



Universidad Nacional  
**SAN LUIS GONZAGA**



## [Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/)

Esta licencia permite a otras combinar, retocar, y crear a partir de su obra de forma no comercial, siempre y cuando den crédito y licencia a nuevas creaciones bajo los mismos términos.

[http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0](http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/)



UNIVERSIDAD NACIONAL "SAN LUIS GONZAGA"



**ESCUELA DE POSGRADO**

## EVALUACION DE ORIGINALIDAD

# CONSTANCIA

El que suscribe, deja constancia que se ha realizado el análisis con el software de verificación de similitud al **BORRADOR DE TESIS** cuyo título es:

**"RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL Y LIQUIDOS DE CAMISEA Y SU IMPACTO EN EL ABASTECIMIENTO A LOS SECTORES DE CONSUMO RESIDENCIAL, COMERCIAL, INDUSTRIAL Y GENERACIÓN ELECTRICA DEL PAÍS"**

Presentado por:

**FIESTAS DEL AGUILA EDHIN MANUEL**

De la **MAESTRÍA EN INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA** mención **INGENIERÍA DEL GAS NATURAL**.

Que, se ha recibido del operador del programa informático evaluador de originalidad de la Escuela de Posgrado de la UNICA, el informe automatizado de originalidad, el mismo que concluye de la siguiente manera:

**El documento de investigación APRUEBA los criterios de originalidad con un porcentaje de similitud de 2%.**

Para dar fe, se adjunta al presente el reporte de similitud de las bases de datos de iThenticate. En Ica 11 de julio del 2022.

**Atentamente**

UNIVERSIDAD NACIONAL "SAN LUIS GONZAGA"  
ESCUELA DE POSGRADO



**Dr. ROBERTO H. CASTAÑEDA TERRONES**  
DIRECTOR (e) DE LA ESCUELA DE POSGRADO

**UNIVERSIDAD NACIONAL “SAN LUIS GONZAGA”**

**ESCUELA DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN INGENIERIA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**MENCIÓN: INGENIERIA DEL GAS NATURAL**



## **TESIS**

**“RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL Y LIQUIDOS DE CAMISEA Y SU IMPACTO EN EL ABASTECIMIENTO A LOS SECTORES DE CONSUMO RESIDENCIAL, COMERCIAL, INDUSTRIAL Y GENERACIÓN ELECTRICA DEL PAÍS”**

**PARA OPTAR EL GRADO DE MAESTRO EN: INGENIERÍA MECÁNICA Y ELECTRICA**

**MENCIÓN: Ingeniería del Gas Natural**

**PRESENTADO POR**

**Ing. EDHIN MANUEL FIESTAS DEL AGUILA.**

**ICA- PERÚ**

**2022**

## **DEDICATORIA**

A mis padres Mirna y Manuel por su total apoyo en mi formación profesional

A mi familia por su paciencia y motivación para elaborar esta Tesis

## **AGRADECIMIENTO**

A Diosito, por haberme dado la vida y la sabiduría de escoger esta carrera profesional que tanto adoro.

A mi familia por haberme consentido dedicar varias horas de estudio para elaborar este trabajo de investigación, tiempo que estaban dedicadas a ellos, por su paciencia y motivación.

A mi asesor Dr. Dante Fermin Calderon Huamani, por su asesoramiento.

A mi casa de estudios, la Universidad Nacional San Luis Gonzaga y en particular a la Escuela de Post Grado en Ingeniería Mecánica y Eléctrica en la cual aprendí los conocimientos necesarios para poder desenvolverme en el sector energía.

Gracias Totales

# INDICE

## Tabla de contenido

DEDICATORIA .....	i
AGRADECIMIENTO .....	ii
INDICE.....	iii
RESUMEN.....	ix
ABSTRACT.....	x
CONTRACARATULA.....	xi
INTRODUCCION.....	xii
CAPITULO I - MARCO REORICO.....	1
1.1    ANTECEDENTES .....	1
1.1.1    ANTECEDENTES INTERNACIONALES .....	1
1.1.2    ANTECEDENTES NACIONALES .....	3
1.1.3    ANTECEDENTES LOCALES.....	5
1.2    BASES TEÓRICAS .....	5
1.2.1    PROYECTO CAMISEA.....	5
1.2.2    PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL.....	7
1.2.3    PLANTA DE PROCESAMIENTO MALVINAS.....	7
1.2.4    LIMITACIONES EN LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL.....	9
1.2.5    TRANSPORTE DE GAS NATURAL (GN).....	9
1.2.6    TRANSPORTE DE LIQUIDOS DE GAS NATURAL (LGN).....	12
1.2.7    LIMITACIONES EN EL TRANSPORTE DE GN Y LGN .....	14
1.3    MARCO CONCEPTUAL.....	23
1.4    MARCO LEGAL.....	26
CAPITULO II - PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	34
2.1    SITUACIÓN PROBLEMÁTICA .....	34

2.2	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA .....	35
2.2.1	PROBLEMA GENERAL .....	35
2.2.2	PROBLEMAS ESPECÍFICOS .....	35
2.3	JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN ...	36
2.3.1	JUSTIFICACIÓN .....	36
2.3.2	IMPORTANCIA .....	37
2.4	OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN .....	37
2.4.1	OBJETIVO GENERAL .....	37
2.4.2	OBJETIVOS ESPECIFICOS .....	37
2.5	HIPOTESIS DE LA INVESTIGACIÓN .....	39
2.5.1	HIPÓTESIS GENERAL .....	39
2.5.2	HIPÓTESIS ESPÉCIFICAS .....	39
2.6	VARIABLES DE LA INVESTIGACIÓN .....	40
2.6.1	IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES.....	40
2.6.2	OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES .....	40
CAPITULO III - METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....		41
3.1	TIPO, NIVEL Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	41
3.2	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	43
CAPITULO IV - TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN		43
4.1	TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS .....	43
4.2	INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS .....	43
4.3	TÉCNICAS DE PROCESAMIENTO, ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS .....	44
CAPITULO V - CONTRASTACIÓN DE HIPOTESIS .....		44
CAPITULO VI - PRESENTACIÓN, INTERPRETACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....		49

6.1	PRESENTACIÓN E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS ....	49
6.2	DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	79
6.3	ACCIONES PREVENTIVAS PARA ENFRENTAR LAS RESTRICCIONES.....	91
6.3.1	PLAN DE ACTUACIÓN.....	91
6.3.2	PLAN GENERAL DE CONTINGENCIAS .....	91
6.3.3	PLAN DE CONTINGENCIAS ESPECIFICO .....	92
6.3.4	BASES DEL PLAN GENERAL DE CONTINGENCIAS .....	92
6.3.5	PROTOCOLO DE COMUNICACIONES ENTRE LAS EMPRESAS Y EL ESTADO.....	94
6.3.6	SUMINISTROS ALTERNATIVOS DE GAS NATURAL .....	95
	CONCLUSIONES .....	96
	RECOMENDACIONES.....	97
	FUENTES DE INFORMACIÓN.....	98
	ANEXOS.....	100

### **LISTA DE GRAFICOS**

Gráfico N° 1.-	Yacimientos de Camisea por lotes de producción.....	9
Gráfico N° 2.-	Esquema del Proyecto Camisea.....	10
Gráfico N° 3.-	Diagrama de flujo del Proyecto Camisea.....	12
Gráfico N° 4.-	Sistema de Transporte de Gas Natural.....	14
Gráfico N° 5.-	Ubicación geográfica del Sistema de Transporte de Gas Natural de Camisea.....	15
Gráfico N° 6.-	Sistema de Transporte de Líquidos de Gas Natural	16

Gráfico N° 7.-	Ubicación geográfica del Sistema de Transporte de líquidos de Gas Natural de Camisea	17
Gráfico N° 8.-	Sistema de Transporte de Gas Natural con probables fallas por tramos en Región/Departamento	19
Gráfico N° 9.-	Sistema de Transporte de Líquidos de Gas Natural con probables fallas por tramos en Región/Departamento	20
Gráfico N° 10	Escenarios probables de falla planteadas, en la Infraestructura de Producción y Transporte de GN y LGN.....	22

### LISTA DE TABLAS

Tabla N° 1	Operacionalización de Variables .....	41
Tabla N° 2	Escenario ocasiona restricción del Gas Natural	46
Tabla N° 3	Escenario afecta el abastecimiento del Mercado Interno	46
Tabla N° 4	Escenario ocasiona restricción y afecta el abastecimiento del Mercado Interno	46-47
Tabla N° 5	Tabla Cruzada SPSS versión 26	48
Tabla N° 6	Tabla prueba de chi-cuadrado y fisher	48
Tabla N° 7	Cálculo de los factores de prorrateo de prioridades del 3 al 6 en Período de Avenida	50
Tabla N° 8	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 1	50
Tabla N° 9	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 2	51
Tabla N° 10	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 3	52
Tabla N° 11	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 4	53
Tabla N° 12	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 5	54
Tabla N° 13	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 6	55
Tabla N° 14	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 7	56
Tabla N° 15	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 8	57
Tabla N° 16	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 9	58
Tabla N° 17	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 10	59

Tabla N° 18	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 11	60
Tabla N° 19	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 12	61
Tabla N° 20	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 13	62
Tabla N° 21	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 14	63
Tabla N° 22	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 15	64
Tabla N° 23	Cálculo de los factores de prorrateo de prioridades del 3 al 6 en Período de Estiaje	65
Tabla N° 24	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 1	65
Tabla N° 25	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 2	66
Tabla N° 26	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 3	67
Tabla N° 27	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 4	68
Tabla N° 28	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 5	69
Tabla N° 29	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 6	70
Tabla N° 30	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 7	71
Tabla N° 31	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 8	72
Tabla N° 32	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 9	73
Tabla N° 33	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 10	74
Tabla N° 34	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 11	75
Tabla N° 35	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 12	76
Tabla N° 36	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 13	77
Tabla N° 37	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 14	78
Tabla N° 38	Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 15	79
Tabla N° 39	Resumen de evaluación de resultados de impactos por restricción en época de Avenida frente a los escenarios planteados	80-82
Tabla N° 40	Comparativo entre los escenarios de restricción respecto de los volúmenes en condiciones normales – época de Avenida	82

Tabla N° 41	Comparativo entre los escenarios de restricción respecto de los porcentajes de abastecimiento en condiciones normales – época de Avenida	83
Tabla N° 42	Escenario de restricciones del Gas Natural y como afecta a los sectores de consumo del Mercado Interno época de Avenida	83
Tabla N° 43	Resumen de evaluación de resultados de impactos por restricción en época de Estiaje frente a los escenarios planteados	84-86
Tabla N° 44	Comparativo entre los escenarios de restricción respecto de los volúmenes en condiciones normales – época de Estiaje	87
Tabla N° 45	Comparativo entre los escenarios de restricción respecto de los porcentajes de abastecimiento en condiciones normales – época de Estiaje	88
Tabla N° 46	Escenario de restricciones del Gas Natural y como afecta a los sectores de consumo del Mercado Interno época de Estiaje	88
Tabla N° 47	Protocolo de Comunicaciones	95

## RESUMEN

La demanda de gas natural en el mercado interno del país se ha incrementado muy rápidamente en los últimos años, siendo el proyecto Camisea el principal abastecedor de gas natural y líquidos de gas natural, lo cual ha traído consigo no sólo la necesidad de desarrollar y ampliar su infraestructura de procesamiento, transporte y distribución, sino también de contar con un sistema de mayor confiabilidad.

En ese sentido, la seguridad del suministro energético es el concepto clave en términos de continuidad del servicio, tal que permita el desarrollo sin sobresaltos del mercado y de la industria de un país, por lo que se hace necesaria la elaboración de un análisis que permita conocer los impactos en el abastecimiento a los sectores residencial, comercial, industrial y generación eléctrica, en los casos se presente una contingencia en el sistema de procesamiento y transporte de gas natural y/o líquidos de gas natural.

En la presente Tesis, se han formulado escenarios probables en los cuales debido a una falla en la Planta de Procesamiento de Gas Natural de Malvinas o por la rotura de un ducto en un tramo del Sistema de Transporte de Gas Natural y/o Líquidos de Gas Natural, se genera la suspensión del servicio de suministro de gas natural.

A partir de dichos escenarios se evalúa cuál sería el riesgo y las consecuencias en el abastecimiento de gas natural al mercado interno, considerando el tiempo estimado de suspensión del servicio debido a la reparación de la falla, el mismo que podría estar sujeto a las condiciones climáticas imperantes en el lugar y a eventuales restricciones de ingreso por temas sociales y/o de seguridad.

Finalmente se plantean alternativas o acciones preventivas que mitigar sus efectos.

**Palabra clave:** Gas Natural, mitigar restricciones, abastecimiento del mercado interno del país.

## ABSTRACT

The demand for natural gas in the country's domestic market has increased very rapidly in recent years, with the Camisea project being the main supplier of natural gas and natural gas liquids, which has brought with it not only the need to develop and expand its processing, transportation and distribution infrastructure, but also to have a more reliable system.

In this sense, the security of energy supply is the key concept in terms of service continuity, such that it allows the smooth development of the market and the industry of a country, which is why it is necessary to prepare an analysis that allows know the impacts on the supply to the residential, commercial, industrial and electricity generation sectors, in the case of a contingency in the natural gas and / or natural gas liquids processing and transportation system.

In this Thesis, probable scenarios have been formulated in which due to a failure in the Malvinas Natural Gas Processing Plant or the rupture of a pipeline in a section of the Natural Gas and / or Gas Liquids Transportation System Naturally, the suspension of the natural gas supply service is generated.

Based on these scenarios, the risk and consequences of supplying natural gas to the domestic market are evaluated, considering the estimated time of suspension of the service due to the repair of the fault, which could be subject to weather conditions. prevailing in the place and possible entry restrictions due to social and / or security issues.

Finally, alternatives or preventive actions are proposed that minimize their effects.

**Key word:** Natural Gas, mitigate restrictions, supply the country's internal market.

## **CONTRACARATULA**

**Maestría: INGENIERIA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**Mención: INGENIERIA DE GAS NATURAL**

## **TÍTULO**

**“RESTRICCIONES EN EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL Y LIQUIDOS DE CAMISEA Y SU IMPACTO EN EL ABASTECIMIENTO A LOS SECTORES DE CONSUMO RESIDENCIAL, COMERCIAL, INDUSTRIAL Y GENERACIÓN ELECTRICA DEL PAÍS”**

**Autor: ING. EDHIN MANUEL FIESTAS DEL AGUILA**

**Asesor: DR. DANTE FERMIN CALDERON HUAMANI**

## INTRODUCCION

El crecimiento de la participación del gas natural en la matriz energética del país, ha determinado que su consumo sea fundamental en la demanda energética nacional, siendo así que desde la perspectiva de las contingencias del sistema energético nacional, el proyecto Camisea se ha convertido en la principal fuente de suministro de gas natural para la generación eléctrica, para las industrias, así como para el sector residencial, comercial y vehicular.

Ante esta realidad, la continuidad del servicio de suministro de Gas Natural (GN) y Líquidos de Gas Natural (LGN) provenientes de los yacimientos de Camisea, son fundamentales en el sistema de suministro energético nacional. Más aún cuando todo el suministro considera un único proveedor, un único centro de procesamiento y único sistema de transporte.

Por lo tanto, resulta relevante evaluar el impacto que generarían en el abastecimiento de gas natural y su consecuente racionamiento en los sectores consumo residencial, comercial, industrial y generación eléctrica, debido a potenciales restricciones en el suministro de gas natural, que genere la suspensión del servicio de suministro de gas natural.

En tal sentido, se han formulado escenarios probables en los cuales la falla de uno de los componentes de la cadena de valor del gas natural genera la suspensión del servicio de transporte de gas natural. En cada escenario se evalúa el impacto en el tiempo estimado de suspensión del servicio, asimismo se estima los servicios que se deberían atender con los recursos remanentes.

El Autor

# CAPITULO I - MARCO REORICO

## 1.1 ANTECEDENTES

### 1.1.1 ANTECEDENTES INTERNACIONALES

- MEERSOHN, Manuel. (Chile, 2016). “**Índice de riesgo de seguridad de suministro energético: una propuesta para Chile**”. Tesis realizada con el fin de optar el grado académico de Ingeniero Comercial mención Administración. Universidad Nacional de Chile.

Mediante esta tesis el autor concluye que: “resulta fundamental el correcto estudio de las fuentes de riesgo de suministro por parte del sector público, privado y los ciudadanos, para que, por medio del acercamiento y aterrizaje de la información, puedan direccionarse las iniciativas y esfuerzos conjuntos para minimizar la ocurrencia de eventos negativos”.

Asimismo, resalta que: “la situación de dependencia extrema a la importación de combustibles fósiles (gas natural) para sustentar el consumo energético interno en Chile, transversal a los sectores de la economía, implica una matriz energética poco sustentable en el largo plazo, debido a restricciones de disponibilidad de reservas de estos combustibles fósiles, que repercuten en inestabilidad y tendencia al alza de precios, y también por las presiones crecientes de los organismos internacionales por la adopción de tecnologías de generación que se basen en fuentes energéticas renovables y poco intensivas en emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero”.

- LÓPEZ, Marcela; SALAZAR, Sofia. (Colombia, 2010). “**Efectos de la Regulación sobre el funcionamiento de los mercados de gas natural de Colombia**”. Tesis realizada con el fin de optar el grado académico de Economistas. Universidad EAFIT

Mediante esta tesis el autor concluye que: “como consecuencia de Fenómeno del Niño del año 2009. El Ministerio de Minas y Energía de Colombia, vio la necesidad de declarar un Racionamiento Programado de gas natural a finales de septiembre de 2009, pues la demanda de gas del interior del país excedió la capacidad de transporte contratado del gasoducto Ballena-Barranca, lo que sumado a trabajos de mantenimiento en el campo de Cusiana, ocasionó exceso de demanda en esta región”.

Asimismo, resalta que: “se establecieron cuatro medidas para hacer frente al racionamiento, las cuales explican la variación en el consumo de gas de las diferentes regiones:

- (i) Se declaró la generación termoeléctrica de la Costa Atlántica como generación de seguridad, con el fin de mantener un nivel adecuado de despacho térmico en el Sistema Interconectado Nacional –SIN- sin llevar al máximo el despacho del Interior.
- (ii) Se condicionaron las exportaciones de gas natural a Venezuela, priorizando la atención de la demanda interna. De esta forma, el gas que se dejó de exportar abasteció la mayor demanda del parque termoeléctrico en la Costa Atlántica.
- (iii) Se condicionaron las exportaciones de electricidad a Ecuador y Venezuela si éstas debían ser cubiertas con generación termoeléctrica con base en gas, pues la normatividad permite priorizar la demanda interna de gas natural sobre la demanda externa de electricidad producida con gas natural.
- (iv) Se solicitó a los Productores-Comercializadores de gas natural que abastecen las plantas de generación térmica en el Interior del país, sustituir el uso de este energético por combustibles líquidos”.

- LAJOUS VARGAS, Adrián. (México, 2013). **“Dilema del suministro de gas natural en México”**. CEPAL - Serie Estudios y perspectivas - México - N° 142

En el presente estudio el autor concluye que: “los problemas asociados a las interrupciones recurrentes de suministro de gas natural han sido una severa llamada de atención a los problemas internos que se han gestado en la industria petrolera mexicana, habiéndose tomado decisiones que permitan un mayor flujo de gas importado, cobrando importancia la configuración de un régimen regulatorio que impida la repetición de alertas críticas como las que hasta ahora ha sufrido la industria”.

Asimismo, resalta que: “tendrán que establecerse mecanismos apropiados para incentivar la inversión —pública y privada— en la infraestructura de transporte, distribución y almacenamiento de gas natural, así como la operación confiable y eficiente de las redes de gasoductos. Pemex, por su parte, tiene que mejorar su capacidad de previsión respecto de la producción de gas y de sus propios requerimientos de este combustible, así como hacer posible su uso más eficiente”.

### **1.1.2 ANTECEDENTES NACIONALES**

- DELGADO ACEVEDO, Aldo Max. (Perú, 2011). **“Coyuntura del impacto económico del gas natural dentro de un contexto comercial eficiente en el mercado peruano”**. Tesis realizada con el fin de optar el grado académico de Magister en Administración con mención en Gestión Empresarial. Universidad Nacional Mayor de San Marcos.

En el presente trabajo de investigación el autor determina que: “durante el mediano y largo plazo, el proyecto de gas de Camisea ha tenido un impacto favorable sobre la balanza comercial de hidrocarburos en nuestro país; de la misma manera se indica como favorable la

transformación de la matriz energética del país con la participación del gas proveniente de Camisea desplazando a la leña, el carbón, el petróleo y sus derivados. Asimismo, se concluye que el uso adecuado y descentralizado de los recursos del gas natural de Camisea permitirá optimizar la industrialización del país en el mediano y largo plazo”.

- CHISARI, Omar; MASTRONARDI, Leonardo; VÁSQUEZ CORDANO, Arturo y ROMERO, Carlos. (Perú, 2015). **“Los impactos económicos de las restricciones al transporte de gas natural en el Perú: Un análisis de equilibrio general computable”**. Documento de Trabajo No 33, de la Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin.

En este documento de trabajo el autor determina que: “evaluando el impacto sobre la economía peruana de eventos extremos, mediante un modelo de equilibrio general computable de la economía peruana con énfasis en el sector energético. Dados los importantes descubrimientos de yacimientos de gas natural en el Perú y la relevancia que ha venido tomando el mismo tanto en la matriz energética como en la economía en su totalidad, resulta de relevancia analizar el impacto que generaría restricciones en el transporte que limiten su utilización tanto en el destino interno como con fines de exportación. Los resultados muestran un fuerte impacto sobre el PBI y los niveles de bienestar de los consumidores”.

- BENDEZU, Luis, (Perú, 2007). **“Evaluación de Impacto del Gas Natural sobre Consumidores Residenciales”**. Documento de Trabajo No 27, de la Oficina de Estudios Económicos – Osinergmin.

Con este documento el autor concluye que: “la garantía de suministro de gas natural no existe a un costo que pueda ser asumido. Los niveles de riesgo se reducirán a medida que se expanda la red de gasoductos que permitirá trabajar en red mallada, como es el caso de la red eléctrica en gran parte del Perú, o incrementando las fuentes de

abastecimiento de manera que ninguna de ellas sea decisoria para el suministro global”.

Asimismo, resalta que: “con respecto a las garantías de suministro a los consumidores finales, el estudio sólo contempla la alternativa de la disposición de depósitos de seguridad que permitan la atención de la demanda durante diez días del sector residencial y tres en el sector industrial. Cualquier incidencia en el ducto que requiera un periodo de reparación superior a los diez días obligaría a poner en marcha un plan de restricciones de suministro a los consumidores finales desde un primer momento”.

Finalmente señala que: “en lo que respecta a las garantías de suministro de gas a las centrales de generación eléctrica, el problema adquiere otro perfil estratégico, ya que es prácticamente inviable crear depósitos de gas que garanticen diez días de suministro a pleno funcionamiento debido a los volúmenes demandados. En caso de falla del ducto, si no se implementan las medidas necesarias indicadas en el estudio, podría ponerse en riesgo el correcto funcionamiento del sistema eléctrico y con ello el normal desarrollo de las actividades socioeconómicas del país”.

### **1.1.3 ANTECEDENTES LOCALES**

No existen antecedentes locales

## **1.2 BASES TEÓRICAS**

### **1.2.1 PROYECTO CAMISEA**

Los yacimientos de gas de Camisea están ubicados aproximadamente a 500 kilómetros al este de Lima, en la Cuenca Ucayali, en la zona del río Urubamba, en la Región Cusco dentro del departamento del Cusco, provincia de la Convención, distrito de Echarate.

Las reservas de Camisea son de gran importancia para todos los peruanos pues tienen el potencial de reducir las importaciones de

energía, mejorar la posición de la balanza de pagos, generar una cantidad significativa de ingresos por tributación, reducir los precios de la electricidad y abastecer al mercado interno de gas natural.

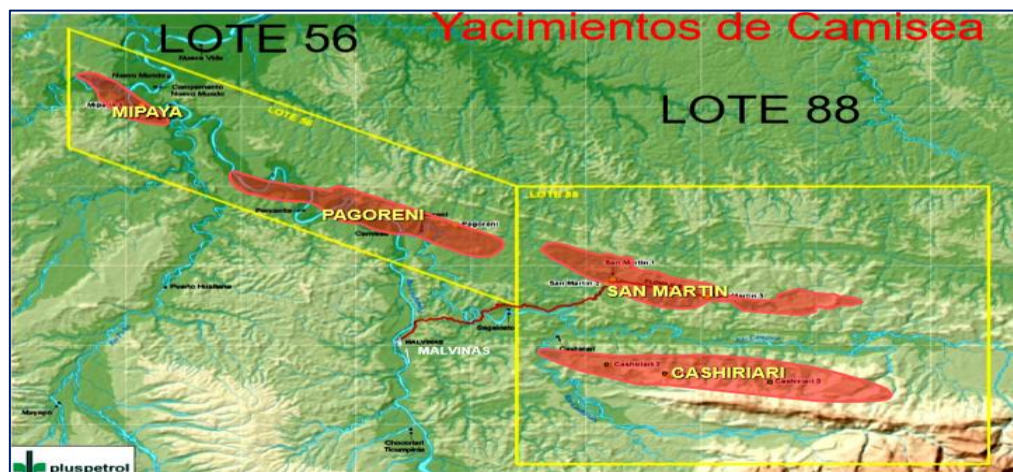
Asimismo, a través de Perú LNG (PLNG) se exporta Gas Natural Licuefactado al mercado internacional.

