00e1n a Prueba de Explosi\u00f3n.

Las tuber\u00edas que llegan a la caja de v\u00e1lvulas del dispensador ser\u00e1n de tipo Conduit, para otros tramos ser\u00e1 PVC-SAP.

En el Anexo 3 se puede observar el plano de distribuci\u00f3n de equipos de seguridad y se\u00f1alizaci\u00f3n, en cumplimiento de las exigencias de la NTP 111.019.

4.1.4.1. Extintores e Hidrantes Contraincendios

La estación de servicios al comercializar GLP en zona urbana está obligada a contar con dos hidrantes o grifos contra incendios, los mismos que serán conservados para la instalación de GNV, cumpliendo de esa manera con la exigencia de la NTP 111.019.

Adicionalmente, a los extintores proyectados a instalarse para las instalaciones de combustibles líquidos y GLP, se seleccionaron los siguientes extintores para las instalaciones de GNV:

- 04 extintores portátiles de 12 Kg, tipo ABC de polvo químico seco a base de monofosfato de amonio. Se ubicarán en cada isla de GNV y dos en el patio de almacenamiento de GNV, según NTP 350.043 y NTP 350.034.
- 02 extintores rodantes de 70 Kg, tipo ABC triclase de polvo químico seco, según NTP 350.043 y NTP 350.034.

4.1.4.2. Paradas de Emergencia

Adicionalmente, a las paradas de emergencias proyectadas para las instalaciones de combustibles líquidos y GLP, se instalarán 08 paradas de emergencia (P.E.7 – P.E.14) para el corte de energía eléctrica de las instalaciones de GNV, cuando se activan las paradas de emergencia, el compresor, los dispensadores y las válvulas automáticas dejan de recibir energía, véase la ubicación de las paradas de emergencia en la Tabla 26.

Tabla 26*Ubicación de paradas de emergencia*

Código	Ubicación	Cantidad
P. E. 7	Ext. cuarto tableros	1
P. E. 8	Isla N° 8 - dispensador GNV1	1
P. E. 9	Isla N° 9 - dispensador GNV2	1
P. E. 10	Ingreso área del compresor	1
P. E. 11 – P. E. 14	Compresor (propio)	4

4.1.4.3. Detectores de Fugas de GNV

Adicionalmente, a los detectores de fugas de combustibles líquidos y GLP, se instalarán detectores de gas para las instalaciones de GNV, véase la ubicación de los detectores de fugas en la Tabla 27.

Tabla 27*Ubicación de detectores de fuga de gas*

Código	Ubicación	Cantidad
DGN1	Isla N°5 - dispensador GNV1	1
DGN2	Isla N°6 - dispensador GNV2	1
DGN3	Compresor - lado puente	1
DGC1	Cabina del compresor (propio)	2








La sonda detectora se activa cuando detecta concentración de gases en el ambiente, a través de indicadores calibrados al 10 % y 20 % del LEL. Al 10 % del LII, se activará la alarma y al 20 % del LII se produce el bloqueo automático en los equipos de la instalación de GNV.

4.1.4.4. Señales de Seguridad

Se instalarán señales visibles y legibles con dimensiones, medidas y colores de acuerdo con las NTP 399.009, NTP 399.010-1 y NTP 399.011, así como el símbolo pictórico para mercancías peligrosas de acuerdo con la NTP 399.015, el número de las Naciones Unidas (ONU 1971) y la simbología NPFA (1.4.0), con las siguientes leyendas, véase la Figura 28 para más información.

Figura 28

Letreros de seguridad del establecimiento de GNV

<p>"GNV COMBUSTIBLE NO FUMAR"</p>	
<p>"PROHIBIDO HACER FUEGO ABIERTO A MENOS DE 50 METROS"</p>	<p>PROHIBIDO HACER FUEGO ABIERTO A MENOS DE 50 METROS</p>
<p>"APAGUE SU CELULAR"</p>	
<p>"APAGUE SU MOTOR"</p>	
<p>"APAGUE EQUIPOS ELÉCTRICOS"</p>	
<p>PELIGRO, SIMBOLO NTP 399.015</p>	
<p>NÚMERO DE LAS NACIONES UNIDAS</p>	
<p>ROMBO NPFA (1,4,0)</p>	

4.2. Discusión

Con respecto al antecedente 1:

El proyecto de tesis que desarrolló Ramos De La Cruz, en los cálculos de caídas de presión obtuvo 0.1 bar para el tramo más largo y 0.084 bar para el tramo más corto y la selección del compresor se hizo en función de la presión de entrada y caudal necesario para abastecer a los cuatro dispensadores propuestos, tal es así, que seleccionó un compresor de 1200 m³/h de caudal. Comparando estos resultados, se cumple con los cálculos de caída de presión obtenidos, debido a que para la red de alta presión se obtuvieron caídas de presión inferiores al 1% de la presión de trabajo y se diferencia en que el compresor seleccionado abastece a 2 dispensadores con un caudal de 621 Sm³/h.

