

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO, GAS NATURAL Y
PETROQUÍMICA

SECCIÓN DE POST GRADO Y 2DA. ESPECIALIZACIÓN



“TECNOLOGÍAS DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL EN MINIPLANTAS PARA ATENDER A
CLIENTES INDUSTRIALES EN EL NORTE DEL PAÍS”

TESIS

PARA OPTAR EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS CON MENCIÓN EN

INGENIERO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

RICARDO SANTILLAN CHUMPITAZ

LIMA-PERU

2011

INDICE

CAPÍTULO I.- INTRODUCCIÓN

1.1	Problemática	4
1.2	Formulación del problema	5
1.3	Justificación de la investigación	6
1.4	Objetivos	
1.4.1	Objetivo General	6
1.4.2	Objetivo Específicos	6

CAPÍTULO II.- MARCO TEÓRICO

2.1	Antecedente de la investigación	7
2.1.1	Desarrollo del GNL	8
2.1.2	Antecedentes de Distribución de GNL mediante cisternas criogénicas en América del Sur- Caso Gas Local en Brasil	10
2.2	Bases teóricas	
2.2.1	Caracterización del producto (Gas Natural Licuado)	11
2.2.2	Características fisicoquímicas del gas natural según la normatividad	11
2.2.3	Características de calidad del gas natural	12
2.2.4	Tecnologías de licuefacción en Miniplantas de GNL	14
2.3	Marco conceptual	
2.3.1	Miniplanta de Licuefacción	22
2.3.2	Tipos de miniplantas de licuefacción	22
2.3.3	Cisternas Criogénicas	23
2.3.4	Plantas Satélites	25

CAPÍTULO III.- HIPÓTESIS Y VARIABLES

3.1	Hipótesis general	26
3.2	Hipótesis específica	26
3.3	Identificación de variables	26

CAPÍTULO IV.- PLANEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

4.1	Tipo de investigación	27
4.2	Población y muestra	27
4.3	Instrumentos de recolección de datos	31
4.4	Análisis e interpretación de la información	32
4.4.1	Estudio de Mercado	32
4.4.2	Análisis de la Demanda	40
4.4.2.1	Antecedentes al análisis de la demanda	40
4.4.2.2	Desarrollo del análisis de la demanda	42

CAPÍTULO V.- ANÁLISIS DE LOS COSTOS FIJOS Y VARIABLES EN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL LICUEFACTADO

5.1	Costo de inversión del sistema de transporte	70
5.1.1	Costo de inversión en cisternas	70
5.1.2	Costo de inversión en tractos	70
5.2	Costo operacional del sistema de transporte	71
5.2.1	Cálculo de los costos operacionales	72

CAPÍTULO VI.- OPTIMIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE GNL EN EL NORTE DE LIMA

6.1	Consideraciones para realizar la optimización	77
6.2	Planteamiento y descripción del problema	78
6.3	Simulaciones y proyección de costos	81

CAPÍTULO VII.-SELECCIÓN DE EQUIPOS Y TECNOLOGÍAS PARA LA MINIPLANTA DE LICUEFACCIÓN, CISTERNAS CRIOGÉNICAS Y PLANTAS SATÉLITES.

7.1	Miniplanta de licuefacción de gas natural	84
7.1.1	Tecnología de licuefacción	84
7.1.2	Capacidad de licuefacción de GNL	84
7.1.3	Ubicación de la Miniplanta de licuefacción	85
7.2	Cisternas criogénicas	90
7.2.1	Número de cisternas criogénicas	91
7.2.2	Características de diseño de las cisternas criogénicas	92

7.3	Plantas satélites	
	7.3.1 Principales componentes	92
	7.3.2 Funcionamiento	93
	7.3.3 Tecnología	95
CAPÍTULO VIII.- DETERMINACIÓN DE LOS INDICADORES ECONÓMICOS PARA LA FACTIBILIDAD DEL PROYECTO		
8.1.	Costos de inversión	
	8.1.1. Costos relacionados con la planta de licuefacción	96
	8.1.2. Costo de inversión en el transporte mediante cisternas criogénicas.	98
	8.1.3. Costo de inversión para el almacenamiento de GNL a través de plantas Satélites.	99
8.2.	Costo operativos	
	8.2.1. Costos operativos de licuefacción.	100
	8.2.2. Costos operativos del transporte de GNL mediante cisternas criogénicas.	100
	8.2.3. Costos operativos del almacenamiento de GNL en plantas satélites.	101
8.3.	Cálculo del VANe (VAN económico) y TIRe (TIR económico)	102
8.4.	Plan de inversión y financiamiento	105
8.5.	Calendario de Pago de la inversión Fija	105
8.6.	Cálculo del VANf (VAN financiero) y TIRf (TIR financiero)	106
8.7.	Determinación del TIRfinanciero	107
8.8.	Cálculo del Punto de Equilibrio operativo	108
8.9.	Análisis de Sensibilidad	111
CAPÍTULO IX.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		114
ANEXOS		116

GLOSARIO

192

BIBLIOGRAFIA

193

INDICE DE TABLAS

- **Tabla N°2.1.-Características fisicoquímicas del gas natural según contrato de licencia de Lote 88 –Camisea**
- **Tabla N°2.2.- Composiciones y propiedades de diversas plantas de GNL**
- **Tabla N°2.3.- Procesos de Licuefacción actualmente usados**
- **Tabla N°2.4.- Comparación entre ambos tipos de cisternas en iguales condiciones. Vacío Vs. Poliuretano**
- **Tabla N°4.1.- Listado de los potenciales clientes consumidores de GNL**
- **Tabla N°4.2.- Listado de clientes para el mercado objetivo**
- **Tabla N°4.3.- Reservas Probadas y no probadas (probable y posible) de gas natural en Camisea.**
- **Tabla N°4.4.- Tabla de conversión**
- **Tabla N°4.5.- Tabla de consumo de gas natural**
- **Tabla N°4.6.-Población de Ancash**
- **Tabla N°4.7.-Población de La Libertad**
- **Tabla N°4.8.-Población de Lima**
- **Tabla N°4.9.- Producción nacional del sector Agroindustrial**
- **Tabla N°4.10.-Producción nacional del sector Manufacturero**
- **Tabla N°4.11.- Producción nacional del sector Pesquero**
- **Tabla N°4.12.-Número de Vehículos del parque automotor**
- **Tabla N°4.13.-Porcentaje de conversión vehicular anual**
- **Tabla N°4.14.- Consumo de gas natural**

- **Tabla N°4.15.- Proyección de la Demanda de Gas en Ancash**
- **Tabla N°4.16.-Proyección de la Demanda de Gas en Ancash**
- **Tabla N°4.17.-Proyección de la Demanda de Gas en Lima**
- **Tabla N°4.18.-Proyección de la Demanda de Gas en La Libertad**
- **Tabla N°4.19.-Proyección de la Demanda de Gas en Ancash**
- **Tabla N°4.20.- Proyección de la Demanda de Gas en Lima**
- **Tabla N° 4.21.-Proyección de la Demanda de Gas en La Libertad**
- **Tabla N° 4.22.-Proyección de la Demanda de Gas en Ancash**
- **Tabla N° 4.23.-Proyección de la Demanda de Gas en Lima**
- **Tabla N°4.24.-Proyección de la Demanda de Gas Natural hasta el 2020**
- **Tabla N°4.25.-Proyección de la Demanda de Gas Natural hasta el 2020, considerando el riesgo de las empresas pesqueras**
- **Tabla N°5.1.- Costos de una cisterna criogénica**
- **Tabla N° 5.2.- Definición de cálculo de cada costo**
- **Tabla N° 5.3.- Costo del seguro vehicular de acuerdo al valor del tracto**
- **Tabla N° 5.4.-Gastos administrativos para el transporte de GNL mediante cisternas**
- **Tabla N° 5.5.- Consideraciones adicionales para el cálculo del costo**
- **Tabla N° 5.6.-Resumen de resultados finales**
- **Tabla N° 5.7.-Resumen de de costos fijos y variables totales operacionales del transporte**
- **Tabla N°6.1.- Volumen real entregado de GNL por cisterna (m³)**

- **Tabla N°6.2.- Lista de nuevos clientes y cisternas proyectados por año**
- **Tabla N°6.3.-Resumen de costos operativos en el transporte de GNL**
- **Tabla N°7.1.-Factores críticos que afectan la selección de la localización**
- **Tabla N°7.2.-Pesos, puntos y solución para la localización de la Planta de Licuefacción (Método de Calificación de Factores). Posibles puntos de Ubicación**
- **Tabla N°8.1.-.- Capacidad de la miniplanta de licuefacción en Ton de GNL**
- **Tabla N°8.2.- Costo de inversión de una miniplanta de licuefacción luego de aplicar el método de escalamiento de costos en base a una planta de referencia**
- **Tabla N°8.3.-Costo de inversión en cisternas criogénicas**
- **Tabla N°8.4.- Costo de inversión en tracto**
- **Tabla N°8.5.- Costo total de inversión en el sistema de transporte mediante cisternas criogénicas.**
- **Tabla N°8.6.-Costo de inversión en plantas satélites: Capacidad de 30 y 150 m³ de GNL**
- **Tabla N°8.7.-Costo de inversión en plantas satélites de GNL según las capacidades asignadas por año**
- **Tabla N°8.8.-Resumen de costos operativos en el transporte de GNL**
- **Tabla N°8.9.-Costos operativos de las plantas satélites de GNL**
- **Tabla N°8.10.- Resumen de ventas anuales en m³ de GNL y GN**
- **Tabla N°8.11.- Resumen económico del estado de pérdidas y ganancias del proyecto**

- **Tabla N°8.12.-Relación de Deuda /capital**
- **Tabla N°8.13.-Calendario de pagos**
- **Tabla N° 8.14.-Cálculo del VANf**
- **Tabla N° 8.15.- Cálculo del TIRf- VANf positivo**
- **Tabla N° 8.16.- Cálculo del TIRf- VANf negativo**
- **Tabla N° 8.17.- Cálculo del Punto de Equilibrio operativo**
- **Tabla N° 8.18.- Cálculo del ROI y ROV**
- **Tabla N° 8.19.- Análisis de Sensibilidad del proyecto**