Las principales características de los yacimientos de Camisea son:

Son yacimientos de Gas y Condensados (Gas Húmedo).

- Composición del Gas Natural en boca de pozo: 83% de metano, 10% de etano y 6% de propano+.
- Contenido promedio de Líquidos del Gas Natural (LGN): 70 Bbl de LGN por MMPC de gas natural
- Principales Yacimientos: San Martín y Cashiriari (Lote 88), Pagoreni y Mipaya (Lote 56)

### Gráfico N° 1.- Yacimientos de Camisea por lotes de producción

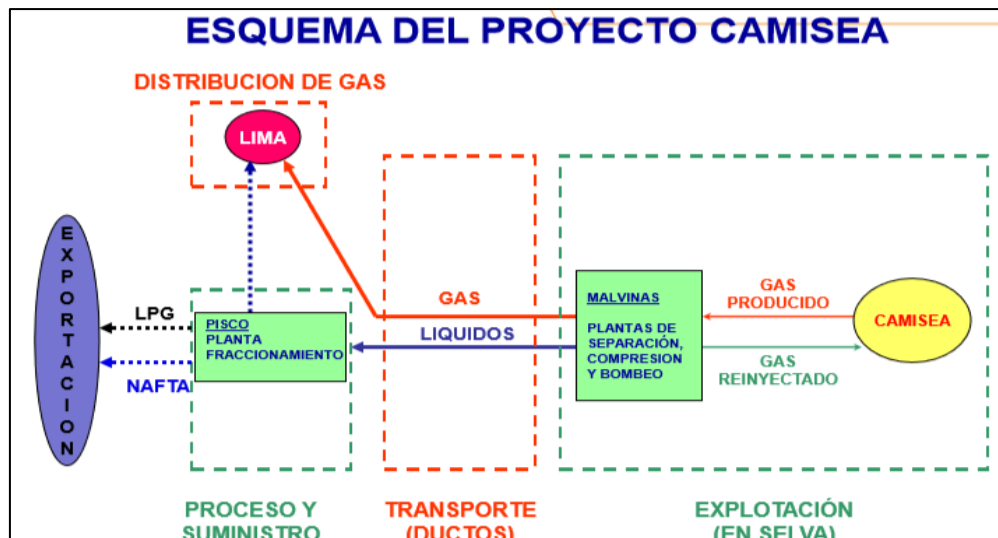


Fuente: PLUSPETROL

Este proyecto consiste en captar y transportar el gas natural proveniente de los yacimientos, hacia una planta de separación de líquidos ubicada en Malvinas. En esta planta se separan el gas natural y líquido de gas natural, para que este último sea transportado por un gasoducto hasta el City Gate en Lima.

Por otro lado, los Líquidos del Gas Natural son conducidos hasta una planta ubicada en Pisco, mediante un ducto de líquidos, donde se fraccionan en productos de calidad comercial (GLP, gasolina y condensados) y luego se despachan al mercado mediante buques o camiones cisterna en todo el país.

**Gráfico N° 2.- Esquema del Proyecto Camisea**



Fuente: SOCIEDAD NACIONAL DE PETRÓLEO Y MINERÍA

La oferta del gas natural comprende las etapas de producción, transporte y distribución.

### 1.2.2 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

Las operaciones se inician con la extracción del gas natural y condensados de los Lotes 88 y 56 (operados por Pluspetrol) y del Lote 57 (operado por Repsol), provenientes de los yacimientos de Camisea, y que pasan por una red de captación hasta llegar a la Planta de Procesamiento Malvinas.

### 1.2.3 PLANTA DE PROCESAMIENTO MALVINAS

Los yacimientos de Camisea generan un gas que contiene líquidos que deben extraerse para obtener gas natural seco (GN). Solamente el gas natural que no contenga líquidos puede transportar por gasoductos. Los líquidos (LGN) deben enviarse por poliductos. Los dos sistemas

tienen tecnologías y métodos de operación bien particulares a cada uno.

La Planta de Procesamiento Malvinas tiene una capacidad para procesar 1,680 MMPCD de gas natural y condensados. Se pueden dividir sus operaciones en 2 etapas o procesos.

- **Planta de Separación Primaria**

En esta planta primaria se separan el agua de producción y los hidrocarburos líquidos contenidos en el gas natural.

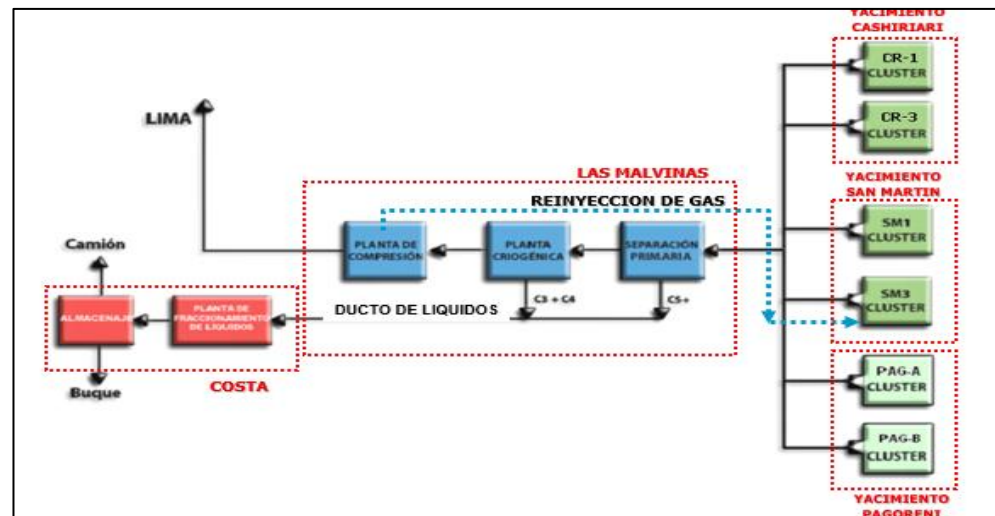
- **Planta Criogénica: Planta de Separación Secundaria**

En esta planta criogénica se separan los hidrocarburos líquidos restantes contenidos en el gas natural. Una culminado este proceso, el gas natural va a una planta compresora a partir de la cual se inyecta a los ductos transporte y el excedente se reinyecta a los pozos del lote 88. Cabe resaltar, que la reinyección del gas natural es un requerimiento para preservar el medio ambiente, además sirve para mantener la presión del reservorio y así maximizar la extracción de líquidos.

En esta planta de obtendrá dos productos:

- Gas Natural Seco que es transportado hasta la ciudad de Lima e Ica a través del Sistema de Transporte de Gas Natural.
- Líquidos de Gas Natural que son transportados hasta la Planta de Fraccionamiento de Pisco

**Gráfico N° 3.- Diagrama de flujo del Proyecto Camisea**



Fuente: PLUSPETROL

#### 1.2.4 LIMITACIONES EN LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL.

En consecuencia, no se puede transportar gas durante mucho tiempo si no se transporta también los líquidos, ya que en Malvinas no hay almacenamiento de líquidos posible en volumen significativo.

Por ello, durante las primeras fallas, que sólo ocurrieron en el ducto de LGN, se tuvo que interrumpir el transporte de gas natural. Esto se explica debido al hecho que todo el gas que se extrae en Camisea no puede enviarse hacia la Costa. El consumo del gas seco es menos importante que el uso correspondiente de líquidos. Por eso, se reinyecta la parte de GN que no se requiere transportar en el reservorio.

En caso de interrupción del transporte de líquidos, existe la posibilidad de extraer gas de los pozos de reinyección, el cual tiene pocos líquidos. Actualmente, más del 50 % de la producción de Malvinas es reinyectado, se estima que se puede extraer gas aceptable para el transporte durante unos 10 a 15 días.

#### 1.2.5 TRANSPORTE DE GAS NATURAL (GN)

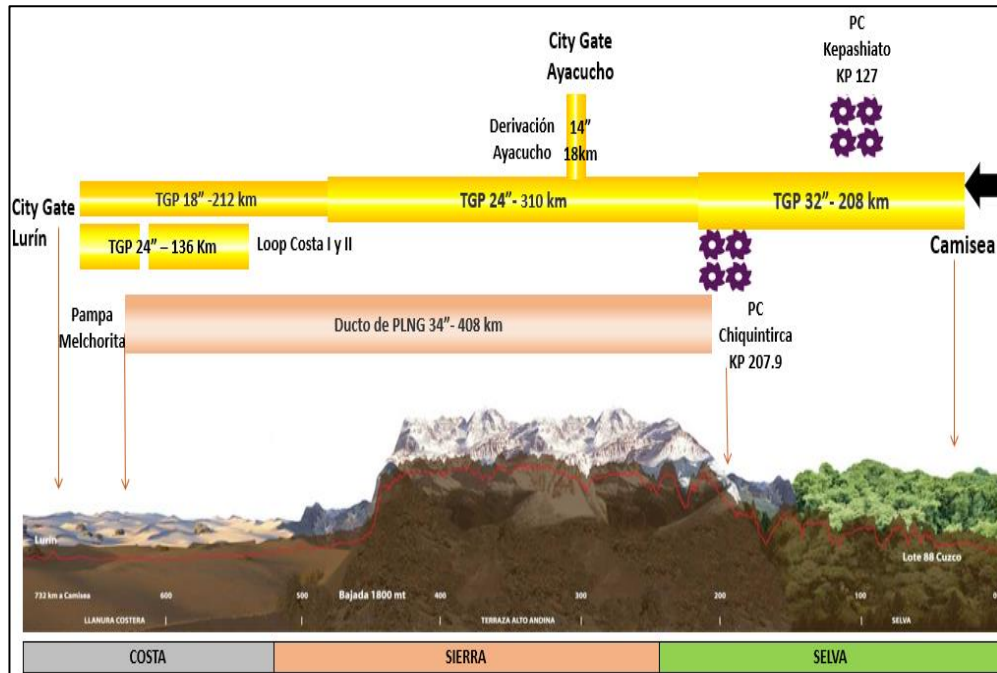
El ducto de GN transporta el gas natural producido en la Planta Malvinas, atravesando la cordillera de los Andes hasta llegar al City Gate de Lurín, en las cercanías a la Ciudad de Lima con una longitud

total de 730 Km aproximadamente, (la longitud total incluyendo el Loop Costa I - II y la Derivación Ayacucho es de 866 Km).

El Sistema de Transporte de Gas Natural de Camisea al City Gate, está estructurado de la siguiente forma:

- Un primer tramo de 208 Km. de longitud, con un diámetro de tubería de 32”.
- Un segundo tramo de 310 Km. de longitud, con un diámetro de tubería de 24”, al cual se le adiciono una derivación del gasoducto principal de 14” y 18 Km de longitud, que tiene como objetivo proveer gas natural a la ciudad de Ayacucho, el cual se dirige al noroeste hasta el City Gate Ayacucho.
- Un tramo final de 212 Km. de longitud, con un diámetro de tubería de 18”, al cual se le interconectó un loop de 136 km de longitud con un diámetro de 24” en la zona de costa, que abarca desde el KP 594. 7 (Pampa Melchorita) hasta el KP 730.7 (City Gate Lurín).
- El Sistema de Transporte de TgP está interconectado a un ducto de 34”, de 408 km de longitud de propiedad de PLNG, entre Planta Compresora Chiquintirca y Pampa Melchorita de propiedad de PLNG, destinado para la exportación de Gas Natural Licuefactado (GNL) al mercado externo.

**Gráfico N° 4.- Sistema de Transporte de Gas Natural**



Fuente: OSINERGMIN – ELABORACIÓN PROPIA

La capacidad del ducto, con la configuración actual, es de 1540 MMPCD. Esta configuración comprende las plantas compresoras del KP 127 (Kámani) y KP 207.9 (Chiquintirca), con cuatro Turbocompresores en cada estación, tres en operación y uno en stand-by que brinda mayor capacidad y flexibilidad operativa al sistema de Transporte.

Asimismo, teniendo en cuenta las características del sistema y las grandes variaciones operativas a la que puede estar sometido el ducto, el sistema también cuenta con dos Estaciones de Control de Presión en los KPs 470 (PCS1) y 595 (PCS2 - Pampa Melchorita), las cuales permiten controlar las presiones aguas abajo de las mismas en tramos finales cuando la demanda es relativamente baja o ante escenarios operativos que requieran asegurar un perfil adecuado de presiones aguas abajo.

## Gráfico N° 5.- Ubicación geográfica del Sistema de Transporte de Gas Natural de Camisea



Fuente: OSINERGMIN – ELABORACIÓN PROPIA

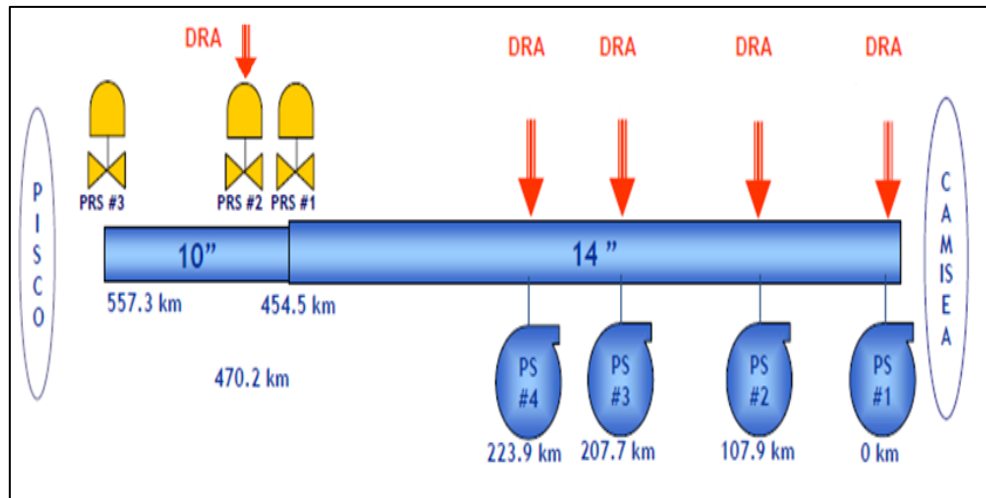
### 1.2.6 TRANSPORTE DE LIQUIDOS DE GAS NATURAL (LGN)

El ducto de LGN transporta los Líquidos de Gas Natural producidos en la Planta Malvinas, a atravesando la cordillera de los Andes en forma paralela al ducto de GN hasta el Punto de Derivación cercano a Humay (aproximadamente 518 km. de longitud), de ahí se dirige hasta Playa Lobería ubicada en la bahía de Paracas en la costa occidental del Océano Pacífico con una longitud total 557 km. aproximadamente.

El Sistema de Transporte de Líquidos de Gas Natural de Camisea a la Costa, está estructurado de la siguiente forma: a

- Un primer tramo de 470.2 Km. de longitud, con un diámetro de tubería de 10”.
- Un segundo tramo de 102.5 Km. de longitud, con un diámetro de tubería de 24”.

## Gráfico N° 6.- Sistema de Transporte de Líquidos de Gas Natural



Fuente: OSINERGMIN – ELABORACIÓN PROPIA

El Sistema cuenta con cuatro estaciones de bombeo para lograr impulsar el LGN hasta el punto más alto ubicado en Apacheta (4864 msnm), luego y en la zona de descenso hacia la Costa, se tiene tres Estaciones Reductoras de Presión (la última en el terminal de Playa Lobería).

La capacidad actual del ducto de LGN es de 130,000 BPD con inyección de DRA (Agente Reductor de Fricción) en las estaciones PS1 (KP 0.0), PS2 (KP 107), PS3 (KP 207.8), PS4 (KP 223.8) y PRS2 (KP 470.2).

El diseño hidráulico considera un margen de por lo menos 1.5 barg entre la Presión de Operación y la Presión de Vapor para evitar el flasheo o separación de columna durante las condiciones de estado estacionario, no obstante, el sistema puede ser operado sin inconvenientes con separación de columna.

**Gráfico N° 7.- Ubicación geográfica del Sistema de Transporte de líquidos de Gas Natural de Camisea**



Fuente: OSINERGMIN – ELABORACIÓN PROPIA

### 1.2.7 LIMITACIONES EN EL TRANSPORTE DE GN Y LGN

El sistema de transporte de GN y LGN atraviesan la cordillera de los Andes en forma paralela hasta el Punto de Derivación cercano a Humay (con aproximadamente 518 Km de longitud), en donde se separan. El ducto de GN sigue su trayectoria en forma paralela a la costa occidental del Océano Pacífico hasta llegar al City Gate de Lurín, en las cercanías a la Ciudad de Lima; mientras que el ducto de LGN se dirige hasta Playa Lobería ubicada en la bahía de Paracas en la provincia de Pisco, departamento de Ica.

El sistema de transporte de GN y LGN están bajo la concesión de la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP) empresa encargada de prestar el servicio de transporte de GN y LGN, atravesando zonas muy difíciles tanto para la instalación como para reparación del gasoducto y poliducto, con alto riesgo de derrumbes y hasta rupturas de este. Además, visto el difícil acceso a las zonas topográficamente más accidentadas, la reparación no será nunca una tarea fácil y rápida.

No obstante, la experiencia muestra que la estabilidad y seguridad de un gasoducto aumenta con el tiempo, ya que las zonas en las cuales se instaló el gasoducto tienden a reestabilizarse (asentamiento y vegetación) y que con la experiencia, el mantenimiento arregla las zonas críticas que no se detectaron durante la construcción, lo que disminuye cada vez más los riesgos.

Por otro lado, se debe considerar la resistencia del ducto. Por ejemplo, la inercia de un ducto de 32" es 20 veces mayor que la de un ducto de 14", siendo más común que falla o se rompa un ducto de 14" que uno de 32".

Existen tres zonas características en el recorrido del gasoducto y poliducto: la Selva, la Sierra y la Costa. Para el presente estudio se están considerando las siguientes divisiones de los tramos de ducto por zona geográfica:

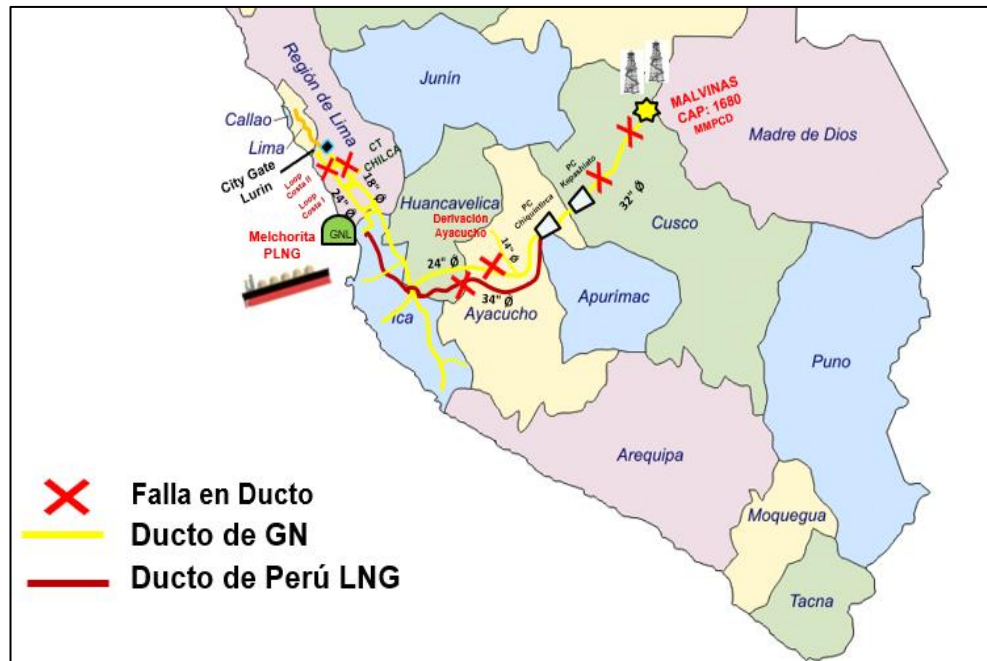
- Selva: Tramo comprendido desde Planta Malvinas (Malvinas) hasta Planta Compresora Chiquintirca (PC Chiquintirca); es una zona sensible (211 Km), muy protegida ecológicamente, y por eso se instaló directamente un gasoducto de 32" y un poliducto de 14" para poder transportar el volumen necesario para atender la demanda prevista.

El tramo Malvinas- PC Chiquintirca se dividió en dos secciones: Malvinas - Río Apurímac y Río Apurímac - PC Chiquintirca, debido a las diferentes condiciones de nivel logístico que se tiene en ambas secciones, considerando el tiempo estimado de suspensión del servicio debido a la reparación de la falla, el mismo que podría estar sujeto a las condiciones climáticas imperantes en el lugar y a eventuales restricciones de ingreso por temas sociales y/o de seguridad; no cuenta con redundancia, es decir, no cuenta con un segundo gasoducto y/o poliducto.

- Sierra: Tramo comprendido desde PC Chiquintirca hasta Humay (Pisco), es la más larga (297 Km.) y la más difícil. El ducto de 34" y de 408 km de longitud de propiedad de PLNG, tendido entre PC Chiquintirca y Pampa Melchorita, aportaría la redundancia necesaria en caso de falla y/o rotura del ducto de GN de TGP.
- Costa: Tramo comprendido desde Humay (Pisco) hasta Lurin (Lima), que podría parecer la menos riesgosa, pero que tiene riesgos particulares. Efectivamente, las zonas atravesadas en la Costa son las más pobladas y «utilizadas», es decir, existen más riesgos de accidentes por acción humana.

En el siguiente grafico se muestran los ductos de transporte de Gas Natural, indicándose las probables fallas por tramo consideradas en la presente investigación.

**Gráfico N° 8.- Sistema de Transporte de Gas Natural con probables fallas por tramo en cada Región/Departamento**



Fuente: OSINERGMIN – ELABORACIÓN PROPIA

En el mismo sentido, en el siguiente gráfico se muestran los ductos de transporte de Líquidos de Gas Natural, indicándose las probables fallas por tramo en cada Región o Departamento.

### Gráfico N° 9.- Sistema de Transporte de Líquidos de Gas Natural con probables fallas por tramo en cada Región/Departamento



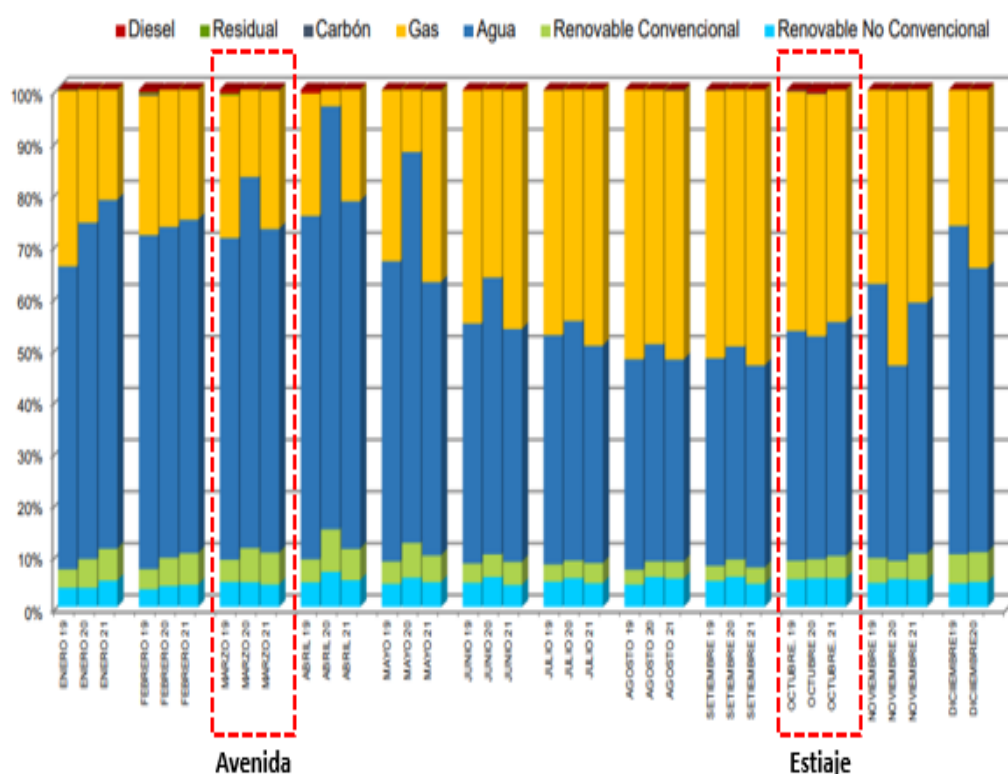
Fuente: OSINERGMIN – ELABORACIÓN PROPIA

En el Gráfico N° 4, se muestra la evolución de la utilización de los recursos energéticos en la producción de energía eléctrica desde el año 2019 hasta el 2021, en el cual se puede apreciar que en el período de avenida<sup>1</sup> (estación con lluvias), disminuye el consumo de gas natural por parte de las Generadoras Eléctricas, debido a un mayor uso de las Centrales Hidroeléctricas para generar energía eléctrica. Asimismo, en

<sup>1</sup> **Glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en los procedimientos técnicos del COES-SINAC**  
“Período de avenida: Período donde en forma cíclica se producen las precipitaciones pluviométricas con cierta regularidad, las que permiten almacenar los reservorios del sistema de generación hidráulica que mayormente se produce entre los meses de noviembre y mayo del siguiente año”.

el período de estiaje<sup>2</sup> (estación seca) se incrementa el consumo de gas natural, debido a un mayor uso de las Centrales Térmicas a Gas Natural para generar energía eléctrica.