Con respecto al antecedente 2:

El proyecto de tesis que desarrolló el bachiller Garcés Dávila, logró la instalación de una estación de servicio para satisfacer 2000 MCH, para la instalación de tuberías se basó en las normas técnicas NTP 111.019 y NTP 011.020. Comparando estos resultados, los trabajos de investigación se diferencia por las limitaciones, la presente investigación no aborda la construcción e instalación del gasocentro de GNV, sino que se limita a su diseño virtual y en ambos trabajos se tomó en cuenta las normas técnicas NTP 111.019:2007 y NTP 111.010:2023 para el diseño y cálculo de tuberías.

Con respecto al antecedente 3:

El proyecto de tesis que desarrolló Esnayder Corrales, evaluó la tecnología del gas natural comprimido para el expendio en la estación de servicio y sugirió utilizar un sistema de unidad de potencia hidráulica para mantener una presión constante de 250 bares, el uso de tubería de 1” de

acero sin costura ASTM A53 grado B SCH 160 para la red de alta presión. Comparando los resultados obtenidos, se diferencia por el tipo de suministro para el proyecto, en el presente trabajo se toma en cuenta el suministro mediante una red de ductos y se coincide en el uso de tubería de 1" de acero sin costura ASTM A53 grado B SCH 160 para la red de alta presión.

Con respecto al antecedente 4:

El proyecto de tesis que desarrolló Renato Yapó, se planteó objetivos como; verificar la viabilidad urbanística, identificar el proceso de compresión y almacenamiento, calcular las caídas de presión y evaluar la rentabilidad del proyecto. Comparando los resultados, se coincide que se cumple con el criterio de viabilidad urbanística y resultados obtenidos de la caída de presión inferiores al 1% de la presión de trabajo de la red de alta presión. Se diferencia en que el presente proyecto se toma en cuenta el uso de un equipo paquetizado y encasetado para la etapa de compresión y almacenamiento, dado que este compresor cumple las normas de seguridad descritas en la norma NTP.111.024, puede construirse sin muro perimetral ni recinto de compresión y almacenamiento (RCA) y se ha realizado la estimación del costo del proyecto.

CONCLUSIONES

Se determinó el área de influencia directa e indirecta donde no se observa centros de afluencia masiva de público. según el Art. 24 del D.S. N° 006-2005-EM, el establecimiento cumple con la viabilidad urbanística para la instalación de GNV.

El área del establecimiento es de 3488.95 m², se realizó el trazado del radio de giro del patio de maniobras en el plano GNV-IM-003, se determinó el cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad según la norma D. S. 050-2007-EM y NTP 111.019:2007.

Se seleccionó un equipo paquetizado y encasetado de compresión y almacenamiento para el cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad y se determinó una longitud total de 75.1 m de tubería de \varnothing 1" ASTM A53 grado B, SCH 160 para la red de alta presión.

Se elaboró el diagrama de funcionamiento de la instalación de GNV, teniendo como variables de entrada; la demanda de GNV, presión requerida de GNV y área del patio de maniobras. Para la elaboración se usó el programa de AutoCAD 2024.

Se determinó 3 tramos de la red de alta presión, los cuales cumplen con los criterios preestablecidos; la caída de presión máxima es 0.318 bar y velocidad máxima 2.110 m/s.

Se dimensionó el sistema eléctrico, incluyendo la protección catódica y puestas a tierra. En el sistema de seguridad se identifica los puntos de emanación de gases para ubicar los detectores de gas, paradas de emergencia, extintores y letreros de seguridad conforme a la normativa peruana.

Se determina que la estación de servicio con gasocentro de GLP, ubicado en la Av. Industrial Mz. E Lote 8 cumple con los requerimientos para el diseño de la instalación de GNV, se justifica con los planos elaborados sobre la distribución de planta, radios de giro, distancias mínimas de seguridad, señalización y ubicación de los equipos contra incendios, según la NTP 111.019:2007 y D.S. N° 006-2005-EM.