INDICE DE FIGURAS

- **Figura N°2.1 .-Cisterna criogénica de Gas Local –Brasil**
- **Figura N°2.2 .-Proceso de licuefacción del GNL - Cascada Clásica**
- **Figura N°2.3.- Proceso de Licuefacción “Technip-L’Air Liquide”**
- **Figura N°2.4.- Proceso de licuefacción de GNL de “Air Product and chemical”-Ciclo de Refrigerante Mixto**
- **Figura N°2.5.-Proceso de Licuefacción utilizando Refrigerante Mixto con indicación de la evolución de los ciclos de enfriamiento y el de refrigeración del gas natural.**
- **FiguraN°2.6.-Cisterna aislada al vacío**
- **Figura N°2.7.-Cisterna aislada con poliuretano**
- **Figura N°2.8.-Diagrama P&D de una Planta Satélite**
- **Figura N°4.1.- Esquema de la comercialización de GNL a través de transporte de cisternas Criogénicas a los EVP de GNV**
- **Figura N° 4.2.- Esquema de la comercialización de GNL a través de transporte de cisternas Criogénicas a los clientes industriales**
- **Figura N° 4.3.-Número de usuarios industriales habilitados a Agosto del 2010**

- **Figura N°4.4.- Cadena de valor del GNL desde la licuefacción hasta la comercialización**
- **Figura N°13.- Distribución de las reservas de Gas Natural en el año 1988, 1998 y 2008**
- **Figura N°4.5.- Distribución de las reservas de Gas Natural en el año 1988, 1998 y 2008**
- **Figura N°4.6.- Producción de Gas Natural por Región en Billones de metros cúbicos**
- **Figura N°4.7.- Principales Exportadores de GNL según Región (Tera Pies Cúbicos)**
- **Figura N°4.8.-Principales Importadores de GNL según Región(Tera Pies Cúbicos)**
- **Figura N°4.9.- Comparación del consumo de Gas Natural según el tipo de distribución: Red de ductos o transporte de GNL**
- **Figura N°4.10.- Mapa Mundial donde se diferencia el transporte por Red de ductos y el transporte de GNL**
- **Figura N°4.11.- Comparación del consumo de Gas Natural según distribución: Red de ductos o por transporte de GNL**
- **Figura N°4.12.- Curva de regresión de la población de Ancash**
- **Figura N°4.13.-Curva de regresión de la población de La Libertad**
- **Figura N°4.14.-Curva de regresión de la población de Lima**

- **Figura N°6.1.- Grafo de la ubicación de nodos**
- **Figura N°6.2.- Grafo de la ubicación de nodos de posibles clientes**
- **Figura N°7.1.- Miniplanta de licuefacción de GNL- Paulínia –Sao Paulo**
- **Figura N°7.2.-Recorrido de la red de distribución de Gas Natural de Lima y Callao (clasificada en Cluster)**
- **Figura N°7.3.- Área de influencia de ubicación de la Planta de Licuefacción**
- **Figura N° 7.4.-Cisterna criogénica de GNL- CIMC Enric**
- **Figura N° 7.5.-Planta satélite de GNL**
- **Figura N° 8.1.- Punto de Equilibrio operativo**
- **Figura N° 8.2.- Tendencia de la rentabilidad orientada a la inversión y a las ventas (ROI y ROV)**
- **Figura N° 8.3.- Factores sensibles del proyecto en relación al VAN**
- **Figura N° 8.4.- Factores sensibles del proyecto en relación al TIR**

CAPÍTULO I.- INTRODUCCIÓN

1.1 Problemática

La Agencia Internacional de la Energía (IEA - International Energy Agency, 2010¹) destaca que en los últimos años son los países emergentes los que han tomado la delantera en la tasa de crecimiento de consumo de los combustibles en el mundo a la par de sus impresionantes crecimientos económicos, tendencia que se espera mantener en el mediano plazo

Dentro del grupo de los países emergentes, nuestro país ha tenido en los últimos años un fuerte y sostenido crecimiento económico, cuyo soporte energético ha sido el gas natural con una tasa de crecimiento que ha liderado el consumo de los energéticos en el país. El gas natural hoy se convierte en un factor fundamental en el escenario económico y social del país, no en vano el 50% de la generación eléctrica anual depende de él, como tal es necesario conocer en una primera instancia el entorno en el cual se mueve el gas natural a nivel mundial, con la finalidad de obtener las mayores ventajas que contribuyan a darle sostenibilidad a esta industria.

¿Qué está pasando en el entorno? “El mundo de la energía se enfrenta a una incertidumbre sin precedente” se afirma en el (IEA, 2010), ¿Qué razones han llevado al mundo de la energía a esta situación? Las causas más cercanas se relacionan por las consecuencias de las dos grandes crisis mundiales la energética y la financiera; ambas han influido en los niveles de producción de los países en el mundo y siendo que los países emergentes han resultado ser los beneficiados de esta coyuntura, por otro lado la crisis energética ha marcado y cambiado la forma como se venía gestionando en los niveles geopolíticos la energía en el mundo.²

El mundo, sobre todo el desarrollado, comprendió que basar su desarrollo en energéticos en los cuales no podría tener control era construir un desarrollo no sustentable y como tal aprendió y emprendió el concepto de la autosuficiencia; como sucede en las grandes crisis, emergieron nuevas soluciones, por tanto es razonable que aparezcan nuevas tecnologías que hasta hace poco no eran consideradas viables (no convencionales y renovables) y que ahora lo son o se estén reeditando tecnologías que en el pasado se descontinuaron por considerarlas peligrosas (como la nuclear) y no es precisamente porque dejaron de serlo.

Siguiendo lo concluido por IEA, 2010; la mayor tasa de crecimiento de consumo de la energía en estos últimos años ha correspondido a los países emergentes y como caso emblemático se cita que para el año 2009 China ya habría superado en consumo de energía a los Estados Unidos de Norteamérica, pasando a ser desde entonces el primer consumidor de energía en el mundo, destacando que en el año 2000 China consumía sólo la mitad del consumo energético de Estados Unidos de Norteamérica.

1 *Medium Term Oil & gas markets de la IEA*

2 *7a Reunión del Grupo de Trabajo de Energía del Real Instituto ELCANO*

Las proyecciones de consumo de los energéticos en el largo plazo estiman una mayor presencia de los países emergentes, con sus impactos relacionados, asimismo que el gas natural sería el único combustible fósil que incrementa su participación en la cobertura de la demanda energética mundial, todos los demás de origen fósil decrecen; en el mismo sentido las energías renovables tienen una mayor participación.

Estos indicios, no son sino el insumo, para los que toman decisiones en el lugar donde se encuentren en la cadena de valor de los hidrocarburos y generan acciones de orden global, regional, nacional, local, individual y se manifiesta según sus expectativas en el precio.

Por otro lado la problemática en el Perú es la disponibilidad de energía en los puntos de consumo, lo cual ante un incremento de la demanda vegetativa se debe considerar una mayor disponibilidad de energía, motivo por el cual, en el caso del gas natural se tiene que realizar un análisis en función de la distancia de los potenciales consumidores.

Actualmente contamos con una sola concesión de distribución de gas natural por red de ductos en operación que abastece únicamente a la provincia de Lima y Callao, la cual a la fecha sigue en proceso de expansión pero no logra abastecer a todo el departamento de Lima y menos a las demás regiones del país.

Esto denota una falta de planificación en el desarrollo de la distribución de nuevos gasoductos regionales, debiéndose promover la inversión en este tipo de proyectos.

A la fecha se han concesionado dos gasoductos regionales para abastecer a la región de Ica y otra para abastecer a la región sur del Perú, siendo esto aún insuficiente para satisfacer la demanda de las demás regiones del país.

Asimismo, el transporte de GNC ha sido una alternativa para abastecer de gas natural a los lugares donde la red aún no pasa, pero ésta se ve limitada porque a distancias mayores a 250 km no es factible económicamente su transporte³.

1.2 Formulación del problema

¿Existen clientes potenciales industriales que no tienen acceso al Gas Natural en la actualidad en nuestro país debido a que aún no son abastecidos por la red de ductos?

¿Existe la cantidad suficiente de gas natural para hacer sostenible un proyecto de distribución de gas natural licuado en el Norte del Perú?,

³ López, M. (2009). *Evaluación Técnico- Económico de alternativas de tecnologías de transporte de gas natural*, Tesis de maestría. Pontificia Universidad Católica de Río de Janeiro.

¿Es posible aplicar la tecnología para producir gas natural licuado en una Miniplantade GNL, su respectivo transporte con cisternas criogénicas y plantas satélites (almacenaje y distribución) a los potenciales clientes industriales ubicados en el Norte del Perú?

3.1 Justificación de la investigación

Existe una demanda insatisfecha de gas natural, especialmente en el sector industrial a nivel nacional, ya que actualmente el gas natural sólo es distribuido en la ciudad de Lima, mediante un gasoducto de distribución que inicia su recorrido en Lurín y termina en Ventanilla.

Existe la cantidad de gas natural suficiente para hacer sostenible este proyecto, según los reportes de reservas probadas de 12.5 TCF, al 31 de diciembre del 2010.⁴

Es posible cumplir con la instalación de una miniplanta de GNL para la producción de gas natural licuado, efectuar el transporte de este producto mediante cisternas criogénicas y regasificar el GNL en plantas satélites instaladas en los potenciales clientes industriales ubicados en el norte del país.

3.2 Objetivos

1.4.1 Objetivos Generales

Demostrar la factibilidad técnica y económica para el abastecimiento abastecer de gas natural licuado a Clientes Industriales ubicados en un radio de acción de 650 Km, desde la Miniplanta de Gas Natural Licuado ubicada en Lurín hacia el norte del Perú.

1.4.2 Objetivos Específicos

1) Realizar el diagnóstico del mercado de clientes potenciales industriales que no tienen acceso al gas natural en el Norte del Perú, mediante un modelo estadístico para determinar el pronóstico de la demanda representativa.

⁴ Libro anual de reservas de hidrocarburos. Resumen ejecutivo. Ministerio de Energía y Minas DGH. Al 31 de diciembre del 2010.

2) Definir las tecnologías a aplicar para cada una de las etapas del proyecto, esto incluye la miniplanta, el número de cisternas criogénicas y plantas satélites necesarias para atender la demanda.

3) Demostrar la factibilidad del proyecto a través de indicadores económicos como el VAN, TIR, etc., los cuales permitirán determinar que el proyecto sea autosostenible para la distribución de gas natural licuado a clientes potenciales industriales que se encuentran dentro del radio de acción de 650 Km.

CAPÍTULO II.- MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la investigación⁵

El comercio y el empleo del GNL como materia prima energética, tiene sus orígenes en las necesidades surgidas en los EE.UU. durante el segundo tercio del siglo XX, una vez superada la crisis del 1929, con objeto de compaginar las ofertas y las demandas de gas natural distribuido por canalización.

Hacia esta época, gran parte del gas natural producido en USA, era gas natural asociado a la producción del petróleo, cuya demanda iba en aumento para su empleo en usos industriales, de calefacción.

El gas asociado que se obtenía de la extracción del petróleo se producía al ritmo constante de la extracción y de las necesidades de las refinerías. El gas sobrante es inyectado, se comercializaba por tubería para usos industriales y urbanos, y lógicamente, a precios distintos según los excedentes o carencias de la reducción en relación con la demanda.