**Gráfico N° 4: Evolución de los recursos energéticos en la producción de energía eléctrica periodo 2019-2021**

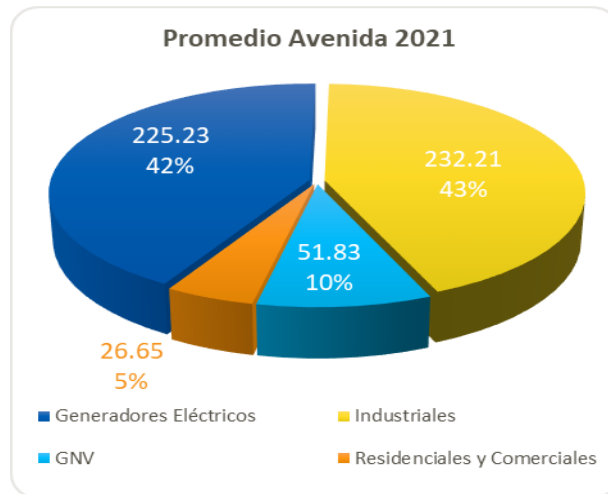


FUENTE: BOLETIN ESTADISTCO MENSUAL DEL COES

Para la estimación de la demanda en el período de avenida (estación con lluvias), se ha considerado el volumen promedio transportado durante el mes de marzo de 2021, que se muestra en el Gráfico N° 5.

<sup>2</sup> **Glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en los procedimientos técnicos del COES-SINAC**  
**“Período de estiaje:** Período donde en forma cíclica se registra una disminución de precipitaciones pluviométricas y que origina la reducción de los caudales naturales, que para fines de operación del sistema hidráulico del SINAC, es posible complementarlos con un programa de descarga de reservorios”.

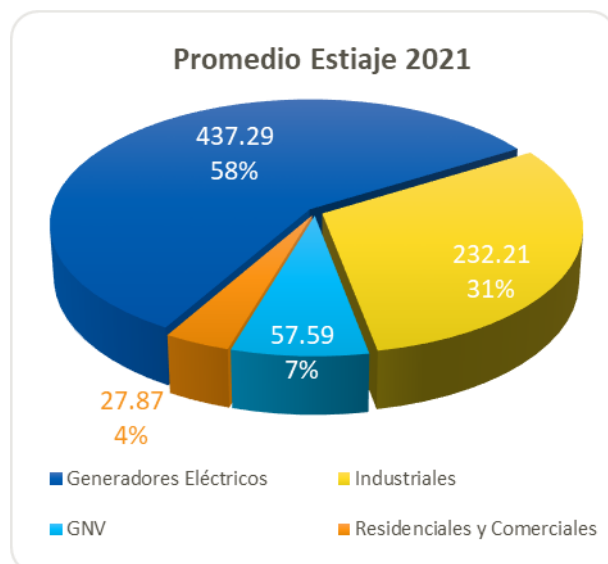
**Gráfico N° 5: Distribución del Consumo de Gas Natural 2021 –  
Período de Avenida**



FUENTE: ELABORACION PROPIA  
\*correspondiente a marzo del 2021

Para la estimación de la demanda en período de estiaje (estación seca), se ha considerado el volumen promedio mensual de gas natural transportado en el mes de octubre 2021, que se muestra en el Gráfico N° 6.

**Gráfico N° 6: Distribución del Consumo de Gas Natural 2021 –  
Periodo de Estiaje**



FUENTE: ELABORACION PROPIA  
\*correspondiente a octubre del 2021

Como resultado de lo anteriormente indicado, en la presente Tesis, se han formulado escenarios probables en los cuales debido a una falla en la Planta de Procesamiento de Gas Natural de Malvinas o por la falla y/o rotura de un ducto en un tramo del Sistema de Transporte de Gas Natural y/o Líquidos de Gas Natural, se genera la suspensión del servicio de suministro de gas natural, considerando de acuerdo a la estacionalidad el período de avenida y de estiaje, los escenarios planteados son los que a continuación se indica:

### **Período de Avenida**

#### **- Falla en la Planta de Procesamiento Malvinas**

- **Escenario 1:** Falla de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas con rotura de línea By Pass
- **Escenario 2:** Falla de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas sin rotura de línea By Pass

#### **- Falla en el Sistema de Transporte de GN y/o LGN**

- **Escenario 3:** Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac)
- **Escenario 4:** Falla del ducto de LGN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac)
- **Escenario 5:** Falla del ducto de GN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac)
- **Escenario 6:** Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca)
- **Escenario 7:** Falla del ducto de LGN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca)
- **Escenario 8:** Falla del ducto de GN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca)
- **Escenario 9:** Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco)

- **Escenario 10:** Falla del ducto de LGN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco)
- **Escenario 11:** Falla del ducto de GN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco)
- **Escenario 12:** Falla del ducto de GN Perú LNG (P.C. Chiquintirca - Pisco)
- **Escenario 13:** Falla del ducto de GN 24" en el tramo costa (Chilca – Lurín)
- **Escenario 14:** Falla del ducto de GN 18" en el tramo costa (Chilca – Lurín)
- **Escenario 15:** Falla del ducto de GN 18" y 24" en el tramo costa (Chilca – Lurín)

#### **Período de Estiaje**

##### **-Falla en la Planta de Procesamiento Malvinas**

- **Escenario 1:** Falla de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas con rotura de línea By Pass.
- **Escenario 2:** Falla de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas sin rotura de línea By Pass.

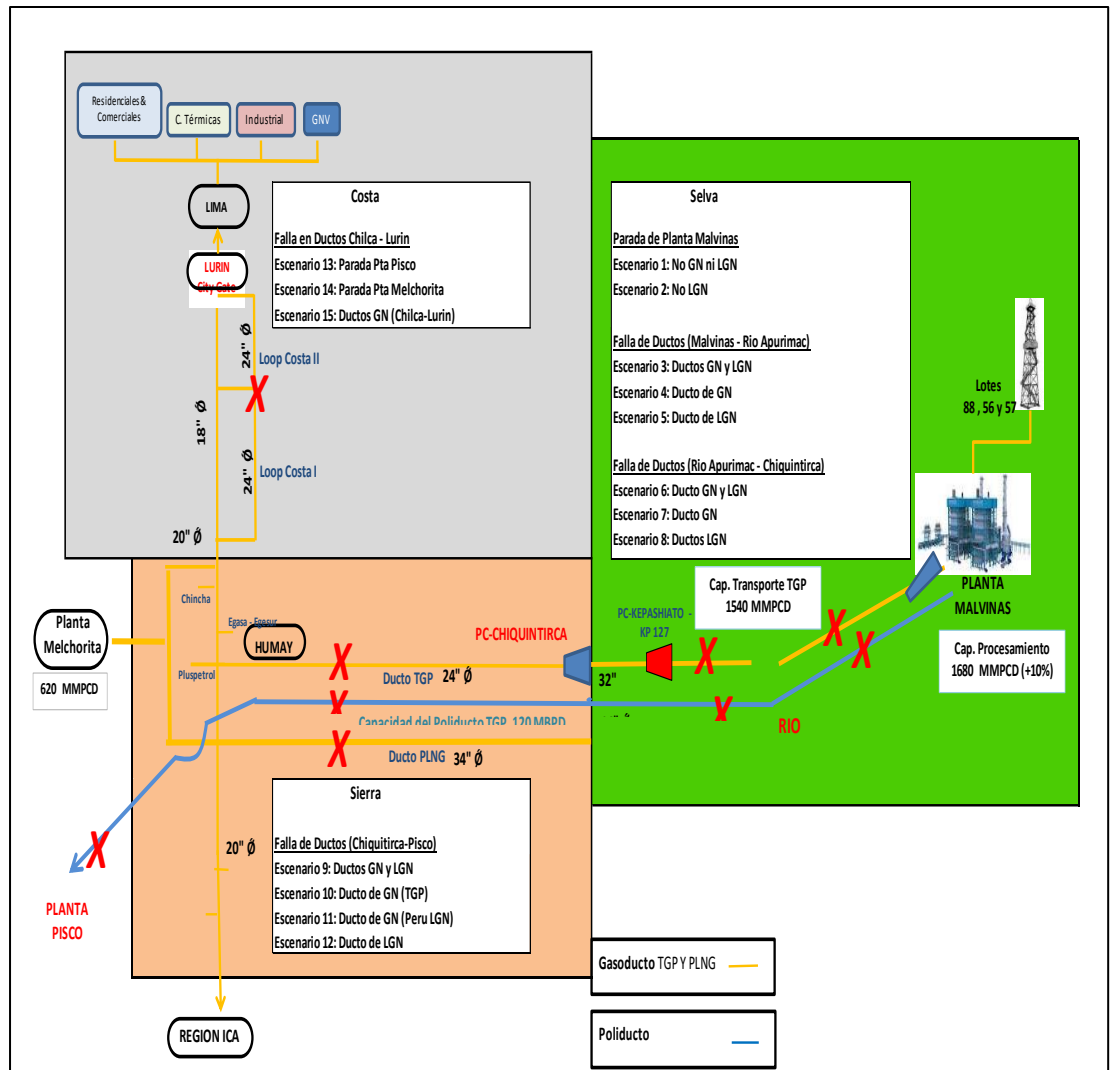
##### **-Falla en el Sistema de Transporte de GN y/o LGN**

- **Escenario 3:** Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac)
- **Escenario 4:** Falla del ducto de LGN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac)
- **Escenario 5:** Falla del ducto de GN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac)
- **Escenario 6:** Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca)
- **Escenario 7:** Falla del ducto de LGN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca)

- **Escenario 8:** Falla del ducto de GN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca)
- **Escenario 9:** Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco)
- **Escenario 10:** Falla del ducto de LGN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco)
- **Escenario 11:** Falla del ducto de GN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco)
- **Escenario 12:** Falla del ducto de GN Perú LNG (P.C. Chiquintirca - Pisco)
- **Escenario 13:** Falla del ducto de GN 24” en el tramo costa (Chilca – Lurín)
- **Escenario 14:** Falla del ducto de GN 18” en el tramo costa (Chilca – Lurín)
- **Escenario 15:** Falla del ducto de GN 18” y 24” en el tramo costa (Chilca – Lurín)

En la siguiente grafica se puede visualizar los escenarios probables de falla planteadas, en la Planta de Procesamiento de Gas Natural de Malvinas y en ductos del sistema transporte de GN y LGN por zona geográfica:

**Gráfico N° 10.- Escenarios probables de falla planteadas, en la Infraestructura de Producción y Transporte de GN y LGN**



Fuente: OSINERGMIN – ELABORACIÓN PROPIA

### 1.3 MARCO CONCEPTUAL

Los términos y abreviaturas empleados en la presente Tesis, ya sea que se empleen en singular o plural, tienen el significado atribuido a ellos, en el glosario que a continuación se detalla:

**AGUA DE PRODUCCION:** Es el agua procedente de los reservorios y que se produce conjuntamente con los Hidrocarburos; la misma que es separada y tratada antes de su disposición en superficie o para reinyección al subsuelo a través de Pozos

**BPD:** Barriles por día

**CONDENSADOS:** Son los Hidrocarburos Líquidos formados por la condensación de los Hidrocarburos separados del Gas Natural, debido a cambios en la presión y temperatura, permaneciendo líquidos a la temperatura del ambiente y presión atmosférica

**CONCESIONARIO:** Persona establecida en el Perú conforme a las leyes peruanas, a quien se le ha otorgado una Concesión para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos o de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos

**DRAG REDUCER AGENT: (DRA):** Agente Reductor de Fricción, que permite transportar mayor volumen de NGL al reducir la fricción, líquido-líquido y líquido paredes del ducto

**GAS NATURAL (GN):** Mezcla de Hidrocarburos en estado gaseoso, puede presentarse en su estado natural como Gas Natural Asociado y Gas Natural no Asociado. Puede ser húmedo si tiene Condensado, o ser seco si no lo contiene.

**GAS SECO:** Gas natural que existe en ausencia de condensado o hidrocarburos líquidos, o gas del que se han eliminado los hidrocarburos condensables

**GASODUCTO:** es una tubería muy extensa y de gran grosor que permite transportar un gas combustible a través de una larga distancia.

**GAS NATURAL LICUEFACTADO (GNL):** Es el Gas Natural Convertido al estado líquido por procesos criogénicos u otros que sólo le cambian su naturaleza física, siendo considerado para todos sus efectos como Gas Natural.

**GAS NATURAL VEHICULAR (GNV):** Es gas natural comprimido para hacer posible su empleo en el sector transporte.

**HIDROCARBURO:** Compuesto orgánico, gaseoso, líquido o sólido, que consiste principalmente de carbono e hidrógeno.

**KP:** Kilómetros extendidos a lo largo del gasoducto y/o poliducto

**LIQUIDOS DE GAS NATURAL (LGN):** Está conformado por una mezcla de etano, propano, butano y otros hidrocarburos más pesados.

**MMPCD:** Millones de pies cúbicos por día

**PLANTA COMPRESORA (PC):** Es un conjunto de equipos compresores de fluido que está construida para aumentar la presión y desplazar cierto tipo de fluidos llamados compresibles, hasta su punto de entrega.

**PLANTA CRIOGÉNICA:** Planta de procesamiento de Gas Natural, capaz de obtener producción de líquidos de éste, incluido etano, a bajas temperaturas de operación, usualmente menos de 10° C (menos de 50° F).

**PLANTA DE PROCESAMIENTO:** Instalación donde se cambian las características de los hidrocarburos que se encuentran en la naturaleza, al descomponerlos en los diferentes compuestos que los forman; así como también las posteriores transformaciones para convertirlos en los combustibles requeridos por la industria y su adecuación para facilitar su transporte. Incluye instalaciones donde al Gas Natural se le extrae las impurezas, el sulfuro de hidrógeno, el dióxido de carbono, el agua y componentes nocivos

**POLIDUCTO:** Tuberías para transportar productos refinados o petroquímicos desde las plantas a los centros de distribución y mercado o embarque.

**SISTEMA DE DISTRIBUCION:** En la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, es la parte de los Bienes de la Concesión que está conformada por las estaciones de regulación de puerta de ciudad (city gate), las redes de Distribución, las estaciones reguladoras y las Acometidas, y que son

operados por el Concesionario, bajo los términos del Reglamento y del Contrato

**SISTEMA DE RECOLECCION Y REINYECCION:** En la Explotación de Hidrocarburos, es el conjunto de tuberías, equipos e instalaciones usados por el Contratista para recolectar y transportar los Hidrocarburos producidos por el mismo hasta el Punto de Recepción o el punto de fiscalización; o para fines de reinyección a los yacimientos.

**SISTEMA DE TRANSPORTE:** Conjunto de bienes muebles e inmuebles, y en general todas las tuberías, obras, equipos e instalaciones requeridas para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos. Serán utilizados por el Concesionario bajo los términos del Contrato.

**ORGANISMO REGULADORES:** Tienen como función verificar el cumplimiento de las obligaciones legales, contractuales o técnicas por parte de las entidades o actividades supervisadas, así como la facultad de verificar el cumplimiento de cualquier mandato o resolución emitida por la autoridad competente.

**OSINERGMIN:** Es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, una institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas del sector Minería, Hidrocarburos, Gas Natural, Electricidad y Minería

**YACIMIENTO:** Área de superficie bajo el cual existe uno o más Reservorios que estén produciendo o que se haya probado que son capaces de producir Hidrocarburos

#### **1.4 MARCO LEGAL**

El marco normativo del presente trabajo de investigación está regido por las siguiente leyes, normas y reglamentos, las cuales a manera de resumen se indican a continuación, en el cual se resaltan los artículos relacionados con el desarrollo de Tesis:

- **TEXTO ÚNICO ORDENADO DE LA LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS.**

Mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM del 07 de octubre del 2005, se aprobó el “Texto Único Ordenado de Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, que regula las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional”. Al respecto, se exponen artículos directamente relacionados con la presente investigación:

“Artículo 2.- El Estado promueve el desarrollo de las actividades de Hidrocarburos sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica con la finalidad de lograr el bienestar de la persona humana y el desarrollo nacional.”

“Artículo 76.- El transporte, la distribución mayorista y minorista y la comercialización de los productos derivados de los Hidrocarburos se regirán por las normas que apruebe el Ministerio de Energía y Minas; dichas normas deberán contener mecanismos que satisfagan el abastecimiento del mercado interno.”

“Artículo 79.- La distribución de gas natural por red de ductos es un servicio público;”

- **POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL DEL PERÚ 2010-2040**

Aprobada mediante el Decreto Supremo N° 064-2010-EM, del 24 de noviembre de 2010, la misma que entre otros, promueve la eficiencia energética y el desarrollo de las energías renovables a nivel local, regional y nacional. Al respecto, se exponen artículos directamente relacionados con la presente investigación:

“Visión: Un sistema energético que satisface la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, que promueve el desarrollo sostenible y se soporta en la planificación y en la investigación e innovación tecnológica continua.”

- **LEY DE PROMOCIÓN DEL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL**

Aprobado mediante la Ley N° 27133 del 4 de junio de 1999, tiene por objeto: “establecer las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del gas natural#. A continuación, se expone artículos directamente relacionados con la presente investigación:

“Artículo 3.- Declaratoria de necesidad pública Declárase de interés nacional y necesidad pública, el fomento y desarrollo de la industria del gas natural, que comprende la explotación de los yacimientos de gas, el desarrollo de la infraestructura de transporte de gas y condensados; la distribución de gas natural por red de ductos; y los usos industriales en el país.”

- **REGLAMENTO DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS**

Aprobado mediante el Decreto Supremo N° 081-2007-EM del 21 de noviembre del 2007, tiene como finalidad: “normar lo referente a la actividad del Transporte de Hidrocarburos por Ductos”. Al respecto, se exponen artículos directamente relacionados con la presente investigación:

“Artículo 36.- Obligaciones del Concesionario

El Concesionario está obligado a:

(...)

c) Conservar y mantener el Sistema de Transporte en condiciones adecuadas para su operación eficiente, garantizando la calidad, continuidad y oportunidad del Servicio según las condiciones que fije el Contrato de Concesión y las normas técnicas pertinentes. El Concesionario deberá diseñar, construir, operar y mantener el Sistema de Transporte.”

“Artículo 62.- El Concesionario podrá variar transitoriamente las condiciones del Servicio ante una situación de emergencia, con la obligación de dar aviso de ello al Usuario y al Osinergmin, dentro de las veinticuatro (24) horas de producida la alteración. Corresponde únicamente al Osinergmin comprobar y calificar si los hechos aludidos por el Concesionario durante la operación del Sistema de Transporte por Ductos constituyen casos de fuerza mayor, relacionados a la obligación de continuidad del servicio. La variación del Servicio por razones de mantenimiento del Sistema de Transporte debe ser puesta en conocimiento del OSINERGMIN para su aprobación y del Usuario afectado para su información, con una anticipación no menor de sesenta (60) Días, indicándose la forma en que las tareas de mantenimiento afectarán el Servicio.”

- **NORMA DEL SERVICIO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR DUCTOS**

Aprobado mediante el Decreto Supremo N° 018-2004-EM del 16 de febrero del 2004, “regula la relación entre el Concesionario y sus Usuarios en relación al Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos, siendo de aplicación a los servicios prestados por el Concesionario de acuerdo con las condiciones particulares de cada servicio”. Al respecto, se exponen artículos directamente relacionados con la presente investigación:

“Artículo 41.- Principios de operación.

Para el caso de Sistemas de Transporte sin capacidad de almacenamiento cerca del mercado, el principio rector de la operación será el control diario del desbalance de cada Usuario. El desbalance acumulado de cada Usuario deberá mantenerse diariamente dentro de bandas de tolerancia que serán establecidas para cada gasoducto en función de sus características y situaciones de operación. El Concesionario podrá restringir los servicios y/o imponer penalidades a

los Usuarios que excedan tales bandas de tolerancia. Las penalidades serán de aplicación sólo en caso que los desbalances de un Usuario afecten la capacidad del Concesionario de cumplir sus obligaciones con el resto de sus clientes, pongan en peligro la operación del Sistema de Transporte, o sean de naturaleza repetitiva, deliberada o sistemática.

En las Normas de Despacho se establecerán las tolerancias y penalidades mencionadas, así como los instrumentos necesarios para facilitar a los actores la operación del Sistema de Transporte, tales como reprogramación de consumos, intercambio de desbalances entre Usuarios, prorrateo de interrupciones y reducciones del Servicio Interrumpible u otras a definir.

En caso el Concesionario decida interrumpir o reducir el Servicio Interrumpible bajo las circunstancias y características previstas en estas Normas, las Normas de Despacho y los Contratos de Transporte, el Usuario con Servicio Interrumpible deberá llevar a cabo la orden de reducción o interrupción de su consumo en un plazo no mayor a seis (6) horas de haber sido notificado por el Concesionario.”

“Artículo 42.- Equilibrio de entregas y recepciones.

El Usuario debe realizar sus mejores esfuerzos por ajustar las entregas y recepciones de Gas Natural a su Solicitud de Transporte, a fin de mantener un equilibrio diario en el Sistema de Transporte.

En todos los casos que se prevean variaciones horarias significativas en la demanda dentro de un Día Operativo, las mismas deberán ser consignadas en la Nominación.

Cuando deban aplicarse reducciones de Servicio de Transporte causadas por desbalances de Usuarios, estas reducciones deberán ser dirigidas por el Concesionario y asumidas y ejecutadas por los Usuarios que produjeron dichos desbalances en forma proporcional a

los desbalances de cada uno y según la necesidad de corte para la recuperación y/o normalización del sistema. Estas reducciones no podrán generar reclamo al Concesionario por parte de los Usuarios responsables de la misma.”<sup>3</sup>

- **TEXTO ÚNICO ORDENADO DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED DE DUCTOS**

Aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM del 22 de julio del 2008, “norma lo referente a la actividad del servicio público de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, incluyendo los procedimientos para otorgar concesiones, para fijar las tarifas, normas de seguridad, normas sobre protección del ambiente, disposiciones sobre la autoridad competente de regulación, así como normas vinculadas a la fiscalización”. A continuación, se exponen artículos directamente relacionados con la presente tesis:

“Artículo 42°- El Concesionario está obligado a:

(...)

d) Conservar y mantener el Sistema de Distribución, en condiciones adecuadas para su operación eficiente, garantizando la calidad, continuidad y oportunidad del servicio según las condiciones que fije el Contrato y las normas técnicas pertinentes. El Concesionario deberá diseñar, construir, operar y mantener el Sistema de Distribución.”

“Artículo 70°.- La variación del servicio por razones de mantenimiento del Sistema de Distribución debe ser puesta en conocimiento de Osinergmin para su aprobación y del Consumidor afectado para su información, con una anticipación no menor de sesenta (60) Días, indicándose la forma en que afectará al servicio las tareas de

---

<sup>3</sup> Modificado por Decreto Supremo N° 017-2018-EM del 23 de julio de 2018

mantenimiento. En estos casos el Consumidor debe tomar todas las precauciones necesarias para abastecerse de otro combustible”<sup>4</sup>.

- **MECANISMO DE RACIONAMIENTO PARA EL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL AL MERCADO INTERNO ANTE UNA DECLARATORIA DE EMERGENCIA**

Aprobado mediante Decreto Supremo N° 017-2018-EM del 23 de julio de 2018, señala que: “en caso de emergencia para el suministro de gas natural, en caso se presenten eventos que pongan en riesgo el abastecimiento de gas natural al mercado interno, establece medidas preventivas que permitan realizar acciones inmediatas, a fin de evitar el desabastecimiento de dicho combustible al mercado interno”. A continuación, se exponen artículos directamente relacionados con la presente tesis:

“Artículo 1.- Objeto Establecer el Mecanismo de Racionamiento ante situaciones que afecten y pongan en Emergencia el abastecimiento de gas natural en el país.”