RECOMENDACIONES

Para poner en práctica el diseño, se recomienda hacer un estudio en la zona del proyecto, incluidas las empresas o instituciones educativas vecinas, para determinar qué establecimientos podrían tener un impacto en la zona de la propiedad.

Con el uso de programas especializados como AutoCAD 2024, nos facilita realizar las proyecciones de distancias mínimas y radios de giros.

Se recomienda el uso del equipo paquetizado y encasetado para compresión y almacenamiento de GNV, ya que puede ser instalado prescindiendo de un muro perimetral o RCA, lo cual beneficia para el cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad.

Se recomienda elaborar un diagrama de funcionamiento de la instalación de GNV para dar a conocer los procesos y equipos involucrados.

Para evitar caídas de presión, se aconseja colocar los dispensadores lo más cerca posible del compresor de GNV.

Para responder rápidamente a las situaciones de emergencia, se aconseja colocar los equipos de seguridad en lugares de fácil acceso y cercanos a las fuentes de emisión de gases.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aita, P. G. (2023). *El gas natural y una transición energética justa y eficiente en el Perú*. Lima: www.propuestaciudadana.org.pe.
- ASME B31.8-2018. (2018). *Tuberías de Transporte y Distribución de Gas Natural*. ASME.
- Banco Interamericano de Desarrollo. (2020).
- Cáceres Graziani, L. (2002). *El Gas Natural*. Lima.
- Campos Correa, J. A. (2018). *Cálculo para la extensión de red para alimentación de 1003 m³/h de gas natural para el grifo Primax Montreal*. Lima.
- Corrales M., E. (2021). *Modificación de una estación de servicios con gasocentro de GLP para la instalación de un establecimiento de venta al público de Gas Natural Vehicular, con suministro eléctrico basado en energía solar*. Arequipa.
- Cruz, R. D. (2017). *Diseño de un gasocentro virtual para expender gas natural vehicular en la Provincia de Huancayo - Junín*. Junín.
- D. S. 014-2017-MINAM. (2017). *Reglamento de la Ley de Gestión Integral de Residuos Sólidos*. Lima.
- D. S. 039-2014-EM. (2014). *Reglamento para la protección ambiental en las actividades de hidrocarburos*. Lima.
- D. S. 043-2007-EM. (2007). *Reglamento de seguridad para actividades de hidrocarburos*. Lima.

- D. S. N° 050-2007-EM. (2007). *Modificación del reglamento para la instalación y operación de establecimiento de venta al público gas natural vehicular*. MINEM.
- D.S. 032-2002-EM. (2002). *Glosario, siglas y abreviaturas del subsector hidrocarburos*. Lima.
- D.S. N° 006-2005-EM. (2005). *Reglamento para la instalación y operación de establecimiento de venta al público de gas natural vehicular (GNV)*. MINEM.
- ENAGAS S. A. (2024). *Glosario relacionado con el sector de la energía*. Madrid:
<https://goodnewenergy.enagas.es/glosario-energia/>.
- Energía y Sociedad. (2024). *Distribución de gas natural*. Madrid: www.energiaysociedad.com.
- Garamendi Durán, G. E., & Wakeham Nieri, L. R. (2019). *Mercado de gas natural vehicular en el Perú: impulso y desarrollo*. Lima.
- Gerencia de Estudios Económicos y Estadísticas de la AAP. (2023). *Gas Natural Vehicular: Revisión internacional, mercado nacional y oportunidades*. Lima.
- Instituto de Investigación y Capacitación en Petróleo y Gas Natural. (2024). *Tecnología del gas natural vehicular*. Lima.
- Li, Z. (2014). *Analysis of Natural Gas Vehicle Industry*.
- Luna Marcelo, K. E., & Reyes Rivera, N. (2020). *Análisis sectorial de la industria del Gas Natural en el Perú: avances y problemática actual*. Lima.
- MINEM. (2022). *Libro anual de recursos de Hidrocarburos*. Lima.
- NPT 111.010. (2014). *Gas Natural Seco; Sistema de tuberías para instalaciones internas industriales*. INDECOPI.