Se idearon así las denominadas plantas de “**peak-shaving**” (afeitado o recorte de puntas), consistentes en licuar el gas natural en épocas de baja demanda (estivales), mantenerlo almacenado bajo forma líquida en depósitos criogénicos durante el tiempo necesario, y gasificarlo nuevamente en épocas de demanda punta (invernales), para su introducción en las redes de distribución.

A pesar de las inversiones necesarias en instalaciones de licuefacción y regasificación, y de los costes de operación asociados, se podían lograr precios de compra de gas más reducidos y estables, dado que se evitaba a los productores la pérdida del gas natural asociado generado durante la extracción del petróleo.

Téngase en cuenta que en esta época, no estaban todavía suficientemente desarrolladas las técnicas relativas a almacenamientos subterráneos, que son hoy en día la herramienta principal para solucionar este tipo de situaciones, y con capacidades de almacenamiento, además, mucho mayores.

⁵ *Microplantas de GNL y Centros de regasificación de gas natural: Seguridad y Operación. Curso dictado por el Comité de Administración de los Recursos para Capacitación (CAREC), Latin Bridge Business S.A. y Ros Roca Group. Abril 2008*

En general las plantas se pensaron para ser construidas en destino, por cuenta de las compañías distribuidoras, y no en origen, por cuenta de los productores.

La primera planta de “**peak-shaving**” comercialmente operativa propiamente dicha, fue la de Cleveland en 1941 y probablemente como consecuencia de la segunda Guerra Mundial, no se constatan instalaciones en los años inmediatos siguientes.

El accidente que sufrió la planta de Cleveland en el 1944, puso de manifiesto que las tecnologías criogénicas no estaban todavía totalmente estudiadas, por lo que se produjo una interrupción de los proyectos, que no se reiniciaron hasta la década de los 50, y no se materializaron hasta la década de los 60.

El GNL se constituía así como una modalidad o variante de transporte de gas natural distinta de la efectuada mediante gasoductos, y en la que el gas natural se podía transportar licuado a bajas temperaturas, del orden de 162° C bajo cero.

El GNL es posteriormente bombeado a alta presión hacia las instalaciones de regasificación, desde donde el gas natural, una vez regulada y estabilizada su presión, es conducida a los gasoductos de transporte que de la planta parten.

Indicar finalmente que la existencia de almacenamientos geográficamente dispersos de GNL pertenecientes tanto a las plantas de “**peak-shaving**” como a los de las terminales marítimas de recepción, hizo posible utilizarlos como cabeceras de suministro de GNL hacia otras plantas de menor envergadura denominadas **Plantas Satélites**, con la función de actuar como centros de abastecimiento de gas natural de consumos industriales o doméstico comerciales alejados de los gasoductos.

2.1.1 Desarrollo del GNL⁵

En 1873 Carl Von Linde, en Alemania, construyó el primer compresor de refrigeración y en **1895** logró licuar oxígeno con un intercambiador bobinado, antecesor de los utilizados actualmente en GNL.

Entre **1920 y 1940** hubo varias instalaciones en USA que licuaban gas natural para almacenarlo, en todos los casos se trataba de emprendimientos de muy pequeña escala.

A principio de los **años 50** el descubrimiento por los franceses del gran yacimiento de gas de Hassir´Mel en el desierto de Argelia motorizó los estudios para desarrollar el transporte marítimo de GNL.

⁵ Microplantas de GNL y Centros de regasificación de gas natural: Seguridad y Operación. Curso dictado por el Comité de Administración de los Recursos para Capacitación (CAREC), Latin Bridge Business S.A. y Ros Roca Group. Abril 2008

En **1962** se comienza a construir en Arzew sobre la costa Argelina del Mediterráneo la primer Planta de licuación de gas natural en base utilizando el ciclo cascada CAMEL.

En **1970** entra en producción la planta de Exxon ubicada en Mersa el Brega (Libia) produciendo 3 MM t/ año de GNL por medio de 4 trenes de licuación. Esta Planta fue la primera en utilizar el ciclo de refrigerante mixto simple (SMR) patentado **por APCI**.

El ciclo, es más sencillo que la cascada con menos compresores e intercambiadores pero utiliza grandes intercambiadores de calor bobinados en aluminio que son un elemento de diseño exclusivo y con un solo proveedor a nivel mundial (APCI), además es menos eficiente que la cascada.

En **1972** entra en servicio la Planta de licuación de Shell en Brunei (pequeño Principado independiente ubicado al norte de Indonesia), produciendo 5 millones de toneladas año para el mercado japonés. Esta Planta emplea 5 trenes con el ciclo mejorado por APCI de refrigerante mixto preenfriado con propano (PMR) para alcanzar una eficiencia térmica del orden del 90 % con lo que podía competir con la cascada clásica logrando así convertirse en la alternativa elegida en la mayoría de las plantas construidas posteriormente.

En **1989** Australia puso en marcha la Planta North West Shelf con ciclo APCI PMR usando como propulsores 4 turbinas a gas Frame 5 de 28 MW cada una y aéroenfriadores para los condensadores evitando el uso de agua de mar por restricciones ecológicas.

En **1996** en el Emirato de Qatar situado en el Golfo Pérsico comenzó a operar el primer tren del proyecto Quatargas, seguido en 1998 por el segundo, alcanzando una producción de 6,8 MM t/año. Desarrollado por un consorcio compuesto por la empresa estatal y las corporaciones Mobil, Total, Marubeni y Mitsui.

En **1999** en la segunda planta de Qatar RASGAS, (ubicada en Ras Laffan cerca de Quatargas) entró en producción el primer tren produciendo 3.3 MM t/año, con la puesta en marcha del segundo tren en el año 2000 alcanzó producción plena (6,6 MM t/año).

En el año **2000** se puso en producción el proyecto Omán LNG con dos trenes de 3,3 MM t/año, también en el 2000 se pone en marcha el primer terminal de América Latina en Peñuelas (Puerto Rico) recibiendo GNL de Trinidad, con una capacidad de regasificación de 5,4 MM Nm³/d (0,2 bcf/d)

En **2007** está prevista la entrada en servicio de la Planta Sakhalin II (Rusia) con una capacidad de licuación de 9,6 MM t/año.

2.1.2 Antecedentes de Distribución de GNL mediante cisternas criogénicas en América del Sur- Caso Gas Local en Brasil ⁶

Es el caso de **Gáslocal**, empresa Líder en Brasil que forma parte del consorcio conformado por White Martins y Petrobras, la cual es la primera planta de licuefacción de gas natural en Brasil creada para atender a regiones no abastecidas por los gasoductos, está localizada en Paulinia (Sao Paulo) y tiene una capacidad de licuefacción de 380 000 m³/día de gas natural.

Esta empresa transporta el GNL refrigerado a -160°C y a un volumen reducido de aproximadamente 600 veces, con una inversión de US \$ 50 millones, siendo su objetivo el comercializar un nuevo producto en el mercado brasileiro, cuyos principales clientes son las industrias y los establecimientos de gas natural vehicular.

La capacidad de las cisternas criogénicas que se utilizan para el transporte son de hasta 30000 m³, estas llevan el GNL a las Unidades de regasificación que se construyen en las instalaciones de los clientes. Estas unidades almacenan el GNL en tanques criogénicos para luego traspasarlo a la unidad de regasificación y su posterior odorización.

El precio de GNL varía de acuerdo con el consumo del cliente y la distancia entre la planta de licuefacción de gas natural en la región de Paulinia al punto de entrega, este precio calculado incluye el transporte de GNL y la instalación de la unidad de regasificación en el área de propiedad del cliente.

Figura Nº2.1 .-Cisterna criogénica de Gas Local -Brasil



Fuente: Gas local

⁶ Gas local, Brochure de la empresa distribuidora de gas natural licuefactado mediante cisternas criogénicas. www.gaslocal.com.br

2.2 Bases teóricas

2.2.1 Caracterización del producto (Gas Natural Licuado)

Bajo el nombre genérico de Gas Natural Licuado (GNL), se designan en realidad mezclas en estado líquido de metano, etano, propano, butano y nitrógeno, en donde la mayor proporción está dada por el metano y etano, (usualmente más del 90 %), pero que admite notables variaciones de composición, (incluyendo la falta de alguno de los componentes citados), lo que cambia sus propiedades físicas, en especial temperatura de licuefacción/vaporización a una presión dada, y calor latente de vaporización.

Por ello aunque en general se suelen dar datos de temperatura de licuación a presión constante, punto crítico, etc. del GNL, conviene aclarar que esos números son aproximaciones que dan idea del valor de dichas características, en cuyo entorno se hallarán los valores reales correspondientes a cada caso particular.

En general, y dada la amplia predominancia del metano en la composición, y la ventaja de que por ser una sustancia pura se dispone fácilmente de tablas y gráficos con sus propiedades termodinámicas, es usual asignar al GNL los valores correspondientes al Metano, lo que permite perfectamente un análisis cualitativo de los procesos y tecnología a aplicar para su uso.

En todos los casos para el diseño de los procesos se utilizan las propiedades correspondientes a la composición real de la mezcla a procesar, considerando los casos posibles de variación operativa a partir de la utilización de programas de cálculo bien probados. Con esta aclaración, diremos que el GNL es un líquido transparente a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ y 1 atmósfera absoluta, cuya relación de volúmenes es de 600 litros de vapor/litro de líquido y en este estado puede ser almacenado y transportado en recipientes de material criogénico con adecuada aislación térmica, (poliuretano, perlita expandida, doble pared al vacío, etc.).

2.2.2 Características fisicoquímicas del gas natural según la normatividad⁷

El gas natural que se va a utilizar como materia prima debe tener las siguientes características fisicoquímicas de acuerdo al Contrato de Licencia del Lote 88 de Camisea.

⁷ Contrato de Licencia para la explotación de hidrocarburos en el Lote 88-Camisea- 09/12/2000.

Tabla N°2.1.-Características fisicoquímicas del gas natural según contrato de licencia de Lote 88 - Camisea

PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS	UNIDADES	ESPECIFICACIONES DE CALIDAD	
Poder calorífico bruto	Kcal/sm ³	8450	10300
Sulfuro de hidrogeno(H ₂ S)	mg/sm ³	-	3
Azufre Total	mg/sm ³	-	15
Vapor de agua	mg/sm ³	-	65
Dióxido de carbono	%Vol.	-	3,5
Gases inertes	%Vol.	-	6
Temperatura(T°)	°C	-	50
Material Sólido			Libre de polvos, gomas y de cualquier sólido que pueda ocasionar problemas en la tubería.
Líquidos			Libre de agua en estado líquido.