“Artículo 5.- De la prioridad de la asignación de gas natural en casos de Emergencia

(...)

Declarada la Emergencia y activado el Mecanismo de Racionamiento, se debe realizar las asignaciones de volúmenes de gas natural, según el siguiente orden de prioridad y prorrateo.

1. Consumidores Residenciales y Comerciales Regulados.
2. Establecimientos de Venta al Público de GNV, Establecimiento destinado al suministro de GNV en sistemas integrados de transporte y consumidores directos de GNV destinados al transporte

---

<sup>4</sup> Modificado por Decreto Supremo N° 017-2018-EM del 23 de julio de 2018

público; y las estaciones de Compresión y Licuefacción de Gas Natural que abastezcan a los mencionados Agentes.

3. Generadores Eléctricos.
4. Consumidores Industriales Regulados con consumos menores a 20,000 m<sup>3</sup>/día y Estaciones de Compresión y Licuefacción de Gas Natural que no se encuentran en el numeral 2.
5. Consumidores Industriales Regulados con consumos mayores a 20,000 m<sup>3</sup>/día.
6. Consumidores Independientes con Contratos de Suministro y de Servicio de Transporte en Firme e Interrumpible.

Se aplica el orden de prioridad en la asignación de gas natural para los numerales 1 y 2 del presente artículo. Respecto a los numerales 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorroto.

El Productor efectúa la prorrata teniendo en cuenta los consumos de los siete (07) días calendario anterior a la fecha del inicio de la Emergencia. En caso de existir excedente de volumen en un nivel de prelación, este volumen se asigna al siguiente nivel inmediato. El Productor asigna los volúmenes de Gas Natural a cada Generador Eléctrico, conforme a lo que disponga el COES en concordancia con lo establecido en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, o la norma que lo modifique o sustituya, debiendo el COES poner en conocimiento a la Dirección General de Electricidad. (...)

(el subrayado es nuestro)

## **CAPITULO II - PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

### **2.1 SITUACIÓN PROBLEMÁTICA**

El proyecto Camisea incrementó las reservas gasíferas del Perú, las mismas que proveen de un importante volumen de gas natural y líquidos del gas natural con destino al mercado interno, convirtiendo al gas natural en la principal fuente de suministro para el sector energético.

Ocasionando una fuerte dependencia de los sectores de consumo eléctrico, vehicular, industrial, comercial y residencial, con relación al suministro de gas natural; lo cual hace muy vulnerable a estos sectores frente a una restricción de este combustible. Más aún cuando todo el suministro considera un único proveedor, un único centro de procesamiento y único sistema de transporte.

Por lo que resulta necesario elaborar un análisis que permita conocer los impactos que podrían acontecer en el mercado nacional debido a una contingencia en el sistema de procesamiento y transporte de gas natural ocasionado por una falla en la Planta de Procesamiento de Gas Natural de Malvinas o por la rotura de uno de los ductos en unos de los tramos del Sistema de Transporte de Gas Natural y/o Líquidos de Gas Natural, que genere la restricción del servicio de suministro de gas natural.

En tal sentido, se han formulado escenarios probables ocasionados por una falla de uno de los componentes de la cadena de valor del gas natural, que ocasionarían el racionamiento del suministro.

En cada escenario se evalúa el impacto estimado que ocasionaría la restricción del servicio, a los sectores consumo residencial, comercial, industrial y generación eléctrica y se estima los sectores de consumo que se deberían atender con los recursos remanentes de gas natural.

## **2.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

### **2.2.1 PROBLEMA GENERAL**

¿De qué manera se ve afectado el abastecimiento de gas natural a los sectores de consumo: ¿Residencial y Comercial, Industrial, Generación Eléctrica, GNV y Consumidores Independientes, ocasionado por restricciones en el suministro y transporte de gas natural y líquidos de Camisea?

### **2.2.2 PROBLEMAS ESPECÍFICOS**

**PE1-** ¿De qué manera se ve afectado el nivel de abastecimiento de gas natural a los sectores de consumo:

- Residencial y Comercial,
- Industrial,
- Generación Eléctrica,
- GNV, y
- Consumidores Independientes.

ocasionado por restricciones en el suministro de gas natural y líquidos de Camisea?, y considerando la estacionalidad (avenida y estiaje), debido a:

- Falla de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas con rotura de línea By Pass.
- Falla de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas con rotura de línea By Pass

**PE2-** ¿De qué manera se ve afectado el nivel de abastecimiento de gas natural a los sectores de consumo:

- Residencial y Comercial,
- Industrial,
- Generación Eléctrica,
- GNV, y
- Consumidores Independientes.

ocasionado por restricciones en el transporte de gas natural y líquidos de Camisea?, y considerando la estacionalidad (avenida y estiaje) debido a:

- Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac)
- Falla del ducto de LGN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac)
- Falla del ducto de GN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac)
- Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca)
- Falla del ducto de LGN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca)
- Falla del ducto de GN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca)
- Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco)
- Falla del ducto de LGN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco)
- Falla del ducto de GN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco)
- Falla del ducto de GN Perú LNG (P.C. Chiquintirca - Pisco)
- Falla del ducto de GN 24” en el tramo costa (Chilca – Lurín)
- Falla del ducto de GN 18” en el tramo costa (Chilca – Lurín)
- Falla del ducto de GN 18” y 24” en el tramo costa (Chilca – Lurín)

## **2.3 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN**

### **2.3.1 JUSTIFICACIÓN**

La presente investigación se justifica porque permite determinar, en distintos escenarios, las repercusiones que tendría en el mercado

interno una eventual falla que afecten la producción, el suministro o el transporte de gas natural y/o de Líquidos de Gas Natural por Ductos, que originen la imposibilidad de cubrir total o parcialmente la demanda de gas natural al mercado interno y que pongan en riesgo la continuidad del suministro de Gas Natural.

### **2.3.2 IMPORTANCIA**

Es importante porque como resultado del análisis y evaluación de los escenarios planteados, se presentan resultados distintos respecto al comportamiento de la demanda de los consumidores del mercado interno (Residenciales y Comerciales, Industriales, Generación Eléctrica, GNV y Consumidores Independientes).

Lo que permite establecer medidas preventivas para tomar acciones, a fin de mitigar el desabastecimiento de dicho combustible y su probable racionamiento en las actividades esenciales para la población de nuestro país. Mediante una gestión más eficiente del uso del gas natural disponible, por parte de los Productores, Concesionarios de Transporte de Gas Natural y/o Concesionarios del Servicio de Distribución con la supervisión de los Organismos Reguladores.

## **2.4 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **2.4.1 OBJETIVO GENERAL**

Analizar y evaluar los impactos en el abastecimiento a los sectores de consumo Residencial, Comercial, Industrial, GNV y Generación Eléctrica, debido a restricciones en el suministro y transporte de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea y proponer acciones preventivas para mitigar sus efectos

### **2.4.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS**

**OE1-** Analizar y evaluar el nivel del impacto en el abastecimiento de gas natural a los sectores de consumo:

- Residencial y Comercial,

- Industrial,
- Generación Eléctrica,
- GNV, y
- Consumidores Independientes.

ocasionado por restricciones en el suministro de gas natural y líquidos de Camisea?, considerando la estacionalidad (avenida y estiaje) debido a:

- Falla de la Planta de Procesamiento de Malvinas con rotura de la línea by-pass
- Falla de la Planta de Procesamiento de Malvinas sin rotura de la línea by-pass

**OE2-** Analizar y evaluar el nivel del impacto en el abastecimiento de gas natural a los sectores de consumo:

- Residencial y Comercial,
- Industrial,
- Generación Eléctrica,
- GNV, y
- Consumidores Independientes.

ocasionado por restricciones en el transporte de gas natural y líquidos de Camisea?, considerando la estacionalidad (avenida y estiaje) debido a:

- Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac)
- Falla del ducto de LGN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac)
- Falla del ducto de GN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac)
- Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca)

- Falla del ducto de LGN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca)
- Falla del ducto de GN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca)
- Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco)
- Falla del ducto de LGN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco)
- Falla del ducto de GN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco)
- Falla del ducto de GN Perú LNG (P.C. Chiquintirca - Pisco)
- Falla del ducto de GN 24” en el tramo costa (Chilca – Lurín)
- Falla del ducto de GN 18” en el tramo costa (Chilca – Lurín)
- Falla del ducto de GN 18” y 24” en el tramo costa (Chilca – Lurín)

## **2.5 HIPOTESIS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **2.5.1 HIPÓTESIS GENERAL**

Las restricciones en el suministro y transporte de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea afectan el abastecimiento de gas natural a los sectores de consumo: Residencial y Comercial, Generación Eléctrica, Industrial, GNV y Consumidores Independientes.

### **2.5.2 HIPÓTESIS ESPÉCIFICAS**

**HE1-** Las restricciones en el suministro de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea afectan el abastecimiento de gas natural a los sectores de consumo: Residencial y Comercial, Generación Eléctrica, Industrial, GNV y Consumidores Independientes.

**HE2-** Las restricciones en el transporte de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea afectan el abastecimiento de gas natural a los sectores de consumo: Residencial y Comercial, Generación Eléctrica, Industrial, GNV y Consumidores Independientes.

## **2.6 VARIABLES DE LA INVESTIGACIÓN**

### **2.6.1 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES**

#### **VARIABLE INDEPENDIENTE:**

**VI-** Restricciones en el suministro y transporte de gas natural y líquidos de gas de Camisea

#### **INDICADORES**

- Restricciones en el suministro de gas natural y líquidos de gas natural
- Restricciones en el transporte de gas natural y líquidos de gas natural.

#### **VARIABLE DEPENDIENTE:**

**VD-** Abastecimiento a los sectores de consumo:

#### **INDICADORES**

Abastecimiento a los sectores de consumo:

- Residencial y Comercial,
- Generación Eléctrica,
- Industrial,
- GNV, y
- Consumidores Independientes

### **2.6.2 OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES**

En la siguiente tabla se detalla la Operacionalización de Variables del presente trabajo de investigación

**Tabla N° 1: Operacionalización de Variables**

Variable	Definición Operacional	Indicadores
<b>VI-</b> Restricciones en el suministro y transporte de gas natural y líquidos de gas de Camisea	Situación ó evento en la infraestructura de Procesamiento y/o Transporte de gas natural y líquidos de gas natural que afecte el abastecimiento total o parcial de gas natural al mercado interno	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Restricciones en el suministro de gas natural de Camisea</li> <li>➤ Restricciones en el transporte de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea</li> </ul>
<b>VD-</b> Abastecimiento a los sectores de consumo Residencial y Comercial, Generación Eléctrica, Industrial	Gas natural necesario para atender la demanda de gas natural a los sectores de consumo: Residencial y Comercial, Generación Eléctrica, Industrial, GNV y Consumidores Independientes	Sectores de consumo: <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Residencial y Comercial</li> <li>➤ Generación Eléctrica</li> <li>➤ Industrial</li> <li>➤ GNV</li> <li>➤ Consumidores Independientes</li> </ul>

ELABORACIÓN PROPIA

## **CAPITULO III - METODOLÓGIA DE LA INVESTIGACIÓN**

### **3.1 TIPO, NIVEL Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN**

**Tipo de Investigación: Aplicativa**

“La investigación aplicada busca conocer para hacer, para actuar, para construir, para modificar, le preocupa la aplicación inmediata sobre una realidad concreta”<sup>5</sup>.

### **Nivel de la Investigación: Descriptivo**

“Estudios descriptivos busca especificar propiedades y características importantes de cualquier fenómeno que se analice. Describe tendencias de un grupo o población”<sup>6</sup>

### **Diseño de la Investigación: No Experimental**

“Investigación no experimental: Estudios que se realizan sin la manipulación deliberada de variables y en los que sólo se observan los fenómenos en su ambiente natural para analizarlos.”<sup>7</sup>

Esta investigación reúne las condiciones de una investigación aplicada, descriptiva y no experimental. Se dice estudio aplicativo por que busca conocer cómo se produce el desabastecimiento de gas natural para actuar; es descriptivo, pues el objetivo de la investigación es llegar a conocer las situaciones predominantes que ocasionan el desabastecimiento de gas natural a través de la descripción y limitaciones de la infraestructura y procesos de sistema de transporte y producción de GN y LGN, no se limita a la recolección de datos. Es no experimental porque no se manipula deliberadamente las variables independientes referida a la restricción en el suministro y transporte de GN y LGN, lo que se hace es observar su efecto sobre la variable dependiente al desabastecimiento al mercado interno, para después analizarlos y poder proponer medidas para mitigar sus efectos.

---

<sup>5</sup> AVILA ACOSTA, Roberto B (1997). Apuntes de perfil de Tesis. 1ra Edición. Editorial: Educación y cultura. Pág. 38.

<sup>6</sup> HERNANDEZ, Roberto; FERNÁNDEZ, C y BAPTISTA, M. (2014). Metodología de la Investigación. 6ta Edición. México. Pág. 92.

<sup>7</sup> HERNANDEZ, Roberto; FERNÁNDEZ, C y BAPTISTA, M. (2014). Metodología de la Investigación. 6ta Edición. México. Pág. 152.

### **3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA**

La población de la investigación para determinar las variables de estudio fue la infraestructura de producción y transporte de gas natural y de líquidos de gas natural por ductos del proyecto Camisea, y su distribución al mercado interno del país.

La muestra materia de investigación es la demanda de gas natural para los sectores de consumo: Residencial, Comercial, Industrial, GNV y Generación Eléctrica.

## **CAPITULO IV - TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **4.1 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

En la presenta investigación, se utilizó el Análisis Documental, como una técnica de recolección de datos, de acuerdo con el siguiente detalle:

**Análisis Documental:** con el propósito de obtener un mejor nivel de estudio, se tomaron en cuenta libros, artículos, trabajos de investigación, tesis y cartas e informes relacionadas a los impactos ´por restricciones en el suministro de gas natural, que se obtuvieron de la información proporcionada por el Productor y por los Concesionarios del proyecto Camisea y de lo disponible en las páginas web de los organismos reguladores, universidades y centros de investigación nacionales e internacionales (ver direcciones en la bibliografía).

### **4.2 INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

El procesamiento de los datos se dio a través de las siguientes técnicas:

- Codificación y clasificación de datos
- Tabulación de datos
- Elaboración de cuadros y representaciones estadísticas.

### **4.3 TÉCNICAS DE PROCESAMIENTO, ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS**

Los datos serán procesados y analizados usando software destinado para esto. Se hará empleo de Microsoft Excel y programas destinados a realizar análisis estadísticos, en un ambiente amigable, a través de interfaces fáciles de manejar y entender.

La Técnica de Análisis de la presente investigación es mediante el Método Cuantitativo, técnica que es de forma numérica y objetiva a la cual serán sometidos los datos obtenidos para un correcto análisis e interpretación, se usarán las siguientes ayudas estadísticas:

- **Procedimientos de análisis de relación:** Regresiones para verificar el grado de dependencia y relación entre variables.
- **Procedimientos generales de análisis:** Gráficos estadísticos para evaluar proporciones, histogramas de frecuencia, comparaciones, pruebas estadísticas para medidas de tendencias, etc.

## **CAPITULO V - CONTRASTACIÓN DE HIPOTESIS**

Para realizar la contratación de las hipótesis se tiene como referencia el marco teórico y la información proporcionada por las empresas de suministro y transporte de gas natural los que nos señalan en total 30 escenarios de acuerdo a la estacionalidad (15 en período de avenidas y 15 en período de estiaje) y en los cuales se puede identificar si de acuerdo a la severidad de la restricción afectaría a la demanda del mercado interno, con los resultados señalados, contrastaremos la hipótesis de investigación empleando la prueba de chi – cuadrado o la prueba exacta de Fischer según corresponda. La hipótesis general dice:

### **Hipótesis general**

Las restricciones en el suministro y transporte de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea afectan el abastecimiento de gas natural a los sectores

de consumo: Residencial y Comercial, Generación Eléctrica, Industrial, GNV y Consumidores Independientes.

### **Hipótesis nula**

Las restricciones en el suministro y transporte de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea **no** afectan el abastecimiento de gas natural a los sectores de consumo: Residencial y Comercial, Generación Eléctrica, Industrial, GNV y Consumidores Independientes.

### **Validación de la hipótesis planteada:**

#### **Paso 1: Planteamos las hipótesis estadísticas:**

Ho:  $p = 0$  (Hipótesis Nula)

Las restricciones en el suministro y transporte de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea **no** afectan el abastecimiento de gas natural a los sectores de consumo: Residencial y Comercial, Generación Eléctrica, Industrial, GNV y Consumidores Independientes.

H1:  $p \neq 0$  (Hipótesis Alternativa)

Las restricciones en el suministro y transporte de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea afectan el abastecimiento de gas natural a los sectores de consumo: Residencial y Comercial, Generación Eléctrica, Industrial, GNV y Consumidores Independientes.

#### **Paso 2: Nivel de significación:**

NC= 0.95 (Nivel de confianza)

$\alpha = 0,05$  (prueba bilateral)

#### **Paso 3: Prueba estadística - prueba de chi-cuadrado o prueba exacta de Fisher**

Si  $f_e \leq 20\%$  casillas con valores menores a 5 → test de chi -cuadrado

Si  $f_e > 20\%$  casillas con valores menores a 5 → test exacto de Fisher

#### **Paso 4: Criterio de decisión**

Si p-valor < 0.05 se rechaza la  $H_0$

Si p-valor  $\geq$  0.05 se acepta la  $H_0$  y se rechaza  $H_1$

#### **Paso 5: Validación de datos**

El procesamiento de los datos se realizó con el Software estadístico SPSS versión 26, ingresando los siguientes datos, de acuerdo a los 30 escenarios planteados (15 en período de Avenida y 15 en período de Estiaje) y la información recibida para cada escenario de parte de los agentes involucrados que a continuación se detalla en las siguientes Tablas:

**Tabla N° 2: Escenario ocasiona restricción del Gas Natural**

Ocasiona Restricción en el Gas Natural	
Si	1
No	2

**Tabla N° 3: Escenario afecta el abastecimiento al Mercado Interno**

Afecta Abastecimiento del Mercado Interno	
Si	1
No	2

**Tabla N° 4: Escenario ocasiona restricción y afecta el abastecimiento al Mercado Interno**

Escenario	Ocasiona Restricción en el Gas Natural	Afecta Abastecimiento del Mercado Interno
1-Avenida	1	1
2-Avenida	1	1
3-Avenida	1	1
4-Avenida	1	1
5-Avenida	1	1
6-Avenida	1	1
7-Avenida	1	1
8-Avenida	1	1
9-Avenida	1	1

**Tabla N° 4: Escenario ocasiona restricción y afecta el abastecimiento al Mercado Interno**

Escenario	Ocasiona Restricción en el Gas Natural	Afecta Abastecimiento del Mercado Interno
10-Avenida	1	1
11-Avenida	1	2
12-Avenida	1	2
13-Avenida	2	2
14-Avenida	2	2
15-Avenida	2	2
16-Estiaje	1	1
17-Estiaje	1	1
18-Estiaje	1	1
19-Estiaje	1	1
20-Estiaje	1	1
21-Estiaje	1	1
22-Estiaje	1	1
23-Estiaje	1	1
24-Estiaje	1	1
25-Estiaje	1	1
26-Estiaje	1	1
27-Estiaje	1	1
28-Estiaje	2	2
29-Estiaje	2	2
30-Estiaje	2	2

### **Paso 6: Resultados y Conclusiones**

Los datos detallados en el paso anterior, se ingresaron a la base de datos del Software estadístico SPSS versión 26, de la que se obtuvo los siguientes resultados

**Tabla N° 5**  
**Tabla cruzada**  
**Escenarios de Restricciones de Gas Natural\***  
**Afectan Abastecimiento del Mercado Interno**

			Afectan Abastecimiento del Mercado Interno		Total
			Afecta	No Afecta	
Escenarios de Restricciones de Gas Natural	Afecta	Recuento	22	2	24
		Recuento esperado	17.6	6.4	24.0
	No Afecta	Recuento	0	6	6
		Recuento esperado	4.4	1.6	6.0
Total		Recuento	22	8	30
		Recuento esperado	22.0	8.0	30.0

**Tabla N° 6**

Pruebas de chi-cuadrado					
	Valor	df	Significación asintótica (bilateral)	Significación exacta (bilateral)	Significación exacta (unilateral)
Chi-cuadrado de Pearson	20,625 <sup>a</sup>	1	0.000006		
Corrección de continuidad <sup>b</sup>	16.204	1	0.000057		
Razón de verosimilitud	21.027	1	0.000005		
Prueba exacta de Fisher				0.000047	0.000047
Asociación lineal por lineal	19.938	1	0.000008		
N de casos válidos	30				

Nota:

a) 2 casillas (50,0%) han esperado un recuento menor que 5. El recuento mínimo esperado es 1,60.

b) Sólo se ha calculado para una tabla 2x2

Según la Tabla N° 5: Tabla cruzada y en concordancia con lo señalado en la nota a) de la Tabla N° 6, se observa que existen 2 casillas (50%) con un

recuento esperado ( $f_e$ ) con valores menores a 5. Es decir, si la  $f_e > 20\%$ , tiene casillas con valores menores a 5 la prueba exacta de Fisher es la más eficiente y descartamos la prueba de chi cuadrado.

En tal sentido, de acuerdo a la Tabla N° 6, respecto a los resultados de la Prueba exacta de Fisher, se observa que la Significación exacta (bilateral) es de  $0,000047 < 0.05$ , por lo que se rechaza la  $H_0$ : Las restricciones en el suministro y transporte de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea **no** afectan el abastecimiento de gas natural a los sectores de consumo: Residencial y Comercial, Industrial, Generación Eléctrica, GNV y Consumidores Independientes y se acepta la  $H_1$ : Las restricciones en el suministro y transporte de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea afectan el abastecimiento de gas natural a los sectores de consumo: Residencial y Comercial, Industrial, Generación Eléctrica, GNV y Consumidores Independientes.

## **CAPITULO VI - PRESENTACIÓN, INTERPRETACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

### **6.1 PRESENTACIÓN E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS**

Los Escenarios para considerar son los que a continuación se enumeran

#### **Evaluación de resultados en Período de Avenida (marzo 2021)**

Con el consumo promedio de gas natural en período de avenida (marzo 2021) que se puede visualizar el Grafico N° 5 del presente informe y el orden de prioridad para la asignación de volumen de gas natural para el mercado interno de acuerdo al mecanismo de racionamiento, se determina el porcentaje de prorrateo aplicar al gas disponible de acuerdo a cada uno de los escenarios planteados, el cual se muestra en la Tabla N° 7:

**Tabla N° 7: Cálculo de los factores de prorrateo de prioridades 3 al 6 en Período de Avenida**

Sector por orden de prioridad	Consumo promedio Período de Avenida Marzo 2021 MMPCD	Factor de Prorrateo %
1.Residencial y Comercial	26.65	No Aplica
2.GNV	51.83	No Aplica
3.Generadores Eléctricos	225.23	49.24%
4. Consumidores Industriales Regulados consumos < 20,000m3/día	53.64	11.73%
5. Consumidores Industriales Regulados consumos > 20,000m3/día	33.52	7.33%
6. Consumidores Independientes	145.05	31.71%
Total Promedio Mercado Interno	535.92	100.00%

**Falla de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas:**

- **Escenario 1:** Falla de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas y rotura de línea By Pass, la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 8:

**Tabla N° 8: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 1**

Escenario 1	Impactos	GN Disponible (MMPCD)		N° Días
Falla de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas y rotura de línea By Pass, no hay producción de gas natural ni líquidos de gas natural	Se paraliza operación de Planta Malvinas			
	Tiempo requerido de Normalización			13
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por rotura de línea By.pass			
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP		65.00	13
	<b>Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad</b>	<b>Consumo</b>	<b>Prorrateo</b>	<b>N° Días</b>
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	26.65	N.A.	26.65
	2. Suministro parcial a GNV	51.83	N.A.	38.35
	3. Restricción total a Generadores Electricosparcial a GNV	225.23	49.24%	0.00
	4. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/día	53.64	11.73%	0.00
	5. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/día	33.52	7.33%	0.00
6. Restricción total a Consumidores Independientes	145.05	31.71%	0.00	
<b>Total</b>	<b>535.92</b>	<b>100.00%</b>	<b>65.00</b>	

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial y Comercial es normal; para el GNV solo se podrá atender el 38.35 MMPCD que representa el 74% de su consumo promedio. No habría gas natural para las prioridades de la 3 a la 6. Duración de las actividades de normalización y tiempo de entrega de gas disponible por 13 días.