- NTP 111.019. (2007). *GAS NATURAL SECO. Estación de servicio para venta al público de gas natural vehicular (GNV)*. INDECOPI.
- NTP 111.024. (2006). *Gas Natural Seco Especificación técnica para equipos paquetizados y encasetados para compresión y almacenamiento de GNV que no requieren muro perimetral*. INDECOPI.
- NTP 350.034. (2014). *Agentes Extintores: cargas, polvos químicos secos*. INDECOPI.
- NTP 350.043-1. (2011). *Extintores Portátiles: selección, distribución, inspección, mantenimiento, recarga y prueba hidrostática*. INDECOPI.
- NTP 399.009. (2014). *Colores patronos utilizados en señales y colores de seguridad*.
INDECOPI.
- NTP 399.010-1: 2015. (2015). *Señales de seguridad: Colores, símbolos, formas y dimensiones de seguridad . Parte 1: Reglas para el diseño de las señales de seguridad*. INDECOPI.
- NTP 399.015: 2014 . (2014). *Simbolos pictoricos para manipuleo de mercancía peligrosa*.
INDECOPI.
- OSINERGMIN. (2012). *Seguridad en la comercialización de GNV y GNC*. Lima.
- OSINERGMIN. (2014). *La industria del gas natural en el Perú*.
- OSINERGMIN. (2021). *La industria del gas natural en el Perú*. Lima.
- OSINERGMIN. (2023). *Boletín estadístico de gas natural trimestre IV 2023*. Lima.
- OSINERGMIN. (2024). *Mapa Energético Minero*. <https://gisem.osinergmin.gob.pe/>.

OSINERGMIN. (2024). *Registro de Hidrocarburos Hábiles*.

<http://srvtest03.osinerg.gob.pe:23314/msfh5/registroHidrocarburos.xhtml?method=excel#>

Paz Laboratorios. (2024). *Informe de monitoreo ambiental*. Lima:

<https://pazlaboratorios.com/nosotros/>.

Perez Palomino, P. C. (2010). *Propuesta de conversión del parque automotor de Lima y Callao para el uso de gas natural*. Lima.

Petroperú. (2023). *Ventajas del gas natural*. <https://gnsur.petroperu.com.pe/pequeno-negocio/el-gas-natural/ventajas/>.

Reyes, M. R. (2019). *EL gas de Camisea; Su historia, su realidad y las perspectivas para el Sur Andino*. Lima: www.propuestaciudadana.org.pe.

SENACE. (2018). *Conociendo al Informe Técnico Sustentatorio*. Lima:

<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/458781/53762356466994181520191218-19828-myxi1q.pdf>.

Talavera, H. (2011). *Medios de transporte del gas natural comprimido y gas natural licuado*.

Yapo Monroy, R. R. (2023). *Diseño de una estación de gas natural vehicular para la ciudad de Arequipa, distrito de José Luis Bustamante y Rivero*. Arequipa.

Zereceda, J. (2018). *Estudio de diseño de la instalación para gas natural en una planta*. Arequipa.

ANEXOS

Anexo 1: Normativa Aplicada

NTP 111.019:2007 publicada por INDECOPI con fecha 20-06-2007

NTP 111.010:2003 publicada por INDECOPI con fecha 17-12-2003

Decreto Supremo N° 006-2005-EM publicada en el diario El Peruano con fecha 04-02-2005

Decreto Supremo N° 050-2007-EM publicada en el diario El Peruano con fecha 21-09-2007

Anexo 2: Requisitos para Solicitar Informe Técnico Favorable

Anexo 3: Planos de la Estación de Servicios

Isométrico de Instalaciones de GNV

Distribución de Planta y Detalles de Instalaciones de GNV

Radios de Giro y Distancias de Seguridad

Señalización y Equipo Contra Incendios

Distribución de Circuitos Eléctricos

Diagrama de Funcionamiento de Instalaciones de GNV

Anexo 4: Abaco del Factor de Compresibilidad Z

Anexo 5: Esquema General de la ERM (UNE 60620-3)

Anexo 6: Ficha Técnica del Compresor Seleccionado

Anexo 7: Ficha Técnica del Dispensador Seleccionado

Anexo 8: Tablas de Dimensiones y Peso de Tubería de Acero al Carbono

Anexo 9: Ficha Técnica de Detector de Fuga de Gas

Anexo 10: Ficha Técnica de Paradas de Emergencia

Anexo 11: Memoria Descriptiva de Instalaciones Mecánicas

Anexo 12: Costo de Proyecto de Instalación de GNV

Anexo 13: Cálculos de la Red de Baja y Alta Presión

Anexo 14: Estudio de Riesgo en la Etapa de Operación