Fuente: Contrato de Licencia para la explotación de hidrocarburos en el Lote 88-Camisea

2.2.3 Características de calidad del gas natural

- **Temperatura y Presión**

El suministro de gas combustible al sector industrial debe ser 15°C de temperatura y 1.033Kg/cm² de presión, y el volumen se expresará en metros cúbicos.

- **Temperatura**

Para efectos de entrega, la temperatura de entrega debe ser menor a igual a 50°C.

- **Odorización**

El gas natural debe contener para su expendio un compuesto tal que su olor sea característico, desagradable y no persistente.

- **Características**

Debe estar libre de arena, polvo, gomas, aceites, glicoles e impurezas indeseables.

En la siguiente tabla se muestra las diversas características de diferentes tipos de GNL en el mundo.

- LNG – A y LNG – B, son composiciones aproximadas de GNL de dos plantas de peak - shaving inglesas (Partington y Glenmavis).
- LNG – C, es una composición teórica de un GNL obtenido de pozos de gas natural de Bacton (Mar del Norte), y del que se han eliminado el Helio, el CO₂, y los hidrocarburos más pesados que el pentano.

Tabla N°2.2.- Composiciones y propiedades de diversas plantas de GNL

Características	Metano	LNG-A	LNG-B	LNG-C	Argelia (Canvey)	Libia	
Composición mol %	N ₂	0.5	0.44	1.79	0.36	0.9
	CH ₄	100	97.5	95.27	93.9	87.2	70
	C ₂ H ₆	1.8	3.71	3.26	8.61	15
	C ₃ H ₈	0.2	0.6	0.69	2.74	10
	C ₄ H ₁₀	0.03	0.12	0.42	1.4
	n-C ₄ H ₁₀	0.03	0.15	0.65	2.1
	C ₅ H ₁₂	0.02	0.09	0.02	0.6
Peso molecular medio	16.04	16.41	16.79	17.07	18.52	22.87	
Densidad relativa del gas	0.5547	0.5675	0.5808	0.5904	0.641	0.7927	
Punto Burbuja °K	111.6	110.6	111	107.9	111.9	112.2	
Temperatura °C	-161.5	-162.5	-162.2	-165.3	-161.3	-161	
(a 1013.25 mbar) °F	-258.7	-260.6	-259.9	265.5	258.3	-257.7	
Masa específica en el p. de burbuja (Kg/m ³)	422.4	431.6	438.4	448.8	468.7	533.5	
Volumen específico en el p. de burbuja m ³ de liq./t	2367	2317	2281	2228	2134	1874	
m3 (std) de gas /volumen del liquido en el punto de burbuja	621.4	621	616	620	597	549	
m3 (std)de gas/ y de liq.	1471	1438	1405	1382	1273	1029	
Calor de vaporizacion KJ/Kg (de liq. En el p. de burbuja a m ³ (st)	890.1	885.1	885.3	887.6	894.6	916.5	
PCS MJ/litro	23.48	23.74	24.05	24.04	25.43	28.07	
Líquido MJ/kg	37.78	38.26	39.05	38.77	42.62	51.12	
N ₂ en boil off %mol	...	9.6	8.5	28.9	8.2	21.8	
P.molecular medio del Boil off	16.04	17.19	17.06	19.5	17.02	18.65	
Densidad del boil off kg/m ³	0.68	0.728	0.723	0.826	0.721	0.79	

Fuente:Curso de Microplantas yCentros de regasificación de gas natural:Seguridad y Operación–Carec 2008

2.2.4 Tecnologías de licuefacción en Miniplantas de GNL⁸

Principios básicos

La licuefacción del gas natural utiliza los principios de un refrigerador convencional de cocina, fundamentados en la condensación-refrigeración, después una válvula de globo y finalmente, la evaporación después de que se ha reiniciado el ciclo.

El gas natural es tratado químicamente y es secado (para separar el CO₂ y H₂S) y pasa por las siguientes etapas de enfriamiento:

- Preenfriamiento
- Enfriamiento
- Subenfriamiento

Para evaluar el proceso de enfriamiento del gas natural, es conveniente tratar el gas a la mayor presión que sea posible, aunque ésta se encuentre a un nivel mayor que la presión crítica, si el gas no lleva los componentes que tienen que ser separados mediante la destilación, estos son:

- a) **Hidrocarburos más pesados:** C₅⁺ se solidificarían en el proceso de licuefacción y,
- b) **Hidrocarburos más ligeros:** C₂,C₃,C₄, frecuentemente son separados y comercializados aparte.

Por esta razón la presión del proceso debe quedar a un nivel menor que la presión crítica, para lograr la calidad de destilación deseada. Entonces la presión del proceso es un término medio entre la calidad de la destilación deseada, por una parte, y el costo del enfriamiento, por otra.

Estudios económicos rigurosos han demostrado que esta presión debe encontrarse entre 36 y 40 atm.

i. Proceso de cascada clásica

Consiste de tres ciclos de refrigerante. En cada ciclo, circula un fluido de refrigerante puro, el cual podrá ser cualquiera de los siguientes: propano, etileno y metano. **Ver Figura N°2.2**

Cada fluido de refrigerante que circule en su ciclo ejecuta los siguientes pasos: compresión, condensación, caída de presión isoentálpica y la evaporación.

⁸ Tecnología de la licuefacción del gas natural, Mohamed Bendjemil, Tecnol. Ciencia Ed. (IMIQ), 1(2):31-40(1986).

Cada ciclo es una cascada que comprende tres o cuatro niveles de presión alcanzados por válvulas de globo especialmente instaladas. Cada nivel de presión es alimentado en una etapa adecuada del compresor. La salida del compresor en una sola corriente, a la presión más alta.

- **Ciclo de gas natural**

El gas natural, seco y libre de CO₂ a 38 atm y a una temperatura cercana de la atmosférica, es preenfriado intercambiando calor en el ciclo de propano hasta una temperatura de -35°C antes de ser introducido a la torre fraccionadora, donde se separa la fracción pesada C₂₊. El gas natural que se despidió de la parte superior de la torre fraccionadora es enfriado a una temperatura de -96°C, y condensado mediante el cambio de calor en el ciclo de etileno (o de etano, si la presión del ciclo es inferior a la atmosférica).

Entonces el gas natural condensado es subenfriado a una temperatura de -151°C, intercambiando calor en el ciclo de metano. Finalmente, el gas natural licuado que sale del ciclo de metano con una presión de 37 atm y a una temperatura de -151°C pasa a través de una válvula de globo para disminuir su presión hasta 1.5 atm, su temperatura a -162°C. Luego es introducido al recipiente final, desde el cual el GNL es despachado y el vapor (que consiste principalmente en nitrógeno) es enviado al sistema de gases combustibles.

- **Ciclo de propano**

El gas propano que se despidió aproximadamente a 12.5 atm y 69°C, es condensado en intercambiadores de calor con agua, luego es almacenado en el tanque intermedio del cual se saca el propano líquido para enfriar el etileno en forma de cascada, así como el metano y también el gas natural. Las evaporaciones que llegan a presiones distintas desde los intercambiadores de calor criogénicos procedente de las etapas apropiadas del compresor de propano y el ciclo continúa.

- **Ciclo de etileno**

El gas etileno que se despidió del compresor aproximadamente a 20 atm y 65 °C, pasa a través de los intercambiadores de calor con agua y a través de la cascada de propano en la cual es completamente condensado antes de ser almacenado en el tanque intermedio, del cual se saca el etileno líquido para enfriar y condensar en forma de cascada al metano y al gas natural. Las corrientes que llegan a presiones desde los intercambiadores de calor criogénico pasan a la etapa del compresor de etileno correspondiente y el ciclo continúa.

RESUMEN

El presente trabajo de investigación se resume en un Estudio de Factibilidad para abastecer de gas natural licuado a Clientes Industriales ubicados en un radio de acción de 650 Km, desde la Miniplanta de Gas Natural Licuado ubicada en Lurín hasta el norte del país, ésto sustentado en la viabilidad técnica y económica del proyecto que incluye la Miniplanta de licuefacción, el transporte mediante cisternas criogénicas y las plantas satélites.

Además de lo anteriormente mencionado se realizó el diagnóstico del mercado de clientes potenciales industriales que no tienen acceso al gas natural en el Norte de nuestro país, mediante un modelo estadístico para determinar el pronóstico de la demanda representativa.

Fue necesario también investigar las tecnologías a aplicar para cada una de las etapas del proyecto, esto incluye seleccionar la miniplanta y determinar el número de cisternas criogénicas y plantas satélites necesarias para atender la demanda.

Finalmente se determinó la factibilidad del proyecto a través de indicadores económicos como el VAN, TIR, etc., los cuales permitieron comprobar la rentabilidad de la investigación.

- **Ciclo de metano**

El gas metano que se despidе del compresor aproximadamente a 33 atm y 50 °C, pasa a través de los intercambiadores de calor con agua. La cascada de metano pasa luego a través de la cascada de etileno, donde queda completamente condensado, luego es almacenado en el tanque intermedio, del cual se saca el metano líquido para subenfriar el gas natural en forma de cascada. Las corrientes que salen a presiones distintas desde los cambiadores de calor criogénico, pasan a la etapa correspondiente del compresor de metano y continúa el ciclo.

Como se puede apreciar en este proceso, los tres compresores de ciclos dependen uno de otro de la siguiente manera: el compresor de metano depende del compresor de etileno, así como del propano.