- **Escenario 2:** Falla de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas, uso de línea By-Pass, la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 9:

**Cuadro N° 9: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 2**

Escenario 2	Impactos	GN Disponible (MMPCD)	N° Días	
Falla de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas, no hay producción de líquidos de gas natural	Se paraliza parcialmente operación de Planta Malvinas			
	Tiempo requerido de Normalización		13	
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por línea By.pass	400.00	15	
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP			
	<b>Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad</b>	<b>Consumo</b>	<b>Prorrateo</b>	<b>N° Días</b>
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	26.65	N.A.	26.65
	2. Suministro normal a GNV	51.83	N.A.	51.83
	3. Restricción parcial a Generadores Electricosparcial a GNV	225.23	49.24%	158.31
	4. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/día	53.64	11.73%	37.70
	5. Restricción parcial a a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/día	33.52	7.33%	23.56
6. Restricción parcial a Consumidores Independientes	145.05	31.71%	101.95	
<b>Total</b>	<b>535.92</b>	<b>100.00%</b>	<b>400.00</b>	

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV es normal; restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la

asignación de gas natural se aplica por prorrateo considerando un volumen de 158,31 MMPCD; 37,30 MMPCD; 23,56 MMPCD; y 101,95 respectivamente. Duración de las actividades de normalización por 13 días, tiempo de entrega de gas disponible por 15 días.

### Falla en el Sistema de Transporte de GN y/o LGN:

- **Escenario 3:** Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 10:

**Tabla N° 10: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 3**

Escenario 3	Impactos	GN Disponible (MMPCD)	N° Días	
Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac)	No se tiene inyección de GN de Malvinas			
	Tiempo requerido de Normalización			13
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por rotura de línea By.pass			
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP			65.00
	<b>Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad</b>			<b>Consumo</b>
				<b>Prorratio</b>
				<b>N° Días</b>
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales			26.65
	2. Restricción parcial a GNV			51.83
	3. Restricción total a Generadores Electricosparcial a GNV			225.23
4. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/dia			53.64	
5. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/dia			33.52	
6. Restricción total a Consumidores Independientes			145.05	
<b>Total</b>			<b>535.92</b>	

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial y Comercial es normal; para el GNV solo se podrá atender 38,35 MMPCD que representa el 74% de su consumo

promedio. No habría gas natural para las prioridades de la 3 a la 6. Duración de las actividades de normalización y tiempo de entrega de gas disponible por 13 días.

- **Escenario 4:** Falla del ducto de LGN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 11:

**Tabla N° 11: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 4**

Escenario 4	Impactos	GN Disponible (MMPCD)		N° Días	
		Consumo	Prorrateso		
Falla del ducto de LGN en el tramo selva (Planta Malvinas - Rio Apurímac)	Producción Malvinas limitada por capacidad de reinyección		400.00	15	
	Tiempo requerido de Normalización			13	
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por línea By.pass				
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP				
	<b>Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad</b>	<b>Consumo</b>	<b>Prorrateso</b>	<b>N° Días</b>	
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	26.65	N.A.	26.65	15
	2. Suministro normal a GNV	51.83	N.A.	51.83	15
	3. Restricción parcial a Generadores Electricosparcial a GNV	225.23	49.24%	158.31	15
	4. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/día	53.64	11.73%	37.70	15
	5. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/día	33.52	7.33%	23.56	15
6. Restricción parcial a Consumidores Independientes	145.05	31.71%	101.95	15	
<b>Total</b>	<b>535.92</b>	<b>100.00%</b>	<b>400.00</b>		

Como resultado interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV es normal; restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorrateso considerando un volumen de 158,31 MMPCD; 37,30 MMPCD; 23,56 MMPCD; y 101,95

respectivamente. Duración de las actividades de normalización por 13 días, tiempo de entrega de gas disponible por 15 días.

- **Escenario 5:** Falla del ducto de GN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 12:

**Tabla N° 12: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 5**

Escenario 5	Impactos	GN Disponible (MMPCD)	N° Días	
Falla del ducto de GN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac)	No se tiene inyección de GN de Malvinas			
	Tiempo requerido de Normalización		13	
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por rotura de línea By.pass			
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP	65.00	13	
	<b>Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad</b>	<b>Consumo</b>	<b>Prorrateo</b>	<b>N° Días</b>
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	26.65	N.A.	26.65
	2. Restricción parcial a GNV	51.83	N.A.	38.35
	3. Restricción total a Generadores Electricosparcial a GNV	225.23	49.24%	0.00
	4. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/día	53.64	11.73%	0.00
	5. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/día	33.52	7.33%	0.00
6. Restricción total a Consumidores Independientes	145.05	31.71%	0.00	
<b>Total</b>	<b>535.92</b>	<b>100.00%</b>	<b>65.00</b>	

Como resultado interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial y Comercial es normal; para el GNV solo se podrá atender 38,35 MMPCD que representa el 74% de su consumo promedio. No habría gas natural para las prioridades de la 3 a la 6. Duración de las actividades de normalización y tiempo de entrega de gas disponible por 13 días.

- **Escenario 6:** Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 13:

**Tabla N° 13: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 6**

Escenario 6	Impactos	GN Disponible (MMPCD)		N° Días
Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca)	No se tiene inyección de GN de Malvinas			
	Tiempo requerido de Normalización			9
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por rotura de línea By.pass			
	Se dispondría unicamente de Disponibilidad de Linepack TGP		76.00	9
	Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad	Consumo	Prorrateo	N° Días
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	26.65	N.A.	26.65
	2. Restricción parcial a GNV	51.83	N.A.	49.35
	3. Restricción total a Generadores Electricosparcial a GNV	225.23	49.24%	0.00
	4. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/dia	53.64	11.73%	0.00
	5. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/dia	33.52	7.33%	0.00
6. Restricción total a Consumidores Independientes	145.05	31.71%	0.00	
<b>Total</b>	<b>535.92</b>	<b>100.00%</b>	<b>76.00</b>	

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial y Comercial es normal; para el GNV solo se podrá atender 49,35 MMPCD que representa el 95% de su consumo promedio. No habría gas natural para las prioridades de la 3 a la 6. Duración de las actividades de normalización y tiempo de entrega de gas disponible por 9 días.

- **Escenario 7:** Falla del ducto de LGN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 14:

**Tabla N° 14: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 7**

Escenario 7	Impactos	GN Disponible (MMPCD)	N° Días		
Falla del ducto de LGN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca)	Producción Malvinas limitada por capacidad de reinyección	400.00	15		
	Tiempo requerido de Normalización		9		
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por línea By.pass				
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP				
	Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad	Consumo	Prorrateo	N° Días	
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	26.65	N.A.	26.65	15
	2. Suministro normal a GNV	51.83	N.A.	51.83	15
	3. Restricción parcial a Generadores Electricos	225.23	49.24%	158.31	15
	4. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/día	53.64	11.73%	37.70	15
	5. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/día	33.52	7.33%	23.56	15
6. Restricción parcial a Consumidores Independientes	145.05	31.71%	101.95	15	
<b>Total</b>	<b>535.92</b>	<b>100.00%</b>	<b>400.00</b>		

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV es normal; restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorrateo considerando un volumen de 158,31 MMPCD; 37,30 MMPCD; 23,56 MMPCD; y 101,95 respectivamente. Duración de las actividades de normalización por 9 días, tiempo de entrega de gas disponible por 15 días.

- **Escenario 8:** Falla del ducto de GN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 15:

**Tabla N° 15: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 8**

Escenario 8	Impactos	GN Disponible (MMPCD)	N° Días	
Falla del ducto de GN en el tramo selva (Rio Apurímac - P.C. Chiquintirca)	No se tiene inyección de GN de Malvinas			
	Tiempo requerido de Normalización		9	
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por rotura de línea By.pass			
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP		76.00	
	<b>Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad</b>	<b>Consumo</b>	<b>Prorrateo</b>	<b>N° Días</b>
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	26.65	N.A.	26.65
	2. Restricción parcial a GNV	51.83	N.A.	49.35
	3. Restricción total a Generadores Electricosparcial a GNV	225.23	49.24%	0.00
	4. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/día	53.64	11.73%	0.00
	5. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/día	33.52	7.33%	0.00
6. Restricción total a Consumidores Independientes	145.05	31.71%	0.00	
<b>Total</b>	<b>535.92</b>	<b>100.00%</b>	<b>76.00</b>	

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial y Comercial es normal; para el GNV solo se podrá atender 49,35 MMPCD que representa el 95% de su consumo promedio. No habría gas natural para las prioridades de la 3 a la 6. Duración de las actividades de normalización y tiempo de entrega de gas disponible por 9 días.

- **Escenario 9:** Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 16:

**Tabla N° 16: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 8**

Escenario 9	Impactos	GN Disponible (MMPCD)	N° Días	
Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco)	Suministro normal para el Mercado Interno.	550.00		
	Se estaría transportando GN a través del ducto de 34" de Perú LNG			
	Tiempo requerido de Normalización		9	
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por línea By.pass			
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP			
	Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad	Consumo	Prorrato	N° Días
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	26.65	N.A.	26.65
	2. Suministro normal a GNV	51.83	N.A.	51.83
	3. Suministro normal a Generadores Electricospacial a GNV	225.23	49.24%	225.23
	4. Suministro normal a Consumidores Industriales Regulados consumos < 20,000 m3/día	53.64	11.73%	53.64
5. Suministro normal a Consumidores Industriales Regulados consumos > 20,000 m3/día	33.52	7.33%	33.52	
6. Suministro normal a Consumidores Independientes	145.05	31.71%	145.05	
<b>Total</b>	<b>535.92</b>	<b>100.00%</b>	<b>535.92</b>	

Como resultado se interpreta que la disponibilidad es del 100% de gas natural para todos los niveles de prioridad. Duración de las actividades de normalización por 9 días, tiempo de entrega de gas disponible durante toda la reparación.

- **Escenario 10:** Falla del ducto de LGN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 17:

**Tabla N° 17: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 10**

Escenario 10	Impactos	GN Disponible (MMPCD)		N° Días	
Falla del ducto de LGN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco)	Producción Malvinas limitada por capacidad de reinyección	400.00		15	
	Tiempo requerido de Normalización			9	
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por línea By.pass				
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP				
	<b>Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad</b>	<b>Consumo</b>	<b>Prorratio</b>	<b>N° Días</b>	
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	26.65	N.A.	26.65	15
	2. Suministro normal a GNV	51.83	N.A.	51.83	15
	3. Restricción parcial a Generadores Electricos	225.23	49.24%	158.31	15
	4. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/día	53.64	11.73%	37.70	15
	5. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/día	33.52	7.33%	23.56	15
6. Restricción parcial a Consumidores Independientes	145.05	31.71%	101.95	15	
<b>Total</b>	<b>535.92</b>	<b>100.00%</b>	<b>400.00</b>		

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV es normal; restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorratio considerando un volumen de 158,31 MMPCD; 37,30 MMPCD; 23,56 MMPCD; y 101,95 respectivamente. Duración de las actividades de normalización por 9 días, tiempo de entrega de gas disponible por 15 días.

- **Escenario 11:** Falla del ducto de LGN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 18:

**Tabla N° 18: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 11**

Escenario 11	Impactos	GN Disponible (MMPCD)	N° Días	
Falla del ducto de LGN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco)	Suministro normal para el Mercado Interno.	550.00		
	Se estaría transportando GN a través del ducto de 34" de Perú LNG			
	Tiempo requerido de Normalización		9	
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por línea By.pass			
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP			
	Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad	Consumo	Prorateo	N° Días
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	26.65	N.A.	26.65
	2. Suministro normal a GNV	51.83	N.A.	51.83
	3. Suministro normal a Generadores Electricos	225.23	49.24%	225.23
	4. Suministro normal a Consumidores Industriales Regulados consumos < 20,000 m3/día	53.64	11.73%	53.64
	5. Suministro normal a Consumidores Industriales Regulados consumos > 20,000 m3/día	33.52	7.33%	33.52
6. Suministro normal a Consumidores Independientes	145.05	31.71%	145.05	
<b>Total</b>	<b>535.92</b>	<b>100.00%</b>	<b>535.92</b>	

Como resultado se interpreta que la disponibilidad es del 100% de gas natural para todos los niveles de prioridad. Duración de las actividades de normalización por 9 días, tiempo de entrega de gas disponible durante toda la reparación.

- **Escenario 12:** Falla del ducto de GN de Perú LNG, la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 19:

**Tabla N° 19: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 12**

Escenario 12	Impactos	GN Disponible (MMPCD)	N° Días	
Falla del ducto de GN de Perú LNG	Se estaría transportando GN a través del ducto de 24" zona sierra TGP	450.00		
	Tiempo requerido de Normalización		14	
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por línea By.pass			
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP			
	Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad	Consumo	Prorrateo	N° Días
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	26.65	N.A.	26.65
	2. Suministro normal a GNV	51.83	N.A.	51.83
	3. Restricción parcial a Generadores Eléctricos	225.23	49.24%	182.93
	4. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos < 20,000 m <sup>3</sup> /día	53.64	11.73%	43.56
	5. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos > 20,000 m <sup>3</sup> /día	33.52	7.33%	27.22
6. Restricción parcial a Consumidores Independientes	145.05	31.71%	117.81	
<b>Total</b>	<b>535.92</b>	<b>100.00%</b>	<b>450.00</b>	

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV es normal, restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorrateo considerando un volumen de 182,93 MMPCD; 43,56 MMPCD; 27,22 MMPCD y 117,80 MMPCD respectivamente. Duración de las actividades de normalización por 14 días, tiempo de entrega de gas disponible durante toda la reparación.

- **Escenario 13:** Falla del ducto de GN 24" en el tramo costa (Chilca-Lurín), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 20:

**Tabla N° 20: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 13**

Escenario 13	Impactos	GN Disponible (MMPCD)	N° Días	
Falla del ducto de GN 24" en el tramo costa (Chilca-Lurín)	Suministro normal para el Mercado Interno y remanente para exportación. La capacidad se alcanzaria luego de realizar el reacomodo del perfil de presiones	1300.00		
	Tiempo requerido de Normalización		5	
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por linea By.pass			
	Se dispondría unicamente de Disponibilidad de Linepack TGP			
	<b>Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad</b>	<b>Consumo</b>	<b>Prorateo</b>	<b>N° Días</b>
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	26.65	N.A.	26.65
	2. Suministro normal a GNV	51.83	N.A.	51.83
	3. Suministro normal a Generadores Electricosparcial a GNV	225.23	49.24%	225.23
	4. Suministro normal a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/dia	53.64	11.73%	53.64
	5. Suministro normal a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/dia	33.52	7.33%	33.52
6. Suministro normal a Consumidores Independientes	145.05	31.71%	145.05	
<b>Total</b>	<b>535.92</b>	<b>100.00%</b>	<b>535.92</b>	

Como resultado se interpreta que la disponibilidad es del 100% de gas natural para todos los niveles de prioridad. Duración de las actividades de normalización por 5 días.

- **Escenario 14:** Falla del ducto de GN 18" en el tramo costa (Chilca-Lurín), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 21:

**Tabla N° 21: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 14**

Escenario 14	Impactos	GN Disponible (MMPCD)		N° Días
Falla del ducto de GN 18" en el tramo costa (Chilca-Lurín)	Suministro normal para el Mercado Interno y remanente para exportación.	1390.00		
	La capacidad se alcanzaria luego de realizar el reacomodo del perfil de presiones			
	Tiempo requerido de Normalización			5
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por linea By.pass			
	Se dispondría unicamente de Disponibilidad de Linepack TGP			
	<b>Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad</b>	<b>Consumo</b>	<b>Prorrteo</b>	<b>N° Días</b>
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	26.65	N.A.	26.65
	2. Suministro normal a GNV	51.83	N.A.	51.83
	3. Suministro normal a Generadores Electricos	225.23	49.24%	225.23
	4. Suministro normal a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/dia	53.64	11.73%	53.64
5. Suministro normal a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/dia	33.52	7.33%	33.52	
6. Suministro normal a Consumidores Independientes	145.05	31.71%	145.05	
<b>Total</b>	<b>535.92</b>	<b>100.00%</b>	<b>535.92</b>	

Como resultado se interpreta que la disponibilidad es del 100% de gas natural para todos los niveles de prioridad. Duración de las actividades de normalización por 5 días.

- **Escenario 15:** Falla del ducto de GN 24" y 18" en el tramo costa (Chilca-Lurín), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 22:

**Tabla N° 22: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida - Escenario 15**

Escenario 15	Impactos	GN Disponible (MMPCD)	N° Días	
Falla del ducto de GN 24" y 18" en el tramo costa (Chilca-Lurín)	Suministro normal para el Mercado Interno y remanente para exportación. Las entregas de GN a todos los clientes a excepción de los conectados en City Gate	1199.00		
	Tiempo requerido de Normalización		7	
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por línea By-pass			
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP			
	<b>Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad</b>	<b>Consumo</b>	<b>Prorrato</b>	<b>N° Días</b>
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	26.65	N.A.	26.65
	2. Suministro normal a GNV	51.83	N.A.	51.83
	3. Suministro normal a Generadores Electricospacial a GNV	225.23	49.24%	225.23
	4. Suministro normal a Consumidores Industriales Regulados consumos < 20,000 m3/día	53.64	11.73%	53.64
	5. Suministro normal a Consumidores Industriales Regulados consumos > 20,000 m3/día	33.52	7.33%	33.52
6. Suministro normal a Consumidores Independientes	145.05	31.71%	145.05	
<b>Total</b>	<b>535.92</b>	<b>100.00%</b>	<b>535.92</b>	

Como resultado se interpreta que la disponibilidad es del 100% de gas natural para todos los niveles de prioridad. Duración de las actividades de normalización por 7 días.

**Evaluación de resultados en época de Estiaje (octubre 2021)**

Con el consumo promedio de gas natural en época de estiaje (octubre 2021) que se puede visualizar el Grafico N° 6 del presente informe y el orden de prioridad para la asignación de volumen de gas natural para el mercado interno de acuerdo al mecanismo de racionamiento, se determina el porcentaje de prorrato aplicar al gas disponible de acuerdo a cada uno de los escenarios planteados, el cual se muestra en el siguiente Cuadro.

**Tabla N° 23: Cálculo de los factores de prorrateo de prioridades 3 al 6 en época de Estiaje**

Sector	Consumo promedio época de Avenida Octubre 2021 MMPCD	Factor de Prorrateo %
1.Residencial y Comercial	27.87	No Aplica
2.GNV	57.59	No Aplica
3.Generadores Eléctricos	437.29	65.32%
4. Consumidores Industriales Regulados consumos < 20,000m3/día	53.64	8.01%
5. Consumidores Industriales Regulados consumos > 20,000m3/día	33.52	5.01%
6. Consumidores Independientes	145.05	21.67%
Total Promedio Mercado Interno	745.96	100.00%

**Falla de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas:**

- **Escenario 1:** Falla de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas y rotura de línea By Pass, la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 24:

**Tabla N° 24: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 1**

Escenario 1	Impactos	GN Disponible (MMPCD)		N° Días	
		Consumo	Prorrateo		
Falla de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas y rotura de línea By Pass, no hay producción de gas natural ni líquidos de gas natural	Se paraliza operación de Planta Malvinas				
	Tiempo requerido de Normalización			13	
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por rotura de línea By,pass				
	Se dispondría unicamente de Disponibilidad de Linepack TGP		65.00	13	
	<b>Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad</b>	<b>Consumo</b>	<b>Prorrateo</b>	<b>N° Días</b>	
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	27.87	N.A.	27.87	13
	2. Restricción parcial a GNV	57.59	N.A.	37.13	13
	3. Restricción total a Generadores Eléctricos	437.29	65.32%	0.00	
	4. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/día	53.64	8.01%	0.00	
	5. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/día	33.52	5.01%	0.00	
6. Restricción total a Consumidores Independientes	145.05	21.67%	0.00		
<b>Total</b>	<b>754.96</b>	<b>100.00%</b>	<b>65.00</b>		

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial y Comercial es normal; para el GNV solo se podrá atender 37,13 MMPCD que representa el 64% de su consumo promedio. No habría gas natural para las prioridades de la 3 a la 6. Duración de las actividades de normalización y tiempo de entrega de gas disponible por 13 días.

- **Escenario 2:** Falla de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas, uso de línea By-Pass, la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 25:

**Tabla N° 25: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 2**

Escenario 2	Impactos	GN Disponible (MMPCD)		N° Días	
Falla de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas, no hay producción de líquidos de gas natural	Se paraliza parcialmente operación de Planta Malvinas				
	Tiempo requerido de Normalización			13	
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por línea By.pass		400.00	15	
	Se dispondría unicamente de Disponibilidad de Linepack TGP				
	Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad	Consumo	Prorrateo	N° Días	
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	27.87	N.A.	27.87	13
	2. Suministro normal a GNV	57.59	N.A.	57.59	13
	3. Restricción parcial a Generadores Electricos	437.29	65.32%	205.45	
	4. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/dia	53.64	8.01%	25.20	
	5. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/dia	33.52	5.01%	15.75	
6. Restricción parcial a Consumidores Independientes	145.05	21.67%	68.15		
<b>Total</b>		<b>754.96</b>	<b>100.00%</b>	<b>400.00</b>	

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV es normal; restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la

asignación de gas natural se aplica por prorratio considerando un volumen de 205,45 MMPCD; 25,20 MMPCD; 15,75 MMPCD; y 68,15 respectivamente. Duración de las actividades de normalización por 13 días, tiempo de entrega de gas disponible por 15 días.

### Falla en el Sistema de Transporte de GN y/o LGN:

- **Escenario 3:** Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 26:

**Tabla N° 26: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 3**

Escenario 3	Impactos	GN Disponible (MMPCD)		N° Días	
Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac)	No se tiene inyección de GN de Malvinas				
	Tiempo requerido de Normalización			13	
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por rotura de línea By-pass				
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP		65.00	13	
	Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad	Consumo	Prorratio		N° Días
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	27.87	N.A.	27.87	13
	2. Restricción parcial a GNV	57.59	N.A.	37.13	13
	3. Restricción total a Generadores Electricos	437.29	65.32%	0.00	
	4. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/día	53.64	8.01%	0.00	
	5. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/día	33.52	5.01%	0.00	
6. Restricción total a Consumidores Independientes	145.05	21.67%	0.00		
<b>Total</b>		<b>754.96</b>	<b>100.00%</b>	<b>65.00</b>	

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial y Comercial es normal; para el GNV solo se podrá atender 37,13 MMPCD que representa el 64% de su consumo promedio. No habría gas natural para las prioridades de la 3 a la 6.

Duración de las actividades de normalización y tiempo de entrega de gas disponible por 13 días.

- **Escenario 4:** Falla del ducto de LGN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 27:

**Tabla N° 27: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 4**

Escenario 4	Impactos	GN Disponible (MMPCD)	N° Días		
Falla del ducto de LGN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac)	Producción Malvinas limitada por capacidad de reinyección	400.00	13		
	Tiempo requerido de Normalización		13		
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por línea By.pass				
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP				
	<b>Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad</b>	<b>Consumo</b>	<b>Prorratio</b>	<b>N° Días</b>	
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	27.87	N.A.	27.87	13
	2. Suministro normal a GNV	57.59	N.A.	57.59	13
	3. Restricción parcial a Generadores Electricos	437.29	65.32%	205.45	13
	4. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos < 20,000 m3/día	53.64	8.01%	25.20	13
	5. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos > 20,000 m3/día	33.52	5.01%	15.75	13
6. Restricción parcial a Consumidores Independientes	145.05	21.67%	68.15	13	
<b>Total</b>	<b>754.96</b>	<b>100.00%</b>	<b>400.00</b>		

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV es normal; restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorratio considerando un volumen de 205,45 MMPCD; 25,20 MMPCD; 15,75 MMPCD; y 68,15 respectivamente. Duración de las actividades de normalización para el escenario 4 por 13 días, tiempo de entrega de gas disponible por 15 días.

- **Escenario 5:** Falla del ducto de GN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 28:

**Tabla N° 28: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 5**

Escenario 5	Impactos	GN Disponible (MMPCD)		N° Días		
Falla del ducto de GN en el tramo selva (Planta Malvinas – Rio Apurímac)	No se tiene inyección de GN de Malvinas					
	Tiempo requerido de Normalización			13		
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por rotura de línea By.pass					
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP		65.00	13		
	Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad		Consumo	Prorrateo	N° Días	
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales		27.87	N.A.	27.87	13
	2. Restricción parcial a GNV		57.59	N.A.	37.13	13
	3. Restricción total a Generadores Electricos		437.29	65.32%	0.00	
	4. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/día		53.64	8.01%	0.00	
	5. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/día		33.52	5.01%	0.00	
6. Restricción total a Consumidores Independientes		145.05	21.67%	0.00		
<b>Total</b>		<b>754.96</b>	<b>100.00%</b>	<b>65.00</b>		

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial y Comerciales normal; para el GNV solo se podrá atender 37,13 MMPCD que representa el 64% de su consumo promedio. No habría gas natural para las prioridades de la 3 a la 6. Duración de las actividades de normalización y tiempo de entrega de gas disponible por 13 días.

- **Escenario 6:** Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 29:

**Tabla N° 29: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 6**

Escenario 6	Impactos	GN Disponible (MMPCD)		N° Días
Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca)	No se tiene inyección de GN de Malvinas			
	Tiempo requerido de Normalización			9
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por rotura de línea By.pass			
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP		76.00	9
	Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad	Consumo	Prorrateo	N° Días
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	27.87	N.A.	27.87
	2. Restricción parcial a GNV	57.59	N.A.	48.13
	3. Restricción total a Generadores Electricos	437.29	65.32%	0.00
	4. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/día	53.64	8.01%	0.00
	5. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/día	33.52	5.01%	0.00
	6. Restricción total a Consumidores Independientes	145.05	21.67%	0.00
<b>Total</b>	<b>754.96</b>	<b>100.00%</b>	<b>76.00</b>	

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial y Comercial es normal; para el GNV solo se podrá atender 48,13 MMPCD que representa el 84% de su consumo promedio. No habría gas natural para las prioridades de la 3 a la 6. Duración de las actividades de normalización y tiempo de entrega de gas disponible por 9 días.

- **Escenario 7:** Falla del ducto de LGN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 30:

**Tabla N° 30: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 7**

Escenario 7	Impactos	GN Disponible (MMPCD)	N° Días		
Falla del ducto de LGN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca)	Producción Malvinas limitada por capacidad de reinyección	400.00	15		
	Tiempo requerido de Normalización		9		
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por línea By.pass				
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP				
	Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad	Consumo	Prorrateo	N° Días	
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	27.87	N.A.	27.87	15
	2. Suministro normal a GNV	57.59	N.A.	57.59	15
	3. Restricción parcial a Generadores Eléctricos	437.29	65.32%	205.45	15
	4. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos < 20,000 m <sup>3</sup> /día	53.64	8.01%	25.20	15
	5. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos > 20,000 m <sup>3</sup> /día	33.52	5.01%	15.75	15
6. Restricción parcial a Consumidores Independientes	145.05	21.67%	68.15	15	
<b>Total</b>	<b>754.96</b>	<b>100.00%</b>	<b>400.00</b>		

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV es normal; restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorrateo considerando un volumen de 205,45 MMPCD; 25,20 MMPCD; 15,75 MMPCD; y 68,15 respectivamente. Duración de las actividades de normalización para el escenario 4 por 13 días, para los escenarios 7 y 10 por 9 días, tiempo de entrega de gas disponible por 15 días.

- **Escenario 8:** Falla del ducto de GN en el tramo selva (Rio Apurímac – P.C. Chiquintirca), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 31:

**Tabla N° 31: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 8**

Escenario 8	Impactos	GN Disponible (MMPCD)	N° Días		
Falla del ducto de GN en el tramo selva (Rio Apurímac - P.C. Chiquintirca)	No se tiene inyección de GN de Malvinas				
	Tiempo requerido de Normalización		9		
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por rotura de línea By.pass				
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP		76.00	9	
	Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad	Consumo	Prorateo	N° Días	
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	27.87	N.A.	27.87	9
	2. Restricción parcial a GNV	57.59	N.A.	48.13	9
	3. Restricción total a Generadores Electricos	437.29	65.32%	0.00	
	4. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/dia	53.64	8.01%	0.00	
	5. Restricción total a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/dia	33.52	5.01%	0.00	
6. Restricción total a Consumidores Independientes	145.05	21.67%	0.00		
<b>Total</b>	<b>754.96</b>	<b>100.00%</b>	<b>76.00</b>		

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial y Comercial es normal; para el GNV solo se podrá atender 48,13 MMPCD que representa el 84% de su consumo promedio. No habría gas natural para las prioridades de la 3 a la 6. Duración de las actividades de normalización y tiempo de entrega de gas disponible por 9 días.

- **Escenario 9:** Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 32:

**Tabla N° 32: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 9**

Escenario 9	Impactos	GN Disponible (MMPCD)	N° Días	
Falla de ambos ductos de GN y LGN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco)	Se estaría transportando GN a través del ducto de 34" de Perú LNG	550.00		
	Tiempo requerido de Normalización		9	
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por línea By,pass			
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP			
	Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad	Consumo	Prorrateo	N° Días
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	27.87	N.A.	27.87
	2. Suministro normal a GNV	57.59	N.A.	57.59
	3. Restricción parcial a Generadores Electricos	437.29	65.32%	303.42
	4. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/día	53.64	8.01%	37.22
	5. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/día	33.52	5.01%	23.26
6. Restricción parcial a Consumidores Independientes	145.05	21.67%	100.64	
<b>Total</b>	<b>754.96</b>	<b>100.00%</b>	<b>550.00</b>	

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV es normal; restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorrateo considerando un volumen de 303,42 MMPCD; 37,22 MMPCD; 23,26 MMPCD; y 100,64 respectivamente. Duración de las actividades de normalización por 9 días, tiempo de entrega de gas disponible durante toda la reparación.

- **Escenario 10:** Falla del ducto de LGN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 33:

**Tabla N° 33: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 10**

Escenario 10	Impactos	GN Disponible (MMPCD)	N° Días		
Falla del ducto de LGN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco)	Producción Malvinas limitada por capacidad de reinyección	400.00	15		
	Tiempo requerido de Normalización		9		
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por línea By.pass				
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP				
	Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad	Consumo	Prorrateso	N° Días	
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	27.87	N.A.	27.87	15
	2. Suministro normal a GNV	57.59	N.A.	57.59	15
	3. Restricción parcial a Generadores Electricos	437.29	65.32%	205.45	15
	4. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos < 20,000 m3/día	53.64	8.01%	25.20	15
	5. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos > 20,000 m3/día	33.52	5.01%	15.75	15
6. Restricción parcial a Consumidores Independientes	145.05	21.67%	68.15	15	
<b>Total</b>	<b>754.96</b>	<b>100.00%</b>	<b>400.00</b>		

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV es normal; restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorrateso considerando un volumen de 205,45 MMPCD; 25,20 MMPCD; 15,75 MMPCD; y 68,15 respectivamente. Duración de las actividades de normalización para el escenario 4 por 13 días, tiempo de entrega de gas disponible por 15 días.

- **Escenario 11:** Falla del ducto de GN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 34:

**. Tabla N° 34: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 11**

Escenario 11	Impactos	GN Disponible (MMPCD)	N° Días	
Falla del ducto de LGN en el tramo sierra (P.C. Chiquintirca - Pisco)	Se estaría transportando GN a través del ducto de 34" de Perú LNG	550.00		
	Tiempo requerido de Normalización		15	
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por línea By.pass			
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP			
	Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad	Consumo	Prorratio	N° Días
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	27.87	N.A.	27.87
	2. Restricción normal a GNV	57.59	N.A.	57.59
	3. Restricción parcial a Generadores Eléctricos	437.29	65.32%	303.42
	4. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos < 20,000 m <sup>3</sup> /día	53.64	8.01%	37.22
	5. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos > 20,000 m <sup>3</sup> /día	33.52	5.01%	23.26
6. Restricción parcial a Consumidores Independientes	145.05	21.67%	100.64	
<b>Total</b>	<b>754.96</b>	<b>100.00%</b>	<b>550.00</b>	

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV es normal; restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorratio considerando un volumen de 303,42 MMPCD; 37,22 MMPCD; 23,26 MMPCD; y 100,64 respectivamente. Duración de las actividades de normalización por 9 días, tiempo de entrega de gas disponible durante toda la reparación.

- **Escenario 12:** Falla del ducto de GN de Perú LNG, la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 35:

**Tabla N° 35: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 12**

Escenario 12	Impactos	GN Disponible (MMPCD)	N° Días	
Falla del ducto de GN de Perú LNG	Se estaría transportando GN a través del ducto de 24" zona sierra TGP	450.00		
	Tiempo requerido de Normalización		14	
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por línea By.pass			
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP			
	<b>Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad</b>	<b>Consumo</b>	<b>Prorrateo</b>	<b>N° Días</b>
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	27.87	N.A.	27.87
	2. Suministro normal a GNV	57.59	N.A.	57.59
	3. Restricción parcial a Generadores Electricos	437.29	65.32%	238.10
	4. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/dia	53.64	8.01%	29.21
	5. Restricción parcial a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/dia	33.52	5.01%	18.25
6. Restricción parcial a Consumidores Independientes	145.05	21.67%	78.98	
<b>Total</b>	<b>754.95571</b>	<b>100.00%</b>	<b>450.00</b>	

Como resultado se interpreta que la disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV es normal; restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorrateo considerando un volumen de 238,10 MMPCD; 29,21 MMPCD; 18,25 MMPCD; y 78,98 MMPCD respectivamente. Duración de las actividades de normalización por 14 días, tiempo de entrega de gas disponible durante toda la reparación.

- **Escenario 13:** Falla del ducto de GN 24" en el tramo costa (Chilca-Lurín), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 36:

**Tabla N° 36: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 13**

Escenario 13	Impactos	GN Disponible (MMPCD)	N° Días	
Falla del ducto de GN 24" en el tramo costa (Chilca-Lurín)	Suministro normal para el Mercado Interno y remanente para exportación.	1300.00		
	La capacidad se alcanzaria luego de realizar el reacomodo del perfil de presiones			
	Tiempo requerido de Normalización		5	
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por linea By.pass			
	Se dispondría unicamente de Disponibilidad de Linepack TGP			
	<b>Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad</b>	<b>Consumo</b>	<b>Prorrato</b>	<b>N° Días</b>
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	27.87	N.A.	27.87
	2. Suministro normal a GNV	57.59	N.A.	57.59
	3. Suministro normal a Generadores Electricos	437.29	65.32%	437.29
	4. Suministro normal a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/día	53.64	8.01%	53.64
5. Suministro normal a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/día	33.52	5.01%	33.52	
6. Suministro normal a Consumidores Independientes	145.05	21.67%	145.05	
<b>Total</b>	<b>754.96</b>	<b>100.00%</b>	<b>754.96</b>	

Como resultado se interpreta que la disponibilidad es del 100% de gas natural para todos los niveles de prioridad. Duración de las actividades de normalización por 7 días.

- **Escenario 14:** Falla del ducto de GN 18" en el tramo costa (Chilca-Lurín), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 37:

**Tabla N° 37: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 14**

Escenario 14	Impactos	GN Disponible (MMPCD)		N° Días	
Falla del ducto de GN 18" en el tramo costa (Chilca-Lurín)	Suministro normal para el Mercado Interno y remanente para exportación.	1390.00			
	La capacidad se alcanzaria luego de realizar el reacomodo del perfil de presiones				
	Tiempo requerido de Normalización			5	
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por linea By.pass				
	Se dispondría unicamente de Disponibilidad de Linepack TGP				
	<b>Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad</b>	<b>Consumo</b>	<b>Prorrateo</b>		<b>N° Días</b>
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	27.87	N.A.	27.87	
	2. Suministro normal a GNV	57.59	N.A.	57.59	
	3. Suministro normal a Generadores Electricos	437.29	65.32%	437.29	
	4. Suministro normal a Consumidores Industriales Regulados consumos< 20,000 m3/dia	53.64	8.01%	53.64	
	5. Suministro normal a Consumidores Industriales Regulados consumos> 20,000 m3/dia	33.52	5.01%	33.52	
	6. Suministro normal a Consumidores Independientes	145.05	21.67%	145.05	
	<b>Total</b>	<b>754.96</b>	<b>100.00%</b>	<b>754.96</b>	

Como resultado interpreta que la disponibilidad es del 100% de gas natural para todos los niveles de prioridad. Duración de las actividades de normalización por 7 días.

- **Escenario 15:** Falla del ducto de GN 24" y 18" en el tramo costa (Chilca-Lurín), la presentación de resultados se puede apreciar en la Tabla N° 38:

**Tabla N° 38: Evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje - Escenario 15**

Escenario 15	Impactos	GN Disponible (MMPCD)		N° Días	
Falla del ducto de GN 24" y 18" en el tramo costa (Chilca-Lurín)	Suministro normal para el Mercado Interno y remanente para exportación. Las entregas de GN a todos los clientes a excepción de los conectados en City Gate	1199.00			
	Tiempo requerido de Normalización			7	
	Disponibilidad de GN Pluspetrol por línea By-pass				
	Se dispondría únicamente de Disponibilidad de Linepack TGP				
	<b>Aplicación de Mecanismo de Racionamiento de acuerdo a prioridad</b>	<b>Consumo</b>	<b>Prorrateso</b>		<b>N° Días</b>
	1. Suministro normal a Residenciales, Comerciales	27.87	N.A.	27.87	
	2. Suministro normal a GNV	57.59	N.A.	57.59	
	3. Suministro normal a Generadores Eléctricos	437.29	65.32%	437.29	
	4. Suministro normal a Consumidores Industriales Regulados consumos < 20,000 m <sup>3</sup> /día	53.64	8.01%	53.64	
	5. Suministro normal a Consumidores Industriales Regulados consumos > 20,000 m <sup>3</sup> /día	33.52	5.01%	33.52	
6. Suministro normal a Consumidores Independientes	145.05	21.67%	145.05		
<b>Total</b>	<b>754.96</b>	<b>100.00%</b>	<b>754.96</b>		

Como resultado se interpreta que la disponibilidad es del 100% de gas natural para todos los niveles de prioridad. Duración de las actividades de normalización por 7 días.

## 6.2 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En el análisis de la Tabla N° 39, se presenta el resumen de las situaciones de abastecimiento de gas natural para cada uno de los sectores de acuerdo al orden de prioridad establecido en el Mecanismo de Racionamiento: (1) Residencial y Comercial, (2) GNV, (3) Generación Eléctrica, (4) Consumidor Industrial con consumos < 20,000 m<sup>3</sup>/día, (5) Consumidor Industrial con consumos > 20,000 m<sup>3</sup>/día y Consumidores Independientes, en época de avenida, considerando el mes de marzo de 2021:

**Tabla N° 39: Resumen de evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Avenida frente a los Escenarios planteados**

<b>Casos</b>	<b>Disponibilidad de Gas Natural</b>
<b>Falla de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas:</b>	
<b>Escenario 1</b>	Disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial y Comercial; para el GNV solo se podrá atender 38,35 MMPCD que representa el 74% de su consumo promedio. No habría gas natural para las prioridades de la 3 a la 6. Duración de las actividades de normalización y tiempo de entrega de gas disponible por 13 días.
<b>Escenario 2</b>	Disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV; restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorratio considerando un volumen de 158,31 MMPCD; 37,30 MMPCD; 23,56 MMPCD; y 101,95 que representa el 70% de su consumo promedio, respectivamente. Duración de las actividades de normalización por 13 días, tiempo de entrega de gas disponible por 15 días.
<b>Falla en el Sistema de Transporte de GN y/o LGN:</b>	
<b>Escenarios 3 y 5</b>	Disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial y Comercial; para el GNV solo se podrá atender 38,35 MMPCD que representa el 74% de su consumo promedio. No habría gas natural para las prioridades de la 3 a la 6. Duración de las actividades de normalización y tiempo de entrega de gas disponible por 13 días.
<b>Escenario 4</b>	Disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV; restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorratio considerando un volumen de 158,31 MMPCD; 37,30

<b>Casos</b>	<b>Disponibilidad de Gas Natural</b>
	MMPCD; 23,56 MMPCD; y 101,95 que representa el 70% de su consumo promedio respectivamente. Duración de las actividades de normalización por 13 días, tiempo de entrega de gas disponible por 15 días.
<b>Escenarios 7 y 10</b>	Disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV; restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorrato considerando un volumen de 158,31 MMPCD; 37,30 MMPCD; 23,56 MMPCD; y 101,95 que representa el 70% de su consumo promedio respectivamente. Duración de las actividades de normalización por 9 días, tiempo de entrega de gas disponible por 15 días.
<b>Escenarios 6 y 8</b>	Disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial y Comercial; para el GNV solo se podrá atender 49,35 MMPCD que representa el 95% de su consumo promedio. No habría gas natural para las prioridades de la 3 a la 6. Duración de las actividades de normalización y tiempo de entrega de gas disponible por 9 días.
<b>Escenarios 9 y 11</b>	Disponibilidad del 100% de gas natural para todos los niveles de prioridad. Duración de las actividades de normalización por 9 días, tiempo de entrega de gas disponible durante toda la reparación
<b>Escenario 12</b>	Disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV, restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorrato considerando un volumen de 182,93 MMPCD; 43,56 MMPCD; 27,22 MMPCD y 117,80 MMPCD respectivamente que representa el 81% de su consumo promedio. Duración

<b>Casos</b>	<b>Disponibilidad de Gas Natural</b>
	de las actividades de normalización por 14 días, tiempo de entrega de gas disponible durante toda la reparación.
<b>Escenarios 13, 14 y 15</b>	Disponibilidad del 100% de gas natural para todos los niveles de prioridad. Duración de las actividades de normalización para los escenarios 13 y 14 por 7 días, para el escenario 15 por 5 días.

En la Tabla N° 40 se muestra el impacto de la restricción de gas natural respecto del consumo regular con referencia a los volúmenes consumidos el mes de marzo de 2021:

**Tabla N° 40: Comparativo entre los escenarios de restricción respecto de los volúmenes en condiciones normales – época de avenida (lluvias)**

<b>Escenarios</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3 y 5</b>	<b>4 y 7, 10</b>	<b>6 y 8</b>	<b>9 y 11</b>	<b>12</b>	<b>13 y 14</b>	<b>15</b>	<b>Escenario Regular (Mar-21)</b>
<b>Días de: Normalización (N), Tiempo de entrega gas disponible (E)</b>	13 (N,E)	13 (N) 15 (E)	13 (N,E)	13 y 9 (N) 15 (E)	9 (N,E)	9 (N)	14 (N)	7 (N)	5 (N)	
<b>1</b>	26,65	26,65	26,65	26,65	26,65	26,65	26,65	26,65	26,65	26,65
<b>2</b>	38,35	51,83	38,35	51,83	49,35	51,83	51,83	51,83	51,83	51,83
<b>3</b>	0	158,31	0	158,31	0	225,23	182,93	225,23	225,23	225,23
<b>4</b>	0	37,70	0	37,30	0	53,64	43,56	53,64	53,64	53,64
<b>5</b>	0	23,56	0	25,36	0	33,52	27,22	33,52	33,52	33,52
<b>6</b>	0	101,95	0	101,95	0	145,05	117,80	145,05	145,05	145,05
<b>TOTAL (MMPCD)</b>	<b>65,00</b>	<b>400,00</b>	<b>65,00</b>	<b>400,00</b>	<b>76,00</b>	<b>535,92</b>	<b>450,00</b>	<b>535,92</b>	<b>535,92</b>	<b>535,92</b>

A continuación, para una mejor visualización se ha procedido a evaluar el porcentaje de abastecimiento al mercado interno de gas natural (Residenciales y Comerciales, GNV, Generación Eléctrica, Consumidores Industriales con consumo < 20,000 m<sup>3</sup>/día, Consumidores Industriales con consumo > 20,000 m<sup>3</sup>/día y Consumidores Independientes), de acuerdo a los escenarios planteados que se puede apreciar en la siguiente Tabla:

**Tabla N° 41: Comparativo entre los escenarios de restricción respecto de los porcentajes de abastecimiento en condiciones normales – época de avenida (lluvias)**

Escenarios	1	2	3 y 5	4 y 7, 10	6 y 8	9 y 11	12	13 y 14	15	Escenario Regular (Mar-21)
1	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	26,65
2	74%	100%	74%	100%	95%	100%	100%	100%	100%	51,83
3	0	70%	0	70%	0	100%	81%	100%	100%	225,23
4	0	70%	0	70%	0	100%	81%	100%	100%	53,64
5	0	70%	0	70%	0	100%	81%	100%	100%	33,52
6	0	70%	0	70%	0	100%	81%	100%	100%	145,05

En la siguiente Tabla se presenta el resumen del porcentaje de abastecimiento al sector de acuerdo a los escenarios planteados, tal como se puede apreciar:

**Tabla N° 42: Escenarios de restricciones de gas natural y como afecta a los sectores de consumo del Mercado Interno – período de avenida (lluvias)**

Sector	Escenarios de restricción época de Avenida Marzo 2021 MMPCD	Abastecimiento
1. Residencial y Comercial	todos	Abastecimiento normal
2. GNV	1, 3 y 5	Restricción parcial Abastecimiento al 74%
	6 y 8	Restricción parcial Abastecimiento al 95%
	2, 4, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14 y 15	Abastecimiento normal
3. Generadores Eléctricos	1, 3, 5, 6 y 8	Restricción total
4. Consumidores Industriales Regulados consumos < 20,000m3/día	2, 4, 7 y 10	Restricción parcial Abastecimiento al 70%
5. Consumidores Industriales Regulados consumos > 20,000m3/día	12	Restricción parcial Abastecimiento al 81%
6. Consumidores Independientes	9, 11, 13, 14 y 15	Abastecimiento normal

Se puede observar que para el sector Residencial y Comercial el abastecimiento es normal en todos los escenarios; para el GNV el abastecimiento del sector es de 74% para los escenarios 1, 3 y 5, y de 95% para los escenarios 6 y 8, para los demás escenarios es normal; para los sectores Generadores Eléctricos, Consumidores Industriales y Consumidores Independientes, existe restricción total para los

escenarios 1, 3, 5, 6 y 8 debido a la baja disponibilidad de gas natural, para los escenarios 2, 4, 7 y 10 el abastecimiento es 70% y de 81% para el escenario 12, finalmente para los escenarios 9, 11, 13, 14 y 15 el abastecimiento es normal.

En tal sentido, los escenarios 1, 3, 5, 6 y 8 debido a la baja disponibilidad de gas natural, ocasionan una restricción total para los sectores Generadores Eléctricos, Consumidores Industriales y Consumidores Independientes, por lo que merecen nuestra especial atención al momento de realizar acciones preventivas ante tales escenarios.

Por otro lado, del análisis de la Tabla N° 43, se presenta el resumen de las situaciones de abastecimiento de gas natural para para cada uno de los sectores de acuerdo al orden de prioridad establecido en el Mecanismo de Racionamiento: (1) Residencial y Comercial, (2) GNV, (3) Generación Eléctrica, (4) Consumidor Industrial con consumos < 20,000 m<sup>3</sup>/día, (5) Consumidor Industrial con consumos > 20,000 m<sup>3</sup>/día y Consumidores Independientes, en época de estiaje, considerando el mes de octubre de 2021:

**Tabla N° 43: Resumen de evaluación de resultados de impactos por restricciones en época de Estiaje frente a los Escenarios planteados**

Casos	Disponibilidad de Gas Natural
<b>Falla de la planta de procesamiento de gas natural Malvinas:</b>	
<b>Escenario 1</b>	Disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial y Comercial; para el GNV solo se podrá atender 37,13 MMPCD que representa el 64% de su consumo promedio. No habría gas natural para las prioridades de la 3 a la 6. Duración de las actividades de

Casos	Disponibilidad de Gas Natural
	normalización y tiempo de entrega de gas disponible por 13 días.
<b>Escenario 2</b>	Disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV; restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorrateo considerando un volumen de 205,45 MMPCD; 25,20 MMPCD; 15,75 MMPCD; y 68,15 que representa el 47% de su consumo promedio respectivamente. Duración de las actividades de normalización por 13 días, tiempo de entrega de gas disponible por 15 días.
<b>Falla en el Sistema de Transporte de GN y/o LGN:</b>	
<b>Escenarios 3 y 6</b>	Disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial y Comercial; para el GNV solo se podrá atender 37,13 MMPCD que representa el 64% de su consumo promedio. No habría gas natural para las prioridades de la 3 a la 6. Duración de las actividades de normalización y tiempo de entrega de gas disponible por 13 días.
<b>Escenarios 4,7 y 10</b>	Disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV; restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorrateo considerando un volumen de 205,45 MMPCD; 25,20 MMPCD; 15,75 MMPCD; y 68,15 que representa el 47% de su consumo promedio. respectivamente. Duración de las actividades de normalización para el escenario 4 por 13 días, para los escenarios 7 y 10 por 9 días, tiempo de entrega de gas disponible por 15 días.

Casos	Disponibilidad de Gas Natural
<b>Escenarios 6 y 8</b>	Disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial y Comercial; para el GNV solo se podrá atender 48,13 MMPCD que representa el 84% de su consumo promedio. No habría gas natural para las prioridades de la 3 a la 6. Duración de las actividades de normalización y tiempo de entrega de gas disponible por 9 días.
<b>Escenarios 9 y 11</b>	Disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV; restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorratio considerando un volumen de 303,42 MMPCD; 37,22 MMPCD; 23,26 MMPCD; y 100,64 que representa el 69% de su consumo promedio.respectivamente. Duración de las actividades de normalización por 9 días, tiempo de entrega de gas disponible durante toda la reparación.
<b>Escenario 12</b>	Disponibilidad de gas natural para los consumidores Residencial, Comercial y GNV; restricción a los consumidores considerados en los numerales del 3 al 6, la asignación de gas natural se aplica por prorratio considerando un volumen de 238,10 MMPCD; 29,21 MMPCD; 18,25 MMPCD; y 78,98 MMPCD que representa el 54% de su consumo promedio respectivamente. Duración de las actividades de normalización por 14 días, tiempo de entrega de gas disponible durante toda la reparación.
<b>Escenarios 13, 14 y 15</b>	Disponibilidad del 100% de gas natural para todos los niveles de prioridad. Duración de las actividades de normalización para los escenarios 13 y 14 por 5 días, para el escenario 15 por 7 días.