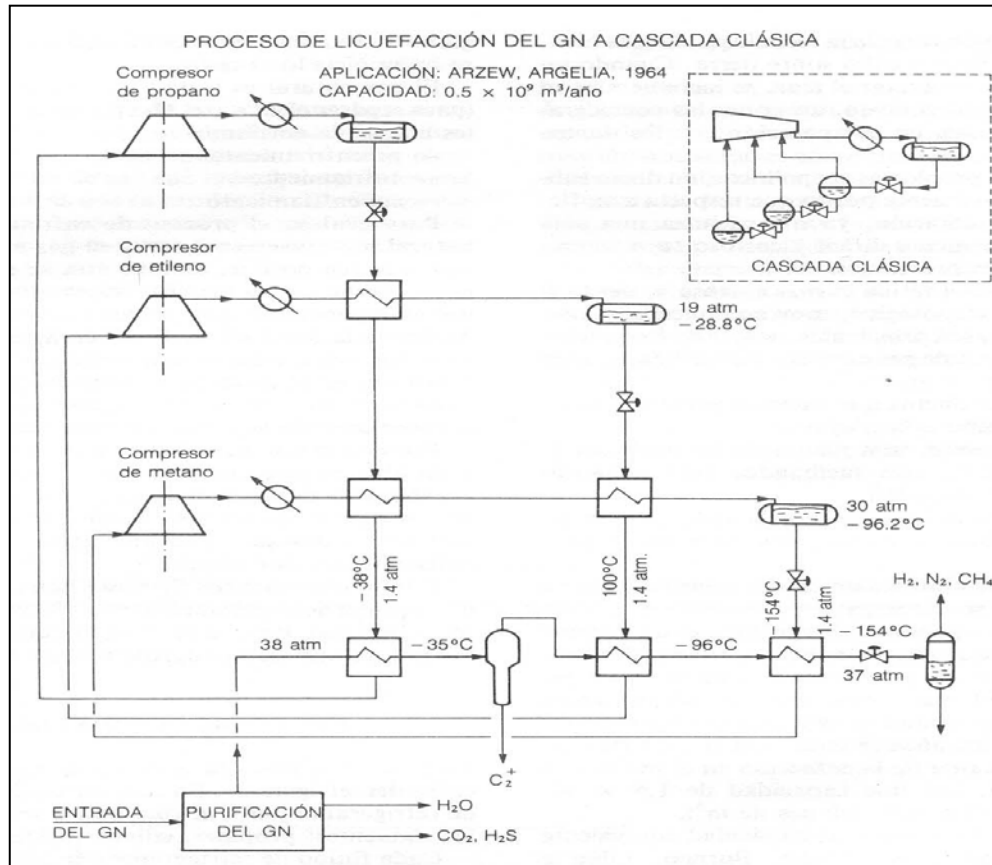
El compresor de etileno depende del compresor de propano, y todos los compresores dependen del sistema de agua. Si el compresor de propano se para, también se para el compresor de etileno, así como el compresor de metano. Si se para el compresor de etileno, solo se parará el compresor de metano.

Aunque se suponga que este proceso tiene un bajo consumo energético, presenta algunos inconvenientes:

- El alto número de compresores interdependientes;
- Su tecnología es complicada de utilización de un gran número de Intercambiadores de calor,
- La necesidad de almacenar, en cada tren, grandes cantidades de refrigerantes líquidos y de compensar todas las pérdidas.
- La imposibilidad de subenfriar el GNL para que quede en la temperatura requerida (-162°C). Esta temperatura es alcanzada mediante la válvula de globo, la cual genera una velocidad de flujo de evaporación.
- El relativamente alto costo debido a la consideración anterior.

Este proceso ha estado en operación en Arzew, Argelia, desde 1963.

Figura N°2.2 .-Proceso de licuefacción del GNL - Cascada Clásica



Fuente: Tecnología de la licuefacción del gas natural, Mohamed Bendjemil, Tecnol. Ciencia Ed. (IMIQ), 1(2):31-40(1986)

ii. Proceso de “Technip-L’Air Liquide” (TEAL) - Proceso autorrefrigerante

Este proceso presenta otro tipo de ciclo-cascada donde el enfriamiento es transmitido de etapa en etapa, hasta que se alcancen las temperaturas que el proceso requiera. Sin embargo, el fluido refrigerante es una mezcla única y adecuada de los componentes extraídos del gas natural anteriormente tratado (extracción del dióxido de carbono , el ácido sulfhídrico y el agua). **Ver figura N°2.3**

• Circuito de gas natural

El gas natural introducido es tratado, primeramente, en forma química y física para extraer el bióxido de carbono, el ácido sulfhídrico y la humedad de agua.

Luego es preenfriado hasta -35°C antes de ser alimentado a la torre fraccionadora donde separan los componentes pesados (C₂⁺). El más ligero gas natural que se despiden de la parte superior de la torre fraccionadora aproximadamente a 38 atm y -35°C, es enfriado

completamente hasta -140°C , y condensando en los cambiadores de calor criogénicos.

El gas natural licuado es luego pasado por la válvula de globo hasta quedar en 5.5 atm y -154°C , para separar los componentes más ligeros (N_2 y helio) en un recipiente sencillo, después es subenfriado hasta -163°C , estrangulado a 1.5 atm y finalmente es almacenado.

- **Ciclo de refrigerante.**

El fluido refrigerante circula en el proceso con dos presiones distintas. La presión baja de 1.5 atm que sirve a los intercambiadores de calor criogénicos del gas natural, y la presión mayor de 5.5 atm, que sirve a los intercambiadores de calor criogénicos para el fluido refrigerante. Este proceso se conoce con el nombre de “proceso de presiones”. El fluido refrigerante parcialmente condensado y separado en tres etapas, que forman una cascada con una presión aproximadamente de 37 atm en la salida del compresor y una temperatura para cada paso: 37°C , -24°C , -79°C .

El refrigerante líquido de los recipientes distintos es estrangulado hasta quedarse en 5.5 atm al ser evaporado en los cambiadores de calor criogénicos para el refrigerante, y a 1.5 atm al ser evaporado en los intercambiadores de calor criogénicos para enfriar el gas natural.

La composición del fluido refrigerante es ajustada de tal manera que alcance su servicio esperado en los intercambiadores de calor criogénicos después de la estrangulación.

El fluido refrigerante es una mezcla de helio (cuando se parte del gas natural) nitrógeno, metano, etano y propano.

Ventajas:

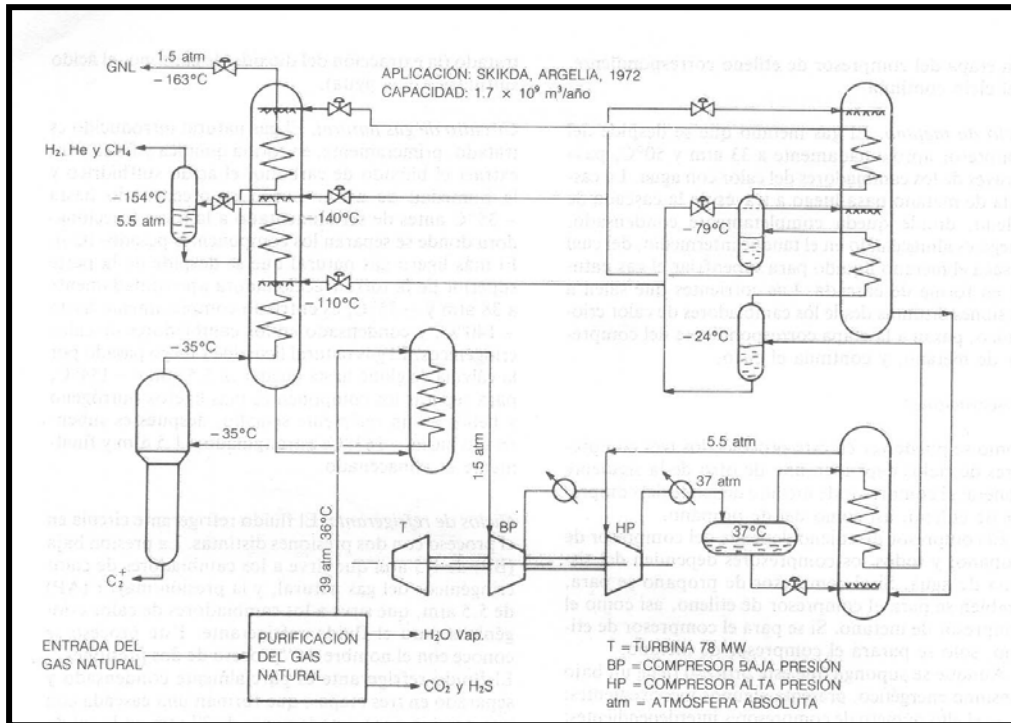
Este proceso auto-refrigerante, que también se conoce con el nombre de “cascada incorporada” tiene muchas ventajas en comparación con el proceso de cascada clásica:

- Temperaturas moderadas en las entradas del compresor, con su deseable recuperación del frío.
- Menos intercambiadores de calor criogénicos en este proceso en comparación con el proceso de cascada clásica.
- Que el fluido refrigerante es extraído del mismo gas natural y no necesita ser almacenado, ni producido, ni purificado, y
- La posibilidad del subenfriamiento del gas natural licuado a una temperatura de -163°C .
-

Desventajas:

La fuerza de compresión es centralizada en un solo turbocompresor, lo cual da como resultado un equipo demasiado grande. Se ha utilizado un compresor axial, que en su operación ha presentado resultados insatisfactorios debido a las fallas en sus aspas.

Figura N°2.3.- Proceso de Licuefacción “Technip-L’Air Liquide”



Fuente: *Tecnología de la licuefacción del gas natural, Mohamed Bendjemil, Technol. Ciencia Ed. (IMI), 1(2):31-40(1986)*

iii. Proceso de “Air products and chemicals”

Este proceso utiliza los procesos de cascada clásica y de autorefrigeración antes descritos. **Ver figura N°2.4**

El refrigerante utilizado en el proceso de cascada clásica es propano puro, destinado al preenfriamiento del gas natural y del refrigerante mixto. El refrigerante mixto es una mezcla de N₂, metano, etano, propano y butano.

● **Circuito de gas natural**

El gas natural alimentado es pretratado previamente para extraerle bióxido de carbono y ácido sulfhídrico, así como la humedad de agua.

El gas natural ya seco y limpio, es luego preenfriado a -32.5 °C en la cascada de propano, antes de entrar a la torre fraccionadora para separar los hidrocarburos que se cristalizarían en el proceso de

licuefacción. El gas natural que se despiden en la parte superior de las torres fraccionadora se introduce al cambiador de calor criogénico, donde es enfriado y condensado por el primer refrigerante y después subenfriado por el segundo refrigerante, saliendo del cambiador de calor criogénico para su almacenamiento a 1.5 atm y -162.5 °C.

- **Ciclo de propano (cascada clásica)**

El propano que sale del compresor es condensado en los cambiadores de calor de agua/propano, y almacenado a 16 atm y 38°C en el tanque de almacenamiento intermedio. El propano licuado es sacado del tanque de almacenamiento intermedio para enfriar, en forma de cascada, al refrigerante mixto (MCR) y al gas natural introducido, para que ambos queden en -32.5°C. el propano líquido sacado del tanque de almacenamiento es estrangulado a 7.5 atm para alimentar al primer conjunto de cambiadores de calor bifásicos, de los cuales una parte del líquido es sacada para alimentar al segundo conjunto de cambiadores de calor bifásicos, antes de ser estrangulado a 3.5 atm. Aquí también, de esta última etapa, una parte del propano líquido está destinada para aumentar al tercer conjunto de cambiadores de calor bifásicos antes de otra estrangulación, esta vez a 1.2 atm. Los valores generados en estos tres conjuntos de cambiadores de calor bifásicos son alimentados en las etapas de compresores adecuados.

- **Ciclo de refrigerante mixto (MCR).**

El refrigerante mixto que se utiliza en este proceso es una mezcla de N₂, metano, etano, propano y butano, que se conoce generalmente como "MCR".

El MCR que sale del segundo compresor es enfriado en los intercambiadores de agua/MCR, y parcialmente condensado a -32.5°C en los intercambiadores de propano/MCR antes de entrar a un tanque intermedio para separar las fases.

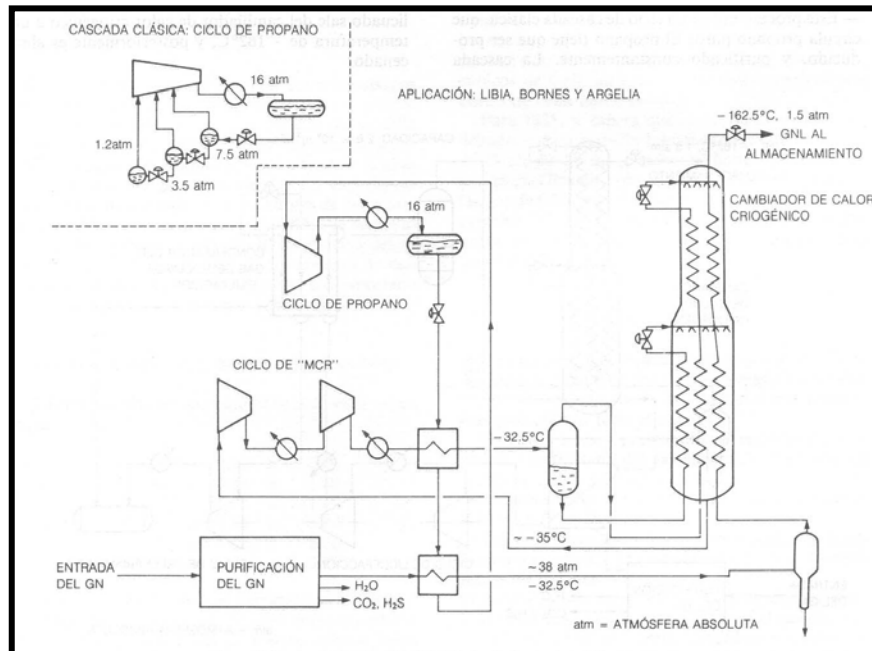
El refrigerante líquido del tanque intermedio es subenfriado en la parte inferior del cambiador de calor criogénico después es enfriado por estrangulación en la parte superior de la llamada "parte inferior" del cambiador de calor criogénico.

Se espera que este refrigerante líquido enfrie y condense las corrientes del gas natural y del refrigerante del gas procedentes de la parte superior del tanque intermedio, y que se enfrie asimismo (es decir, el refrigerante líquido desde el tanque intermedio).

El refrigerante de gas procedente de la parte superior del tanque intermedio es enfriado y condensado en la parte inferior del intercambiador de calor criogénico. Por lo que respecta a la parte

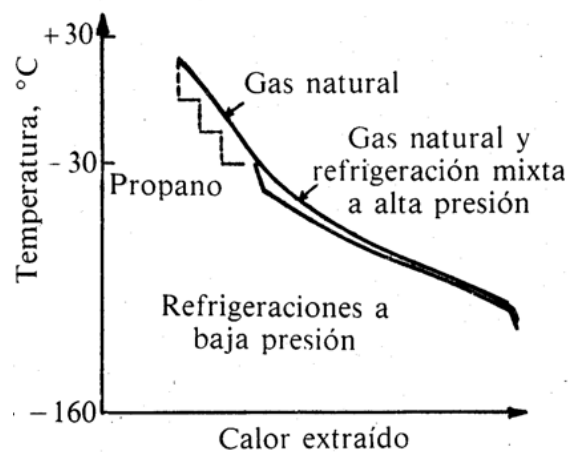
superior del intercambiador de calor criogénico, el refrigerante recién condensado es subenfriado en este y después vaporizado en su parte superior antes de la estrangulación. Los refrigerantes vaporizados en el intercambiador de calor criogénico son retroalimentados a los compresores centrífugos de MCR para ser recomprimidos y procesados. Ver Figura N°2.5

Figura N°2.4.- Proceso de licuefacción de GNL de “Air Product and chemical”-Ciclo de Refrigerante Mixto



Fuente: Tecnología de la licuefacción del gas natural, Mohamed Bendjemil, Tecnol. Ciencia Ed. (IMI), 1(2):31-40(1986)

Figura N°2.5.-Proceso de Licuefacción utilizando Refrigerante Mixto con indicación de la evolución de los ciclos de enfriamiento y el de refrigeración del gas natural.



Fuente: Curso de Microplantas y Centros de regasificación de gas natural: Seguridad y Operación—Carec 2008

2.3 Marco conceptual

2.3.1. Miniplanta de Licuefacción

Respecto a los diferentes procesos de licuefacción, entre los mencionados anteriormente el más usado en el mundo por ser eficiente es el proceso de Refrigerante Mixto de “Air products and Chemicals” como lo muestra la siguiente tabla:

Tabla N°2.3.- Procesos de Licuefacción actualmente usados

Tipo de Proceso / Nombre	Licenciante	Descripción	Nº de Plantas
Tres refrigerantes puros en cascada / <i>Optimized Cascade</i>	Phillips Petroleum	Ciclos de refrigeración de propano, etileno y metano, cada uno a varios niveles de presión	3
Refrigerante mixto único con ciclo de pre-enfriamiento / <i>APCI C3-MR</i>	Air Products and Chemical Inc.	Un ciclo con propano (pre-enfriamiento) y otro con refrigerante mixto (Licuación), cada uno a varios niveles de presión	14
Dos refrigerantes mixtos en cascada / <i>Double Mixed Refrigerant (DMR)</i>	Shell	Dos ciclos de refrigerantes mixtos, uno para pre-enfriamiento y otro para licuación, cada uno a varios niveles de presión	1
Tres refrigerantes mixtos en cascada / <i>Mixed Fluid Cascade (MFC)</i>	Linde / Statoil	Tres ciclos de refrigerantes mixtos a varios niveles de presión	1

Fuente: Introducción al GNL, Guillermo Pita. Año 2006

2.3.2. Tipos de miniplantas de licuefacción⁹

a) Plantas de gran escala

Las plantas a gran escala se basan directamente en el desarrollo del campo de gas específico y son las principales plantas para el manejo del gas. La base de capacidad de producción es más de 3 MTPA (millones de toneladas por año) de gas natural licuado. La principal capacidad mundial de producción de GNL proviene de este tipo de plantas.

⁹ Jostein Pettersen, TPG 4140 Natural Gas 2010 LNG – Fundamental Principles

b) Peak-shaving

Las plantas más pequeñas que están conectados a una red de gas. Durante el período del año, cuando la demanda de gases baja, el gas natural es licuado y se almacena. El GNL se vaporiza durante cortos períodos de tiempo en que la demanda de gases es alta. Estas plantas tienen una capacidad de licuefacción relativamente pequeño (hasta 200 toneladas/ día) y gran capacidad de almacenamiento y vaporización (como 6000 toneladas/ día), especialmente en los EE.UU.

c) Plantas de pequeña escala (Miniplanta)

Plantas de pequeña escala son las plantas que están conectadas a una red de gas para la producción continua de GNL en una escala más pequeña. El GNL es distribuida por camiones de GNL o pequeños transportadores de GNL a diversos clientes con una pequeña a moderada necesidad de energía o combustible. Este tipo de plantas de GNL normalmente tiene una capacidad de producción por debajo de 500 000 toneladas anuales. En Noruega y China varias plantas dentro de esta categoría se encuentran en funcionamiento.

Para el proyecto en estudio se ha considerado la construcción de una miniplanta o planta de pequeña escala.

2.3.3. Cisternas Criogénicas ¹⁰

Características técnicas

Las cisternas para el transporte de GNL son cisternas aisladas térmicamente para poder contener el líquido en su interior (-160°C) el tiempo suficiente para poder realizar las operaciones de suministro. Todos los materiales en contacto con el líquido criogénico deberán ser materiales de alta resiliencia, es decir materiales que no fragilizan por baja temperatura (acero inoxidable, bronce, aluminio, etc.).

Básicamente existen dos tipos de cisternas en función del tipo de aislamiento:

1. Cisterna aislada al vacío

- Están constituidas por dos depósitos. Un depósito interior en acero inoxidable (baja temperatura) y un depósito exterior en acero al carbono (hierro) a temperatura ambiente.

¹⁰ Indox Cryo Energy-Ros Roca Group. Características generales de las cisternas para el transporte de GNL TPG 4140 Natural Gas 2010 LNG – Fundamental Principles. Agosto del 2010. Santo Domingo.

- El aislamiento térmico se consigue mediante un material aislante y un alto grado de vacío entre ambos depósitos.

Figura N°2.6.-Cisterna aislada al vacío



Fuente: Características generales de las cisternas para el transporte de GNL, Ros Roca Group

2. Cisterna aislada con poliuretano

- Está constituida por un único depósito en acero inoxidable (baja temperatura) alrededor del cual se le hace un forro de espuma de poliuretano.
- Exteriormente se acaban con una chapa de aluminio lacado.
- La transferencia térmica en este tipo de cisternas es del orden de 10 veces superior que en las unidades de vacío.

Figura N°2.7.-Cisterna aislada con poliuretano



Fuente: Características generales de las cisternas para el transporte de GNL, Ros Roca Group Santo Domingo, Agosto de 2010

Tabla N°2.4.- Comparación entre ambos tipos de cisternas en iguales condiciones. Vacío Vs. Poliuretano

Descripción	Vacío	Poliuretano
Tara	mayor	menor
Carga útil	menor	mayor
Coste	mayor	menor
Seguridad en caso de accidente	mayor	menor

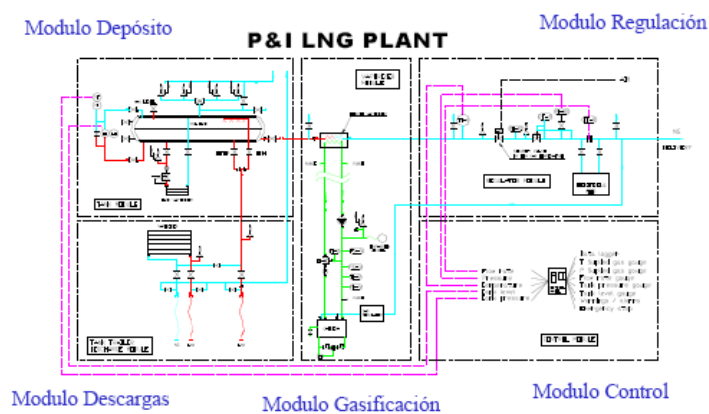
Fuente: Características generales de las cisternas para el transporte de GNL, Ros Roca Group Santo Domingo, Agosto de 2010

2.3.4. Plantas Satélites

Las plantas satélites de regasificación están divididas en 5 módulos:

1. Módulo depósito
2. Módulo regulación
3. Módulo de descarga
4. Módulo de regasificación
5. Módulo de control

Figura N°2.8.-Diagrama P&D de una Planta Satélite



Fuente: Curso de Microplantas y Centros de regasificación de gas natural: Seguridad y Operación, Planta Satélite de Regasificación–Carec 2008

CAPITULO III.-HIPÓTESIS Y VARIABLES

3.1 Hipótesis general

Demostrar la viabilidad técnica y económica para determinar la capacidad de la miniplanta de licuefacción, el número de cisternas criogénicas para la distribución del GNL y el número de plantas satélites que se requieren para regasificar y almacenar dicho producto, de tal manera que se pueda abastecer económica y oportunamente a los clientes industriales.