A continuación, en la Tabla N° 44 se muestra el impacto de la restricción de gas natural respecto del consumo regular, tomando como referencia los volúmenes consumidos el mes de octubre de 2021:

**Tabla N° 44: Comparativo entre los escenarios de restricción respecto de los volúmenes en condiciones normales – época de estiaje**

Escenarios	1	2	3 y 5	4	7 y 10	6 y 8	9 y 11	12	13 y 14	15	Escenario Regular Oct-21)
Días de: Normalización (N), Tiempo de entrega gas disponible (E)	13 (N,E)	13 (N) 15 (E)	13 (N,E)	13(N) 15(E)	9(N) 15 (E)	9 (N,E)	9 (N)	14 (N)	7 (N)	5 (N)	
<b>1</b>	27,87	27,87	27,87	27,87	27,87	27,87	27,87	27,87	27,87	27,87	27,87
<b>2</b>	37,13	57,59	37,13	57,59	48,13	57,59	57,59	57,59	57,59	57,59	57,59
<b>3</b>	0,00	205,45	0,00	205,45	0,00	303,42	238,10	437,29	437,29	437,29	437,29
<b>4</b>	0	25,20	0	25,20	0	37,22	29,21	53,64	53,64	53,64	53,64
<b>5</b>	0	15,75	0	15,75	0	23,26	18,25	33,52	33,52	33,52	33,52
<b>6</b>	0	68,15	0	68,15	0	100,64	78,98	145,05	145,05	145,05	145,05
<b>TOTAL (MMPC)</b>	<b>65,00</b>	<b>400,00</b>	<b>65,00</b>	<b>400,00</b>	<b>76,00</b>	<b>550,00</b>	<b>450,00</b>	<b>754,96</b>	<b>754,96</b>	<b>754,96</b>	<b>754,96</b>

A continuación, para una mejor visualización se ha procedido a evaluar el porcentaje de abastecimiento al mercado interno de gas natural (Residenciales y Comerciales, GNV, Generación Eléctrica, Consumidores Industriales con consumo < 20,000 m<sup>3</sup>/día, Consumidores Industriales con consumo > 20,000 m<sup>3</sup>/día y Consumidores Independientes), de acuerdo a los escenarios planteados que se puede apreciar en la siguiente Tabla:

**Tabla N° 45: Comparativo entre los escenarios de restricción respecto de los porcentajes de abastecimiento en condiciones normales – época de avenida (lluvias)**

Escenarios	1	2	3 y 5	4 y 7, 10	6 y 8	9 y 11	12	13 y 14	15	Escenario Regular (Mar-21)
<b>1</b>	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	26,65
<b>2</b>	64%	100%	64%	100%	84%	100%	100%	100%	100%	51,83
<b>3</b>	0	47%	0	47%	0	69%	54%	100%	100%	225,23
<b>4</b>	0	47%	0	47%	0	69%	54%	100%	100%	53,64
<b>5</b>	0	47%	0	47%	0	69%	54%	100%	100%	33,52
<b>6</b>	0	47%	0	47%	0	69%	54%	100%	100%	145,05

En la siguiente Tabla se presenta el resumen del porcentaje de abastecimiento al sector de acuerdo a los escenarios planteados, tal como se puede apreciar:

**Tabla N° 46: Escenarios de restricciones de gas natural y como afecta a los sectores de consumo del Mercado Interno – período de estiaje**

Sector	Escenarios de restricción época de Estiaje Octubre 2021 MMPCD	Abastecimiento
1. Residencial y Comercial	todos	Abastecimiento normal
2. GNV	1, 3 y 5	Restricción parcial Abastecimiento al 64%
	6 y 8	Restricción parcial Abastecimiento al 84%
	2, 4, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14 y 15	Abastecimiento normal
3. Generadores Eléctricos 4. Consumidores Industriales Regulados consumos < 20,000m3/día 5. Consumidores Industriales Regulados consumos > 20,000m3/día 6. Consumidores Independientes	1, 3, 5, 6 y 8	Restricción total
	2, 4, 7 y 10	Restricción parcial Abastecimiento al 47%
	9 y 11	Restricción parcial Abastecimiento al 69%
	12	Restricción parcial Abastecimiento al 54%
	13, 14 y 15	Abastecimiento normal

Se puede observar que para el sector Residencial y Comercial el abastecimiento es normal en todos los escenarios; para el GNV el abastecimiento del sector es de 64% para los escenarios 1, 3 y 5, y de 84% para los escenarios 6 y 8, para los demás escenarios es normal; para los sectores Generadores Eléctricos, Consumidores Industriales y

Consumidores Independientes, existe restricción total para los escenarios 1, 3, 5, 6 y 8, para los escenarios 2, 4, 7 y 10 el abastecimiento es de 47%, para los escenarios 9 y 11 el abastecimiento es de 69% y para el escenario 12 el abastecimiento es de 54%, finalmente para los escenarios 13, 14 y 15 el abastecimiento es normal.

En tal sentido, los escenarios 1, 3, 5, 6 y 8 debido a la baja disponibilidad de gas natural, ocasionan una restricción total para los sectores Generadores Eléctricos, Consumidores Industriales y Consumidores Independientes, por lo que merecen nuestra especial atención al momento de realizar las acciones preventivas para enfrentar las restricciones.

Sobre el particular, el escenario 1 corresponde a una falla en la Planta de Procesamiento Malvinas incluyendo la rotura de la línea By Pass, debido a lo cual sólo se dispondría del Line Pack del Sistema de Transporte, lo cual ocasionaría que no se suministre de Gas Natural a las Centrales Térmicas, Industriales y Consumidores Independientes, disponiéndose sólo atender a los residenciales-comerciales y GNV por aproximadamente 13 días. Al respecto, se debe realizar el seguimiento periódico a los principales indicadores operativos de la Planta de Procesamiento Malvinas, con la finalidad de alertar sobre desviaciones de parámetros operativos, que pudieran afectar el GN y LGN. Asimismo, se debe contar con un stock de repuestos de los equipos críticos de la Planta y cumplir con el programa de mantenimiento preventivo programado bajo la fiscalización de la autoridad competente, finalmente se debería incentivar al Productor a realizar trabajos que permitan ampliar la capacidad del By-Pass, lo que redundará en una mayor flexibilidad, seguridad y capacidad para abastecer la demanda local en escenarios futuros de emergencia y/o de paradas totales, incrementando la capacidad de despacho.

En el mismo sentido, los escenarios 3, 5, 6 y 8, corresponden a una falla en el Sistema de Transporte en la zona de la selva, debido al tiempo que tomaría la reparación, por el desplazamiento logístico de equipos y técnicos, lo cual ocasionaría que no se suministre de Gas Natural a las Centrales Térmicas, Industriales y Consumidores Independientes, disponiéndose sólo del Line Pack para atender a los residenciales-comerciales y GNV por aproximadamente entre 13 y 9 días. Al respecto, se recomienda mantener volúmenes máximos de almacenamiento de gas natural en aquellas temporadas en las cuales hay mayores entregas, como en la época de estiaje. Asimismo, se debe cumplir con el programa de mantenimiento preventivo programado poniendo énfasis en las actividades relacionadas al Sistema de Integridad de Ductos de acuerdo a la normatividad vigente, todo esto bajo la fiscalización de la autoridad competente,

Dado que se requiere contar con Generación Eléctrica, es necesario mencionar que de acuerdo al Mecanismo de Racionamiento señala que: “El Productor asigna los volúmenes de Gas Natural a cada Generador Eléctrico, conforme a lo que disponga el COES en concordancia con lo establecido en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, o la norma que lo modifique o sustituya, debiendo el COES poner en conocimiento a la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas”.

Asimismo, durante la última década, la reserva disponible se ha incrementado por la incorporación al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de oferta de generación hidrotérmica y con Recursos Energéticos Renovables, alcanzando valores que se encuentran entre el 30% y 40 %. Estos porcentajes consideran la operación de un importante parque de generación denominado “Centrales Térmicas de Reserva Fría”, que estarían disponibles ante una emergencia. Esta situación mejora los niveles de reserva y confiabilidad de los últimos

años, pero es necesario planificar la disponibilidad y almacenamiento del Diesel 2 (Biodiesel 2) para ser usado en dichos casos. Es igualmente importante determinar las líneas de acción para mitigar el impacto económico que tendría su uso en la operación del sistema nacional de electricidad.

### **6.3 ACCIONES PREVENTIVAS PARA ENFRENTAR LAS RESTRICCIONES**

#### **6.3.1 PLAN DE ACTUACIÓN**

El plan de actuación debería estar definido en una norma de cumplimiento obligatorio por parte de los diversos agentes, a fin de minimizar el tiempo de actuación, y de esta forma optimizar el uso de recursos.

#### **6.3.2 PLAN GENERAL DE CONTINGENCIAS**

Comprende las acciones que en forma conjunta deben adoptar los agentes involucrados a fin de tener una respuesta inmediata y oportuna.

El plan general de contingencias debe tener establecidos, como mínimo, los siguientes aspectos:

- Identificación de responsables en condiciones de crisis.
- Identificación de las posibles condiciones de emergencia del sistema de gas natural.
- Establecimiento de un sistema de comunicación en condiciones de emergencia.
- Capacidad de poder acceder a las zonas donde ocurriese la contingencia.
- Acciones a tomar de acuerdo a escenarios definidos.

### **6.3.3 PLAN DE CONTINGENCIAS ESPECIFICO**

Comprende la acción de cada una de las Instituciones y/o agentes involucrados según sus competencias y necesidades. Cada una de las instituciones involucradas debe contar con su propio plan de actuación en contingencias, el cual debe concordar con el Plan General de Contingencias.

### **6.3.4 BASES DEL PLAN GENERAL DE CONTINGENCIAS**

#### **IDENTIFICACIÓN DE LOS RESPONSABLES Y DE LOS LUGARES DESDE DONDE DEBEN OPERAR EN CONDICIONES DE CRISIS**

Ante la identificación de posibles escenarios críticos, debe desarrollarse una norma en la que estén establecidas las acciones a seguir, las cuales deben ser de estricto cumplimiento por parte de los agentes involucrados, de tal forma que se minimicen los tiempos de respuesta y se optimicen los recursos. Una primera acción en este aspecto es determinar y designar un Comité que permita monitorear y tomar decisiones durante y después de la crisis, así como hacer cumplir las acciones a ser definidas en la norma mencionada líneas arriba.

Al nivel de Estado, deberá designarse un responsable para efectos de las comunicaciones y los reportes correspondientes. Asimismo, las instituciones y empresas involucradas deberán remitir sus reportes y avance en cuanto a la ejecución de las acciones a ser tomadas a dicho responsable.

En el mismo sentido se deben definir los lugares donde deberá constituirse el Comité de Crisis de ser el caso.

#### **IDENTIFICACIÓN DE LAS POSIBLES CONDICIONES DE EMERGENCIA DEL SISTEMA DE GAS NATURAL**

Es necesario contar con la evaluación de los impactos que pueda generar una contingencia en el sistema y tener indicadores objetivos de dichos impactos. A modo de disponer de elementos de trabajo

preliminares se presenta un esquema de análisis y evaluación de impactos. Para ello se ha segmentado el sistema de gas natural en cinco partes:

- Una primera parte correspondiente al sistema de producción y procesamiento en Malvinas (Camisea).
- Una segunda parte correspondiente al sistema de transporte comprendido entre Malvinas y Rio Apurimac y PC Chiquintirca (Ayacucho).
- Una tercera parte correspondiente al sistema de transporte comprendido entre Rio Apurimac y PC Chiquintirca (Ayacucho).
- Una cuarta parte correspondiente al sistema de transporte comprendido entre PC Chiquintirca (Ayacucho) y Humay (Pisco).
- Una quinta parte correspondiente al sistema de transporte comprendido entre Chilca y Lurín; sin embargo, con la puesta en operación del Loop Costa II, se da redundancia al sistema de transporte, al existir 2 líneas en paralelo de 18 y 24", que en caso de rotura en una de ellas, con la otra línea permitiría atender con normalidad la demanda interna.

Anteriormente se evaluaron las consecuencias que se generarían a partir de cada contingencia (escenarios), en las que se estimó los volúmenes de gas natural que serían restringidos de acuerdo al orden de prioridad.

Por otro lado, será de suma importancia que el MINEM coordine con las empresas locales que comercializan Biodiesel 2 a fin de garantizar que se disponga del volumen requerido de este combustible y contar con la infraestructura que garantice su disponibilidad en todo momento. Así mismo, se debe prever que dependiendo de la emergencia, se

podría requerir importar Diesel 2, en este caso se debe permitir la excepción en la comercialización local del Biodiesel 2, y permitir la comercialización del Diesel 2 Importado, lo cual debería estar normado previamente para evitar posibles retrasos, en caso de ser necesario realizar esta operación.

### **ESTABLECIMIENTO DE UN SISTEMA DE COMUNICACIÓN EN CONDICIONES DE EMERGENCIA**

La comunicación al ente coordinador y entre las instituciones involucradas debe mantenerse vigente aún en las peores condiciones del entorno, para lo cual debe disponerse no solo de una secuencia de medios de comunicación sino de un directorio de fácil acceso y que este permanentemente actualizado.

### **CAPACIDAD DE PODER ACCEDER A LAS ZONAS DONDE OCURRIESE LA CONTINGENCIA**

Para los efectos de poder atender las posibles contingencias se hace indispensable realizar una revisión de las prioridades de acceso que deben tener los técnicos y autoridades a las zonas de contingencia.

### **6.3.5 PROTOCOLO DE COMUNICACIONES ENTRE LAS EMPRESAS Y EL ESTADO**

Dada la contingencia es indispensable mantener un canal de comunicación permanente y fluido entre las instituciones involucradas. Por ello, las empresas involucradas en una contingencia asociada con el gas natural o sus líquidos, deberán informar en el menor tiempo posible a las demás empresas que puedan ser eventualmente afectadas, al operador del sistema de despacho eléctrico y a los funcionarios del Estado, cuyo alcance mínimo debe ser el que se muestra en la Tabla N° 47:

**Tabla N° 47: Protocolo de Comunicaciones**

EVENTOS DE RIESGOS SUSCITADOS EN:	COMUNICACIONES A:		
	Agentes Gubernamentales	Agentes del Sistema Afectado	Otros Agentes
Producción	<ul style="list-style-type: none"> <li>• MINEM (DGH)</li> <li>• OSINERGMIN (DSGN)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transportista</li> <li>• Distribuidor</li> <li>• Operadores de Plantas de Procesamiento</li> </ul>	COES (*)
Plantas de Procesamiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• MINEM (DGH)</li> <li>• OSINERGMIN (DSGN)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transportista</li> <li>• Distribuidor</li> </ul>	COES (*)
Transporte	<ul style="list-style-type: none"> <li>• MINEM (DGH)</li> <li>• OSINERGMIN (DSGN)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Distribuidor</li> <li>• Operadores de Plantas de Procesamiento</li> </ul>	COES (*)
Distribución	<ul style="list-style-type: none"> <li>• MINEM (DGH)</li> <li>• OSINERGMIN (DSGN)</li> </ul>	---	COES (*)

FUENTE: MINEM. ELABORACION PROPIA

(\*) COES: COES SINAC, Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional

Es recomendable que estas coordinaciones y comunicaciones sean establecidas por una norma específica de obligatorio cumplimiento.

### **6.3.6 SUMINISTROS ALTERNATIVOS DE GAS NATURAL**

Considerando los escenarios de desabastecimiento evaluados, se deberá contar con fuentes de abastecimiento alternativo de gas natural que permita llevar este recurso energético a las zonas que se encuentren afectadas por una afectación a la Planta de Producción y Procesamiento, así como al Sistema de Transporte.

#### Unidades Móviles de Regasificación:

Una propuesta de suministro alternativo sería la implementación de unidades móviles de transporte y regasificación de GNL (FSRU) que permita seguir inyectando gas natural a las redes de distribución de las concesiones y atender la mínima demanda regulada (prioridad 1 y 2) mientras se realizan los trabajos de reparación de la infraestructura afectada.

Se deberá evaluar la implementación de dispositivos legales y normas técnicas que permitan la operación de dichas unidades móviles.

## **CONCLUSIONES**

- La restricción más severa en el servicio de suministro, podría suscitarse por a una falla en la Planta de Procesamiento Malvinas incluyendo la rotura de la línea By Pass, debido a lo cual sólo se dispondría del Line Pack del Sistema de Transporte, lo cual ocasionaría que no se suministre de Gas Natural a las Centrales Térmicas, Industriales y Consumidores Independientes, disponiéndose sólo atender a los residenciales-comerciales y GNV por aproximadamente 13 días.
- La restricción más severa en el servicio de transporte, podría suscitarse debido a una falla en el Sistema de Transporte en la zona de la selva, debido al tiempo que tomaría la reparación, por el desplazamiento logístico de equipos y técnicos, lo cual ocasionaría que no se suministre de Gas Natural a las Centrales Térmicas, Industriales y Consumidores Independientes, disponiéndose sólo del Line Pack para atender a los residenciales-comerciales y GNV por aproximadamente entre 13 y 9 días.
- Es necesario mencionar que de acuerdo al Mecanismo de Racionamiento aprobado por Decreto Supremo N° 017-2018-EM, señala que el Productor asigna los volúmenes de Gas Natural a cada Generador Eléctrico, conforme a lo que disponga el COES en concordancia con lo establecido en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, o la norma que lo modifique o sustituya, debiendo el COES poner en conocimiento a la Dirección General de Electricidad,

por lo que es poco probable que haya una restricción de generación eléctrica para el Mercado Interno del país.

- Para el sector de sierra, el ducto de Perú LNG funciona como un loop del sistema de transporte de TGP, lo cual disminuye la severidad de los impactos de una eventual contingencia en esta zona.
- Para el sector de costa, con la puesta en operación del Loop Costa II el 22 de abril de 2016, existe redundancia al sistema de transporte de TGP (tramo Humay y City Gate - Lurín), lo que permitirá atender con normalidad la demanda interna.

## **RECOMENDACIONES**

- A efectos de contar con mayor volumen de gas natural de abastecimiento para las temporadas de avenida, en las cuales las condiciones climatológicas pueden generar movimientos de tierra que afecten la infraestructura de transporte, se sugiere establecer las coordinaciones con el Concesionario de Transporte a efectos de empacar la mayor cantidad posible de Line pack para contar con disponibilidad, en caso de presentarse una falla y/o rotura en el ducto.
- A efectos de contar con mayor volumen de gas natural de abastecimiento para las temporadas de alta demanda de gas para la generación eléctrica, se sugiere establecer las coordinaciones con el Concesionario de Transporte a efectos de empacar la mayor cantidad posible de Line pack durante la temporada de estiaje, en el cual disminuyen los recursos hídricos para la generación eléctrica.
- Se considera necesario el establecimiento de un Protocolo de Comunicaciones, el cual se encontraba regulado en el artículo 7 del Decreto Supremo N° 050-2012-EM, derogado por el Decreto Supremo

N° 017-2018-EM, con el fin de permitir un intercambio de información en tiempo real y de manera confiable entre los agentes y Osinergmin, para una oportuna supervisión y fiscalización dentro de periodos de emergencia.

- La autoridad sectorial debe coordinar con ENEL, FENIX POWER, PETROPERU y REPSOL, mecanismos que permitan la provisión adecuada del suministro de Diesel 2 en los volúmenes requeridos para los casos de contingencia en que se debe operar las turbinas duales.
- Para garantizar el abastecimiento de Gas Natural para los próximos años, de acuerdo al crecimiento de la demanda, se debe propiciar el incremento o ampliación de las capacidades de Producción, Procesamiento y Transporte de Gas Natural.
- Se debe realizar el seguimiento periódico a los principales indicadores operativos de la Planta de Procesamiento de gas natural de Malvinas, planta de fraccionamiento de Pisco y a los sistemas de transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural, así como Distribución de Gas Natural, con la finalidad de alertar sobre desviaciones de parámetros operativos, que pudieran afectar el suministro de gas natural y LGN.
- La autoridad sectorial debe solicitar al Consorcio Camisea y a los Concesionarios de transporte y distribución, los tiempos de reparación de fallas de dichos escenarios y fijar parámetros referenciales, que los incentiven a la pronta reparación de los sistemas de producción, procesamiento, transporte y/o distribución a fin de garantizar el suministro continuo de gas natural.

## **FUENTES DE INFORMACIÓN**

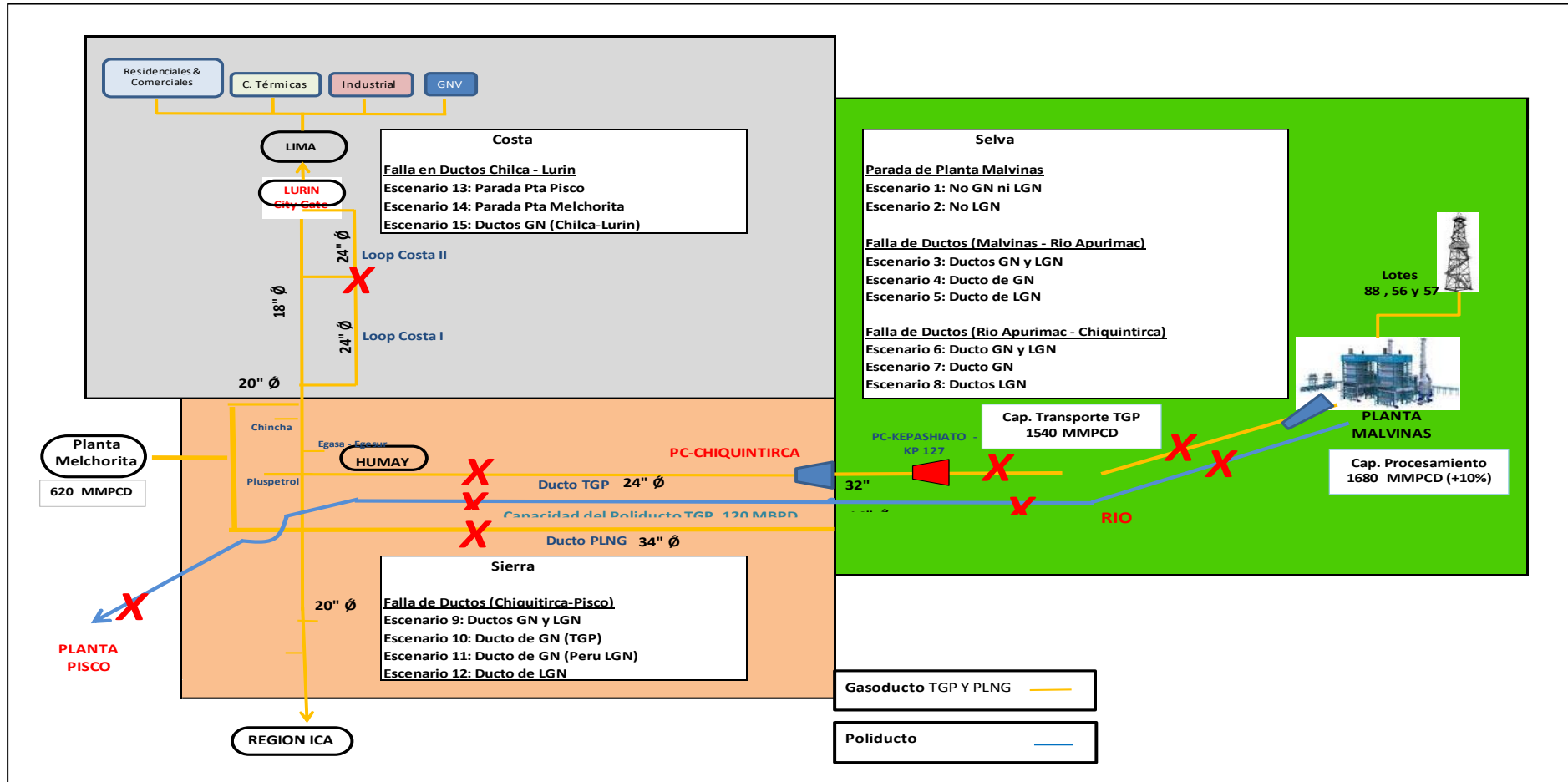
- AVILA ACOSTA, Roberto B (1997). Apuntes de perfil de Tesis. 1era ed. Editorial: Educación y cultura. Pág. 38.

- BENDEZU, Luis, (Perú, 2007). “Evaluación de Impacto del Gas Natural sobre Consumidores Residenciales”. Documento de Trabajo No 27, de la Oficina de Estudios Económicos – Osinergmin.
- DELGADO ACEVEDO, Aldo Max, (Perú, 2011). “Coyuntura del impacto económico del gas natural dentro de un contexto comercial eficiente en el mercado peruano”. (tesis de posgrado). Universidad Nacional Mayor de San Marcos.
- CHISARI, Omar; MASTRONARDI, Leonardo; VÁSQUEZ CORDANO, Arturo y ROMERO, Carlos. (Perú, 2015). “Los impactos económicos de las restricciones al transporte de gas natural en el Perú: Un análisis de equilibrio general computable”. Documento de Trabajo No 33, de la Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin
- HERNANDEZ, Roberto; FERNÁNDEZ, C y BAPTISTA, M. (2014). Metodología de la Investigación. 6ta Edición. México. Pág. 92-152.
- LÓPEZ, Marcela; SALAZAR, Sofia (Colombia, 2010). “Efectos de la Regulación sobre el funcionamiento de los mercados de gas natural de Colombia” (tesis de pregrado). Universidad EAFIT
- LAJOUS VARGAS, Adrián. (México, 2013). “Dilema del suministro de gas natural en México”. CEPAL - Serie Estudios y perspectivas - México - N° 142
- MEERSOHN, Manuel. (Chile, 2016). “Índice de riesgo de seguridad de suministro energético: una propuesta para Chile” (tesis de pregrado). Universidad Nacional de Chile

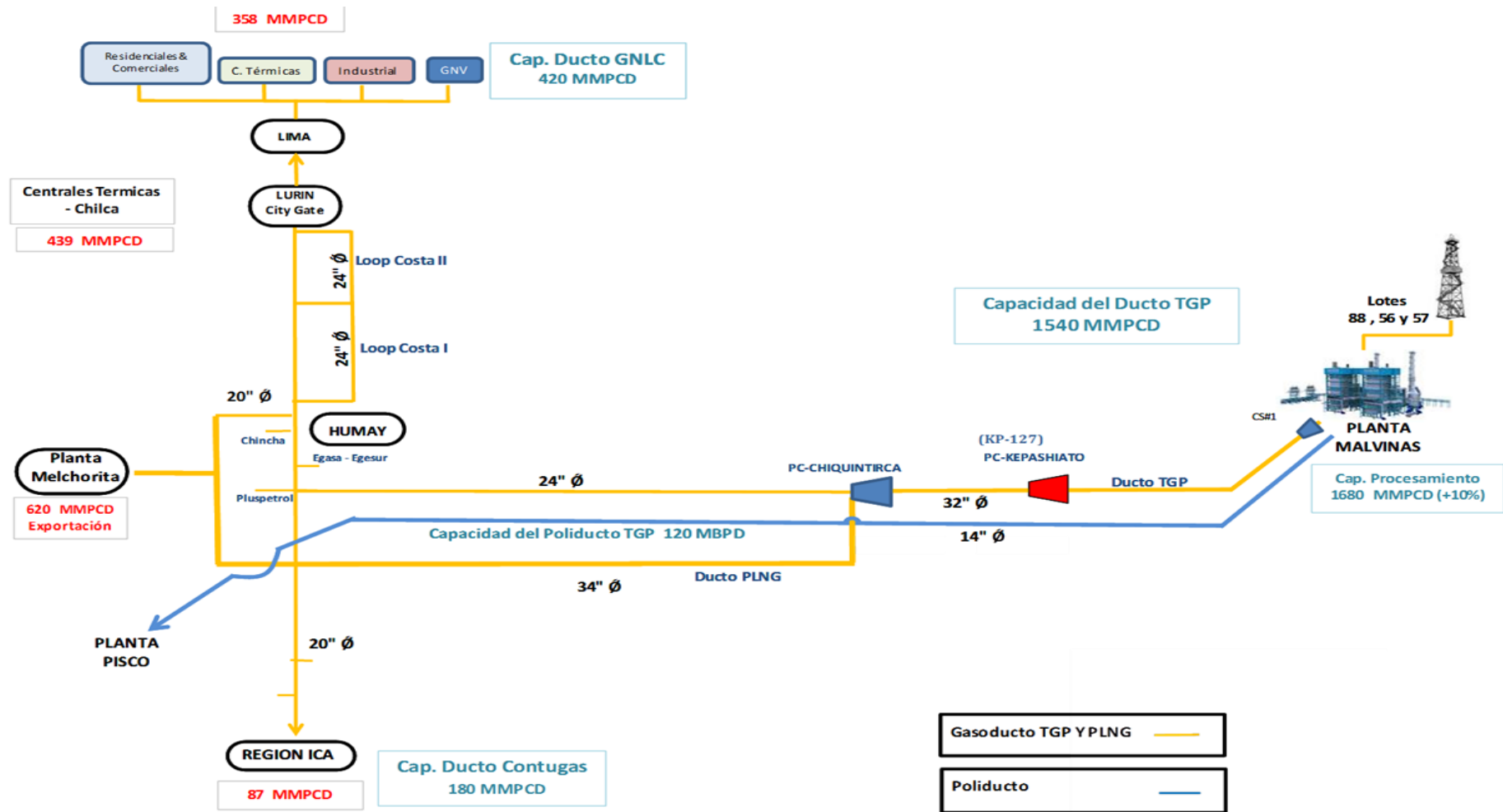
## **ANEXOS**

- Anexo N° 01: Restricciones más severas por región: 2021
- Anexo N° 02: Mercado local 920 MMPCD - Escenarios 2021
- Anexo N° 03: Sistema de Transporte de Gas Natural 2021
- Anexo N° 04: Comunicaciones remitidas por las empresas

## ANEXO N° 01 RESTRICCIONES MÁS SEVERAS POR REGIÓN: 2021



## ANEXO N° 02 – MERCADO LOCAL 920 MMPCD- ESCENARIO 2021



**ANEXO N° 03**  
**SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL 2021**



## ANEXO N° 04 COMUNICACIONES REMITIDAS POR LAS EMPRESAS



Pluspetrol Perú Corporation S.A.  
Calle Las Hagonas 97010, piso 11  
San Isidro Lima 27- Perú  
Tel: (51-1) 411 7100

PPC-PLA-002-2021

San Isidro, 20 de diciembre de 2021

Señores

**División de Supervisión de Gas Natural**

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN  
Calle Bernardo Monteagudo No. 222  
Magdalena del Mar

Atención: Sr. Oscar Echegaray Pacheco  
Jefe Unidad de Contratos y Asuntos Regulatorios de Gas Natural

Asunto: Solicitud de información sobre el suministro de gas natural.

Referencia: Oficio N° 824-2021-OS-DSGN, Expediente: 202100063200

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a usted para presentar la información solicitada, teniendo como base el supuesto caso en que se produjeron los roturas de los ductos de transporte de líquidos de gas natural y de gas natural, ambos de propiedad de la empresa Transportadora del Gas del Perú (en adelante TGP), considerando que los mencionados supuestos ocurren independientemente uno de otro y que en su comunicación no se detalla la gravedad ni la existencia de otra situación asociada.

Al respecto, en el supuesto caso de rotura del ducto de transporte de líquidos de gas natural, la planta Malvinas estaría en condiciones de suministrar gas natural al ducto de TGP a un régimen de 400 MMscfd aproximadamente; para lo cual, los maniobras operativas demorarían 28 horas. Esta condición podría mantenerse entre 15 y 20 días aproximadamente; o hasta que los pozos de gas seco comiencen a suministrar agua o líquidos de gas natural.

En el supuesto caso de rotura del ducto de transporte de gas natural, no se podría entregar gas natural. Los tiempos estimados de disponibilidad deberán ser informados por TGP dependiendo de la gravedad de la supuesta restricción.

En el caso de la supuesta rotura de ambos ductos (el de gas natural y el de líquidos), no se podría entregar gas natural. Los tiempos estimados de disponibilidad deberán ser informados por TGP dependiendo de la gravedad de las restricciones. Habida cuenta que ambos activos son propios de TGP y operados por ellos mismos.

Así mismo, ante el supuesto de una parada total de la Planta Malvinas por la falla de equipo mayor, el tiempo estimado de reparación dependerá de la gravedad de la falla. El volumen diario disponible de gas natural a entregar al ducto de TGP sería de 400 MMscfd aproximadamente, considerando la disponibilidad del bypass de planta.



**Pluspetrol Perú Corporation S.A.**  
Calle Las Seguiras 9705, piso 11  
San Isidro Lima 27 - Perú  
Tel.: (01-1) 411 7100

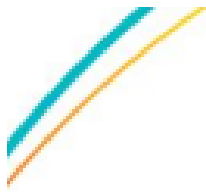
Por último, en el supuesto de la indisponibilidad de los pozos y/o instalación y/o líneas de recolección (flowlines); el tiempo estimado de reparación dependerá de la gravedad del incidente. El volumen diario disponible de gas natural a entregar al ducto de TGP sería de 400 MMscfd aproximadamente, considerando la redundancia actual.

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,

---

Germán Álvarez  
Gerente de Operaciones



**TGP/GELE/INT-25179-2021**

**Lima, 23 de diciembre del 2021**

**Señor:**

**Oscar Echegaray Pacheco**

**Jefe Unidad de Contratos y Asuntos Regulatorios de Gas Natural**

**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin**

**Bernardo Monteagudo 222**

**Magdalena del Mar – Lima**

**Presente.-**

**Asunto:** *Requerimiento de información sobre Restricciones del suministro de Gas Natural.*

**Referencias:** *a) Oficio N° 827-2021-OS-DSGN, Expediente: 202100263189 (24.11.2021)*

*b) Oficio N° 862-2021-OS-DSGN Ampliación de plazo hasta el 23 de diciembre de 2021.*

**De nuestra consideración,**

Por la presente damos respuesta al oficio de la referencia a), mediante el cual se nos solicita información considerando las condiciones actuales de operación y la información previamente presentada por nosotros; en los casos que se produjera rotura(s) en el ducto de transporte de gas natural y/o de líquidos de gas natural en los puntos críticos señalados en la referida comunicación a), considerando los tramos que se señalan más adelante. Para ello, solicitan se considere: (i) el tiempo estimado de normalización, (ii) la capacidad disponible de entregas de gas natural, y (iii) el linepack inicial que se dispondría, considerando un límite superior en óptimas condiciones y un límite inferior:

- a) **Falla de ambos ductos (gas natural y líquidos de gas natural), en el tramo Malvinas – Río Apurímac.**
- b) **Falla del ducto de transporte de gas natural, en el tramo Malvinas – Río Apurímac.**
- c) **Falla del ducto de transporte de líquidos de gas natural, en el tramo Malvinas – Río Apurímac**
- d) **Falla de ambos ductos (gas natural y líquidos de gas natural), en el tramo Río Apurímac – PC Chiquintrica.**
- e) **Falla del ducto de transporte de gas natural, en el Río Apurímac – PC Chiquintrica.**

**1**



- f) **Falla del ducto de transporte de líquidos de gas natural, en el Rio Apurimac–PC Chiquintrica.**
- g) **Falla de ambos ductos (gas natural y líquidos de gas natural), en el tramo PC Chiquintrica–Planta Pisco.**
- h) **Falla del ducto de transporte de gas natural, en el tramo PC Chiquintrica–Planta Pisco.**
- i) **Falla del ducto de transporte de líquidos de gas natural, en el tramo PC Chiquintrica–Humay**
- j) **Falla del ducto de transporte de gas natural de 24", en el tramo Chilca–Lurin.**
- k) **Falla del ducto de transporte de gas natural de 18", en el tramo Chilca–Lurin.**
- l) **Falla de ambos ductos de transporte de gas natural de 24" y 18", en el tramo Chilca–Lurin.**

Al respecto, les informamos que también se está considerando un escenario adicional de afectación al ducto de PLNG en el tramo PC Chiquintrica –Planta Pisco.

Es importante mencionar que los escenarios trabajados han sido evaluados considerando dos volúmenes de linepack inicial de 53.4 MMm<sup>3</sup>, para el límite inferior, y de 61.4 MMm<sup>3</sup> para el límite superior. Estos valores han sido determinados considerando la información estadística del linepack de la operación diaria correspondiente al año 2021, a la cual se le han excluido los valores extremos que responden a condiciones operativas puntuales y excepcionales, como variaciones imprevistas del consumo de gas natural de los usuarios, mantenimientos programados en el Sistema de Transporte de GN, o paradas programadas o imprevistas de la Planta de Separación Malvinas, entre otros.

La presente información es el resultado de la realización de un ejercicio teórico respecto de escenarios imprevistos de rotura. El nivel del linepack considerado, así como los tiempos estimados de reparación y normalización del Sistema de Transporte de GN que aquí se indican, han sido calculados asumiendo condiciones hipotéticas, entre ellas: disponibilidad de la inyección de GN por parte del Productor para la recuperación del linepack, condiciones climáticas favorables que permitan realizarlas acciones de logística y de trabajo en sitio, la inexistencia de restricciones de ingreso por temas sociales y/o de seguridad, ni de otro tipo; no obstante, en la práctica estas condiciones podrían cambiar sustancialmente por lo que los tiempos señalados de restablecimiento del servicio parcial o total, el nivel de linepack, y la disponibilidad de capacidad del STD de NG presentados corresponden a un ejercicio teórico que no necesariamente se cumpliría. Por lo tanto, los resultados aquí presentados no constituyen un compromiso por parte del Concesionario respecto de los mismos.

2



Finalmente, sobre vuestra solicitud del linepack mínimo que debe permanecer en el ducto para evitar desbalances en el Sistema de Transporte de GN, les comentamos que el linepack mínimo es el mínimo volumen de GN que debe contener el Sistema de Transporte para mover el caudal requerido por los usuarios, desde el punto de recepción en Malvinas hasta los puntos de entrega sin afectar las mínimas presiones contractuales. El nivel del linepack mínimo es muy dinámico, el cual varía constantemente de acuerdo a diferentes variables operativas, tales como el caudal de inyección de GN, los caudales de consumo de los usuarios en los diferentes puntos de entrega, la puesta en servicio y la estrategia de operación de las plantas compresoras, entre otros aspectos operativos.

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,

**LUIS MIGUEL  
VELAPATINO  
NUFLO**

Firmado digitalmente por  
LUIS MIGUEL  
VELAPATINO NUFLO  
Fecha: 2021.12.23  
14:36:45 -05'00'

Luis Miguel Velapatiño  
Apoderado

Anexos:

- ✓ Anexo 1.- Escenarios de Restricciones del Suministro del Gas Natural 2021 con un límite inferior de linepack de 53.4 MMSCF.
- ✓ Anexo 2.- Escenarios de Restricciones del Suministro del Gas Natural 2021 con un límite superior de linepack de 61.4 MMSCF.

Restricciones del Suministro de Gas Natural							
#	Tramo Afectado	Linepack Inicial NG	Punto crítico identificado en el tramo	Ducto Afectado	Tiempo Requerido de Normalización	Capacidad Disponible de Entregas NG	Observaciones
1	Malvinas - Río Apurímac	53.4 MMm3	PK 56+400 – 56+500	NG + NGL	13 días	65 MMPCD	No se tiene inyección de Gas Natural.
2				NGL		100 % disponible el ducto de NG	Después de 8 hrs de la falla del ducto NGL, Pluspetrol Malvinas tendría muy alto nivel de inventarios de NGL, por lo cual reduciría la inyección de NG. Durante el tiempo de Reparación, Pluspetrol Malvinas podría inyectar NG provenientes de sus pozos de gas seco en un rate de 400-500 MMPCD (sujeto a lo que indique en su momento Pluspetrol Malvinas).
3				NG		65 MMPCD	No se tiene inyección de Gas Natural.
4	Río Apurímac - PC Chiquintínca		PK 196+570 – 196+700	NG + NGL	9 días	76 MMPCD	No se tiene inyección de Gas Natural.
5				NGL		100 % disponible el ducto de NG	Después de 8 hrs de la falla del ducto NGL, Pluspetrol Malvinas tendría muy alto nivel de inventarios de NGL, por lo cual reduciría la inyección de NG. Durante el tiempo de Reparación, Pluspetrol Malvinas podría inyectar NG provenientes de sus pozos de gas seco en un rate de 400-500 MMPCD (sujeto a lo que indique en su momento Pluspetrol Malvinas).
6				NG		76 MMPCD	No se tiene inyección de Gas Natural.
7	PC Chiquintínca - Planta Pisco		PK 243+900	NG + NGL	9 días	550 MMPCD	De darse esta afectación se estaría transportando NG a través del ducto de 34" de PLNG. Después de 8 hrs de la falla del ducto NGL, Pluspetrol Malvinas tendría muy alto nivel de inventarios de NGL, por lo cual reduciría la inyección de NG. Pluspetrol Malvinas podría inyectar NG proveniente de sus pozos de gas seco en un rate de 400-500 MMPCD de NG. (sujeto a lo que indique en su momento Pluspetrol Malvinas) La capacidad de Transporte de NG sin el ducto de 24" sería de 550 MMPCD, volumen que pasaría por el ducto de PLNG en el marco del Acuerdo para el Incremento y Uso de Capacidad de Transporte del Ducto Principal (En adelante, CUA).
8				NGL		100 % disponible el ducto de NG	Después de 8 hrs de la falla del ducto NGL, Pluspetrol Malvinas tendría muy alto nivel de inventarios de NGL, por lo cual reduciría la inyección de NG. Durante el tiempo de Reparación, Pluspetrol Malvinas podría inyectar NG provenientes de sus pozos de gas seco en un rate de 400-500 MMPCD (sujeto a lo que indique en su momento Pluspetrol Malvinas).
9				NG		550 MMPCD	De darse esta afectación se estaría transportando NG a través del ducto de 34" de PLNG. La capacidad de Transporte de NG sin el ducto de 24" sería de 550 MMPCD, volumen que pasaría por el ducto de PLNG en el marco del CUA.
10				Ducto NG PLNG 34"		Tiempo a ser definido por PLNG	450 MMPCD
11	Chilca - Lurín		PK 725+390 - 730+000	Ducto NG 24"	5 días	1300 MMPCD	Los 1300 MMSCFD de capacidad disponible se alcanzaría luego de realizar el recomodo del perfil de presiones en el ducto de NG.
12				Ducto NG 18"		1390 MMPCD	Los 1390 MMSCFD de capacidad disponible se alcanzaría luego de realizar el recomodo del perfil de presiones en el ducto de NG.
12		Ducto NG 24" y 18"		7 días	1199 MMSCFD	La entregas de NG se estarían dando a todos los clientes a excepción de los usuarios conectados en el punto de entrega City Gate Lurín. La capacidad total contratada en firme por estos usuarios es de 341 MMSCF a noviembre 2021.	

NOTAS:

- El Linepack Inicial de Gas Natural incluye el linepack del ducto de TGP y el linepack del ducto de PLNG.
- El tramo Malvinas- PC Chiquintínca (Ayacucho) se dividió en dos secciones Malvinas - Río Apurímac - PC Chiquintínca debido a las diferentes condiciones de nivel logístico que se tiene en ambas secciones.
- Además de considerar escenarios independientes para el tramo Chilca - Lurín, se consideró el escenario adicional de afectación en el ducto de PLNG indicado en el punto 10 de esta tabla.
- La capacidad creada que tiene TGP en el ducto de PLNG es de 550 MMPCD.
- La capacidad de entrega es por los días señalados en la sección "Tiempo Requerido de Normalización"
- Los tiempos estimados de reparación y normalización del sistema de transporte de GN que aquí se indican, en la práctica, dependerán de los parámetros y condiciones operativas presentes en la fecha del evento y han sido calculados asumiendo condiciones hipotéticas; entre ellas, disponibilidad de la inyección de GN para la recuperación del linepack, condiciones climáticas favorables y que no existan restricciones de ingreso por temas sociales y/o de seguridad, ni restricciones de otro tipo. De presentarse alguna variación en las condiciones asumidas para el ajetado, los tiempos de normalización serían mayores.

Restricciones del Suministro de Gas Natural							
#	Tramo Afectado	Linepack Inicial NG	Punto crítico identificado en el tramo	Ducto Afectado	Tiempo Requerido de Normalización	Capacidad Disponible de Entregas NG	Observaciones
1	Malvinas - Río Apurímac	61.4 MMm3	PK 56+400 – 56+500	NG + NGL	13 días	83 MMPCD	No se tiene inyección de Gas Natural.
2				NGL		100 % disponible el ducto de NG	Después de 8 hrs de la falla del ducto NGL, Pluspetrol Malvinas tendría muy alto nivel de inventarios de NGL, por lo cual reduciría la inyección de NG. Durante el tiempo de Reparación, Pluspetrol Malvinas podría inyectar NG provenientes de sus pozos de gas seco en un rate de 400-500 MMPCD (sujepto a lo que indique en su momento Pluspetrol Malvinas).
3				NG		83 MMPCD	No se tiene inyección de Gas Natural.
4	Río Apurímac - PC Chiquintínca		PK 196+570 – 196+700	NG + NGL	9 días	103 MMPCD	No se tiene inyección de Gas Natural.
5				NGL		100 % disponible el ducto de NG	Después de 8 hrs de la falla del ducto NGL, Pluspetrol Malvinas tendría muy alto nivel de inventarios de NGL, por lo cual reduciría la inyección de NG. Durante el tiempo de Reparación, Pluspetrol Malvinas podría inyectar NG provenientes de sus pozos de gas seco en un rate de 400-500 MMPCD (sujepto a lo que indique en su momento Pluspetrol Malvinas).
6				NG		103 MMPCD	No se tiene inyección de Gas Natural.
7	PC Chiquintínca - Planta Pisco		PK 243+900	NG + NGL	9 días	550 MMPCD	De darse esta afectación se estaría transportando NG a través del ducto de 34" de PLNG. Después de 8 hrs de la falla del ducto NGL, Pluspetrol Malvinas tendría muy alto nivel de inventarios de NGL, por lo cual reduciría la inyección de NG. Pluspetrol Malvinas podría inyectar NG proveniente de sus pozos de gas seco en un rate de 400-500 MMPCD de NG. (sujepto a lo que indique en su momento Pluspetrol Malvinas) La capacidad de Transporte de NG sin el ducto de 24" sería de 550 MMPCD, volumen que pasaría por el ducto de PLNG en el marco del Acuerdo para el Incremento y Uso de Capacidad de Transporte del Ducto Principal (En adelante, CUA).
8				NGL		100 % disponible el ducto de NG	Después de 8 hrs de la falla del ducto NGL, Pluspetrol Malvinas tendría muy alto nivel de inventarios de NGL, por lo cual reduciría la inyección de NG. Durante el tiempo de Reparación, Pluspetrol Malvinas podría inyectar NG provenientes de sus pozos de gas seco en un rate de 400-500 MMPCD (sujepto a lo que indique en su momento Pluspetrol Malvinas).
9				NG		550 MMPCD	De darse esta afectación se estaría transportando NG a través del ducto de 34" de PLNG. La capacidad de Transporte de NG sin el ducto de 24" sería de 550 MMPCD, volumen que pasaría por el ducto de PLNG en el marco del CUA.
10				Ducto NG PLNG 34"		Tiempo a ser definido por PLNG	450 MMPCD
11	Chilca - Lurín		PK 725+300 - 730+000	Ducto NG 24"	5 días	1490 MMPCD	La mayor afectación en las entregas de NG será en el punto de entrega Chilca. Los 1490 MMSCFD de capacidad disponible se alcanzaría luego de realizar el recomodo del perfil de presiones en el ducto de NG.
12				Ducto NG 18"		1535 MMPCD	La mayor afectación en las entregas de NG será en el punto de entrega Chilca.
12		Ducto NG 24" y 18"		7 días	1199 MMSCFD	Las entregas de NG se estarían dando a todos los clientes a excepción de los usuarios conectados en el punto de entrega City Gate Lurín. La capacidad total contratada en firme por estos usuarios es de 341 MMSCF a noviembre 2021.	

**DTAS:**

El Linepack Inicial de Gas Natural incluye el linepack del ducto de TgP y el linepack del ducto de PLNG.

El tramo Malvinas- PC Chiquintínca[ Ayacucho] se dividió en dos secciones Malvinas - Río Apurímac - PC Chiquintínca debido a las diferentes condiciones de nivel logístico que se tiene en ambas secciones.

Además de considerar escenarios independientes para el tramo Chilca – Lurín, se consideró el escenario adicional de afectación en el ducto de PLNG indicado en el punto 10 de esta tabla.

La capacidad creada que tiene TgP en el ducto de PLNG es de 550 MMPCD.

La capacidad de entrega es por los días señalados en la sección "Tiempo Requerido de Normalización"

Los tiempos estimados de reparación y normalización del sistema de transporte de GN que aquí se indican, en la práctica, dependerán de los parámetros y condiciones operativas presentes en la fecha del evento y han sido calculados asumiendo condiciones hipotéticas; entre ellas, posibilidad de la inyección de GN para la recuperación del linepack, condiciones climáticas favorables y que no existan restricciones de ingreso por temas sociales y/o de seguridad, ni restricciones de otro tipo. De presentarse alguna variación en las condiciones asumidas para el evento, los tiempos de normalización serían mayores.