3.2 Hipótesis específica

- Realizar el estudio de mercado, identificando el potencial de consumo de las empresas industriales que requieren el producto para su desarrollo empresarial. El conjunto de empresas identificadas son representativas de la industria en el Norte del Perú.
- Determinar del número óptimo de cisternas y plantas satélites a través de un modelo de optimización de la distribución de GNL.
- Determinación de la viabilidad técnica y económica del proyecto a través de indicadores económicos tales como: VANe, TIRe, VANf y TIRf.

3.3 Identificación de variables

Se han identificado las siguientes variables para la factibilidad del proyecto:

- Para el análisis de la demanda: Las variables independientes son: los porcentajes de crecimiento de los sectores analizados para la determinación de la demanda. La variable dependiente es: la demanda de gas natural en la zona Norte de Lima en un radio de 650 Km

Demanda de gas natural = f (Tasas de crecimiento de los sectores analizados)

- Para el análisis de la Optimización en la distribución de GNL

Las variables independientes son: la capacidad (Vol.), distancia mínima (L). La variable dependiente es: el costo mínimo en la distribución de GNL.

Costo (\$) = f (Vol., L)

CAPÍTULO IV.-PLANEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

4.1 Tipo de investigación

Es del tipo computacional aplicando software para la mejora del sistema de distribución de gas natural mediante cisternas criogénicas.

El proyecto tiene como alcance la cadena de producción, distribución y regasificación de GNL, por lo que inicialmente el proyecto contempla a) la determinación de los pronósticos de demanda a través de un modelo matemático, el paso siguiente b) es la elección de la tecnología empleada en cada etapa de acuerdo a antecedentes en otros países, como tercer paso c) se determina el número de cisternas a emplear para la distribución a través de fórmulas matemáticas para finalizar d) determinando la inversión necesaria para el proyecto así como el cálculo de los indicadores de viabilidad económica del VANe , TIRe, VANf , TIRf, etc.

4.2 Población y muestra

Para el análisis respectivo de la demanda de gas natural en el Perú en la zona norte de Lima hasta Trujillo (aprox. 650 Km) se consideró como población a las industrias, grifos y que eventualmente en el futuro podrían necesitar de este combustible como alternativa de ahorro y cambio energético en sus instalaciones. Esta información se obtuvo de un listado detallado que se encuentra de acceso libre en la página Web del Osinergmin, órgano supervisor de la inversión en energía en el Perú.

De la población definida para nuestro proyecto se realizó una selección adicional para elegir la muestra con la que se trabajará para la determinación de la demanda y la proyección de los próximos 10 años en cuanto al consumo de gas natural en las diversas actividades analizadas.

Entre las consideraciones tomadas están las siguientes: ubicación de la empresa respecto a caminos o vías principales de fácil acceso para transitar con los vehículos que transportarán el GNL, tal como la Carretera Panamericana Norte; consumo considerable de combustibles convencionales como gasolinas o diesel que puedan darnos a entender que en algún futuro cercano estas empresas decidirán cambiar su matriz a gas natural por lo que debían de sobrepasar cierta capacidad.

Y de esta manera se obtuvo la **Tabla N°4.1** en la que se encuentran los futuros clientes de nuestro proyecto, pero de este universo de potenciales clientes sólo se considerará un porcentaje como mercado objetivo (5%), como se aprecia en la **Tabla N° 4.2**, que es el resultado del análisis de la demanda. Este porcentaje se tomó considerando las referencias de capacidades de otros países y también por la inestabilidad en el consumo de combustible en el sector pesquero, considerándose esto como un riesgo para el proyecto. En el capítulo siguiente se detallará a profundidad esta consideración.

Tabla Nº4.1.- Listado de los potenciales clientes consumidores de GNL

Item	Nombre (cliente = C,)	Dirección	Departamento	Provincia	Distrito
1	GASOCENTRO ULTRACOM S.A.C.	AV. FEDERICO VILLARREAL N° 1001-1005	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO
2	COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES SOCIEDAD ANONIMA CERRADA	AV. AMERICA OESTE. MZ. H. LOTE 21. URB. NATASHA ALTA	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO
3	GRIFO AMIGO S.A.	INT. DE LA AV. AMERICA NORTE N° 2460 Y NICOLAS DE PIEROLA	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO
4	SERVICENTRO RAMIREZ S.A.C.	AVENIDA AMERICA SUR N° 2140 MANZANA H LOTES 4, 5 Y 6 URBANIZACIÓN SANTA MARÍA 1RA ETAPA	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO
5	REPSOL COMERCIAL S.A.C.	AV. TUPAC AMARU N° 383 URB. HUERTA GRANDE	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO
6	EMPRESA SANTO TORIBIO SAC	AV. AMERICA SUR N° 360 Y AV. VALLEJO N° 1189	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO
7	PERUANA DE ESTACIONES DE SERVICIOS S.A.C.	AV. LA MARINA KM. 556 PANAMERICANA NORTE	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO
8	VICENTE DELFIN CABADA S.A.	AV. LA MARINA N° 1160 URB. LA PERLA	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO
9	ESTACION DE SERVICIO PACIFICO S.R.L.	AV. AMERICA NORTE N° 108-114	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO
10	COESTI S.A.	AV. PERU N° 1550 URB. DANIEL HOYLE	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO
11	CORPORACION DINO S.A.C.	PP.JJ. MIRAFLORES ALTO. MZ. V-2. LOTE 4	ANCASH	SANTA	CHIMBOTE
12	DIMEXSA SAC	MZ. B LT. 1 ZONA INDUSTRIAL LOS PINOS PANAMERICANA NORTE	ANCASH	SANTA	CHIMBOTE
13	PETROGAS CHIMBOTE S.A.C.	AVENIDA MEIGGS CUADRA 17 MANZANA M LOTES 23, 24 Y 25 PP.JJ. MIRAFLORES ALTO	ANCASH	SANTA	CHIMBOTE
14	RENTIK S.A.	AV. FRANCISCO BOLOGNESI N° 1010	ANCASH	SANTA	CHIMBOTE
15	ENERGIGAS S.A.C.	AV. JOSE PARDO N° 3850	ANCASH	SANTA	CHIMBOTE
16	ANGELES ESTACIONES Y SERVICIOS S.R.L.	CARRETERA PANAMERICANA NORTE KM. 75.1	LIMA	HUARAL	AUCALLAMA
17	M & R REY COMBUSTIBLES S.R.L.	CARRETERA PANAMERICANA NORTE KM. 166	LIMA	HUAURA	VEGUETA
18	COESTI S.A.	PANAMERICANA NORTE KM. 148 STA. MARIA	LIMA	HUAURA	HUACHO
19	GRIFOS SAGITARIO S.R.L.	CARRETERA PANAMERICANA NORTE N° 1766- KM. 150	LIMA	HUAURA	SANTA MARIA
23	J.C. NEGOCIACIONES HUACHO S.A.C.	AV. TUPAC AMARU N° 598	LIMA	HUAURA	HUACHO
20	AUSTRAL GROUP S.A.A	AV. ALFONSO UGARTE S/N PUERTO HUARMEY S/N	ANCASH	HUARMEY	HUARMEY

Item	Nombre (cliente = C,)	Dirección	Departamento	Provincia	Distrito
21	PESQUERA DIAMANTE S.A.	COMPLEJO PESQUERO SAMANCO S.A.	ANCASH	SANTA	SAMANCO
22	CORPORACION PESQUERA INCA S.A. - COPEINCA	AV. SALAVERRY S/N PUERTO CASMA	ANCASH	CASMA	COMANDANTE NOEL
28	CORPORACION PESQUERA INCA S.A. - COPEINCA	AV. INDEPENDENCIA S/N UNIDAD PERAIVA N°1703	ANCASH	HUARMEY	HUARMEY
31	PESQUERA INDUSTRIAL EL ANGEL S.A.	AV. CELESTINO ZAPATA N° 101 - CALETA CULEBRAS	ANCASH	HUARMEY	CULEBRAS
24	PESQUERA CANTABRIA S.A.	CARRETERA PANAMERICANA NORTE KM 439	ANCASH	SANTA	COISHCO
25	COMPAÑIA PERUANA DEL AZUCAR S.A.C.	CALLE SOLIDEZ ALTO S/N - SAN JACINTO	ANCASH	SANTA	NEPEÑA
26	CORPORACION PESQUERA 1313 S.A.	CALLE AHUMADEROS S/N U.O. N° 1313 ZONA INDUSTRIAL 27 DE OCTUBRE	ANCASH	SANTA	CHIMBOTE
27	CORPORACION PESQUERA COISHCO S.A.	CAMINO REAL S/N PANAMERICANA NORTE KM 439	ANCASH	SANTA	COISHCO
29	PESQUERA NATALIA S.A.C	LATURA KM. 441 CARETERA PANAMERICANA NORTE SECTOR SAN LUIS	ANCASH	SANTA	SANTA
30	TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	FLORIDA BAJA ESQUINA TACNA Y MALECÓN GRAÑS S/N	ANCASH	SANTA	CHIMBOTE
32	CORPORACION PESQUERA INCA S.A.C.	AV. PLAYA NORTE KM. 0.50 SUB LOTE 3A-1A. PTO MALABRIGO	LA LIBERTAD	ASCOPE	RAZURI
33	COMPANIA PESQUERA DEL PACIFICO CENTRO S.A.	PLAYA NORTE S/N. ZONA INDUSTRIAL DEL PUERTO MALABRIGO	LA LIBERTAD	ASCOPE	RAZURI
34	AUSTRAL GROUP S.A.A	PARCELA 724 - PREDIO FUNDO LA PAMPA SECTOR EL PALOMAR PUERTO MALABRIGO	LA LIBERTAD	ASCOPE	RAZURI
35	PESQUERA BAHIA S.A.C.	PLAYA NORTE LOTE 1B-1 y 1B-2. PUERTO MALABRIGO	LA LIBERTAD	ASCOPE	RAZURI
36	TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	CALETA VEGETA S/N	LIMA	HUAURA	VEGUETA
37	CORPORACION PESQUERA INCA S.A.C.	AV. ROOSEVELT S/N (CARRETERA AL PUERTO)	LIMA	HUARAL	CHANCAY
38	PESQUERA HAYDUK S.A.	CALETA DE VEGUETA S/N - ALTURA DEL KM 163.5 PANAMERICANA NORTE	LIMA	HUAURA	VEGUETA
39	AUSTRAL GROUP S.A.A	PROLONGACION ROOSEVELT 1008 (ANTIGUA CARRETERA CHANCAY)	LIMA	HUARAL	CHANCAY
40	NEGOCIACION PESQUERA DEL SUR S.A	AV. LA MARINA NO 121 U.O. 3411	LIMA	BARRANCA	SUPE

Fuente: Osinergmin

Tabla N°4.2.- Listado de clientes para el mercado objetivo

Datos de los clientes			
N°	Nombre	Departamento	Distrito
1	CORPORACION PESQUERA INCA S.A.C.	LIMA	CHANCAY
2	NEGOCIACION PESQUERA DEL SUR S.A	LIMA	SUPE
3	ANGELES ESTACIONES Y SERVICIOS S.R.L.	LIMA	AUCALLAMA
4	COESTI S.A.	LIMA	HUACHO
5	J.C. NEGOCIACIONES HUACHO S.A.C.	LIMA	HUACHO
6	M & R REY COMBUSTIBLES S.R.L.	LIMA	VEGUETA
7	GRIFOS SAGITARIO S.R.L.	LIMA	SANTA MARIA
8	PETROGAS CHIMBOTE S.A.C.	ANCASH	CHIMBOTE
9	RENTIK S.A.	ANCASH	CHIMBOTE
10	ENERGIGAS S.A.C.	ANCASH	CHIMBOTE
11	PERUANA DE ESTACIONES DE SERVICIOS S.A.C.	LA LIBERTAD	TRUJILLO
12	DIMEXSA SAC	ANCASH	CHIMBOTE
13	VICENTE DELFIN CABADA S.A.	LA LIBERTAD	TRUJILLO

Fuente: Osinergmin

4.3 Instrumentos de recolección de datos

- Revisión bibliográfica existente, libros, papers, trabajos y cursos relacionados con la licuefacción y distribución del GNL mediante cisternas criogénicas, las cuales se detallan en la bibliografía.
- Revisión y aplicación de software para la simulación: Matlab versión 2010.

4.4 Análisis e interpretación de la información

4.4.1 Estudio de mercado

a) Perfil de uso en la industria nacional

i. Como combustible alternativo en Grifos y Estaciones de servicio para uso vehicular¹¹

El gas natural es un importante sustituto de los combustibles usualmente utilizados, ya que tiene considerables beneficios tanto económicos como los relacionados con el cuidado del medio ambiente (reduce aproximadamente en 20 % las emisiones de CO₂ al ambiente).

En la actualidad existe un gran crecimiento de vehículos convertidos a GNV, talleres de conversión y de estaciones de GNV.

El segmento de gas vehicular ha crecido considerablemente desde 2006 y su desarrollo, en poco más de un año, fue cercano al esperado en las proyecciones efectuadas en el 2004.

La conversión de unidades menores de transporte de servicio de taxi se vió impulsada por la creación de un sistema de financiamiento y operación coordinado por instituciones del Estado (Sistema de Control de Carga Inteligente).

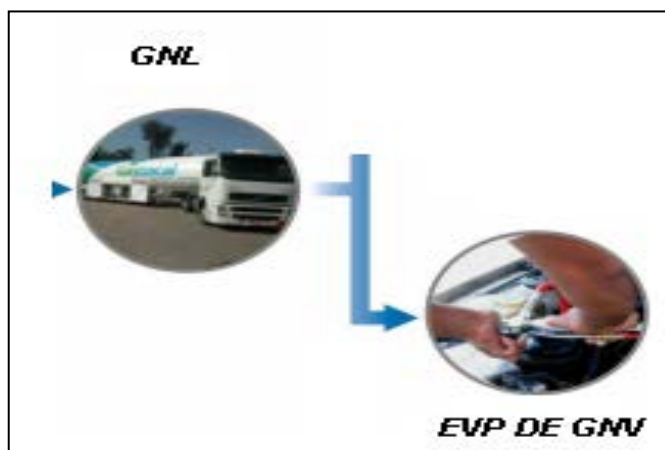
A fines del 2006, la capacidad de abastecimiento de las estaciones de GNV fue superada por la demanda y se generaron demoras para la carga de combustible. Sin embargo, luego del inicio de las operaciones de estaciones de GNV adicionales, la fluidez del abastecimiento ha sido restituida. Se espera un mayor dinamismo en este segmento, con la inauguración de nuevas estaciones, la ampliación de las estaciones existentes y el uso de gas natural para unidades de transporte público.

La mayor parte de los vehículos convertidos a gas natural son aquellos que prestan el servicio de taxi, usualmente stationwagon y autos compactos. Antes de la conversión, estos vehículos empleaban gasolinas y GLP. Además, algunas líneas de transporte público ya han convertido algunas de sus unidades a gas natural. Adicionalmente, la Municipalidad Metropolitana de Lima está impulsando dos proyectos de uso de gas natural en flotas dedicadas para transporte público masivo.

11 Apoyo consultoría-Banco Interamericano de Desarrollo. Mayo 2007. Proyecto Camisea: Impacto sobre el mercado del gas natural y estimación de los beneficios económicos

Considerando la gran aceptación del gas natural en el sector vehicular el GNL resulta como un producto alternativo para abastecer la futura demanda en el Norte, zonas situadas fuera del área de concesión del sistema de distribución por red de ductos situado en Lima metropolitana.

Figura N°4.1.- Esquema de la comercialización de GNL a través de transporte de cisternas Criogénicas a los EVP de GNV



Fuente: Elaboración propia

ii. Como combustible en la Industria ¹¹

El desarrollo del segmento industrial ha superado las expectativas del organismo regulador y de la empresa concesionaria en términos de clientes conectados y penetración. Un gran número de industrias medianas y pequeñas se ha conectado a la red y, a diciembre del 2006, su consumo representaba más del 40% del consumo total de la industria. A octubre del 2006, alrededor de 180 clientes industriales se encontraban conectados a la red de gas natural.

En este segmento, las dificultades en la expansión se generan por la necesidad de ampliar la infraestructura de red a otros conglomerados industriales no servidos. Cuando el proceso de conexión implica la construcción de infraestructura y la agrupación de clientes potenciales, el tiempo de espera para la conexión puede llegar a ser más de un año. Este problema se irá solucionando con la expansión paulatina de la red.

Se distinguen tres tipos de clientes industriales: grandes, medianos y menores. Los grandes clientes están conformados por los clientes iniciales que suscribieron contratos de suministro de gas natural en boca de pozo antes de la entrega de concesiones para el desarrollo del proyecto Camisea.

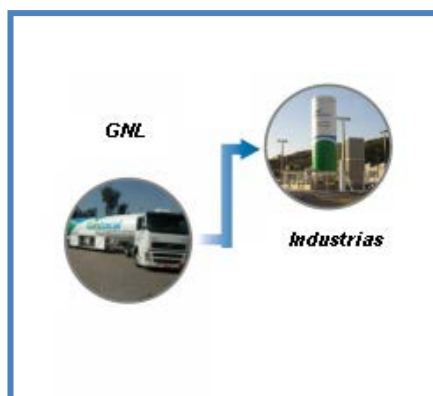
11 Apoyo consultoría-Banco Interamericano de Desarrollo. Mayo 2007. Proyecto Camisea: Impacto sobre el mercado del gas natural y estimación de los beneficios económicos

Adicionalmente, existen nuevos clientes (clientes independientes) con un alto volumen de consumo, como la empresa Cementos Lima. Finalmente, otras empresas ubicadas en Pisco se han conectado directamente a la red de transporte de gas natural.

Todas estas industrias emplean, por lo general, calderos u hornos, por lo que la conversión a gas natural les genera un ahorro significativo.

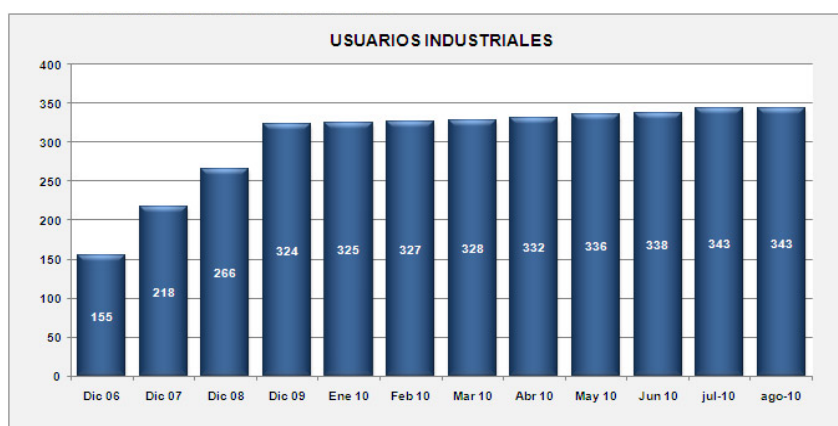
Los clientes industriales medianos y menores sustituyen GLP, residual y diesel por gas natural, principalmente en el uso de hornos y calderos. Estos clientes se encuentran en clústers industriales dentro de Lima Metropolitana. Se prevé que exista la misma tendencia en el Norte (área de estudio) con considerables resultados teniendo como referencia el caso de Lima.

Figura N° 4.2.- Esquema de la comercialización de GNL a través de transporte de cisternas Criogénicas a los clientes industriales



Fuente: Elaboración propia

Figura N° 4.3.-Número de usuarios industriales habilitados a Agosto del 2010



Fuente: Osinergmin-Gerencia de Fiscalización de Gas Natural, Reporte industrial de usuarios habilitados

b) Cadena productiva y disponibilidad de los insumos claves

La cadena de valor de la industria del GNL, distribución a clientes industriales y del sector de transporte vehicular.

Figura N°4.4.- Cadena de valor del GNL desde la licuefacción hasta la comercialización



Fuente: Elaboración propia

c) Productividad de la industria (esquema de consumo de insumos por unidad de productos)

Una de las ventajas de licuar el gas natural es la reducción de volumen, la reducción es de 600 veces es decir:



d) Disponibilidad de materias primas e insumos principales (fuentes de abastecimiento interno y externo)

Aseguramiento del abastecimiento de la materia prima, informe del Minem a Diciembre del 2009 acerca del contenido total de gas natural en las reservas de Camisea.

Tabla N°4.3.- Reservas Probadas y no probadas (probable y posible) de gas natural en Camisea.

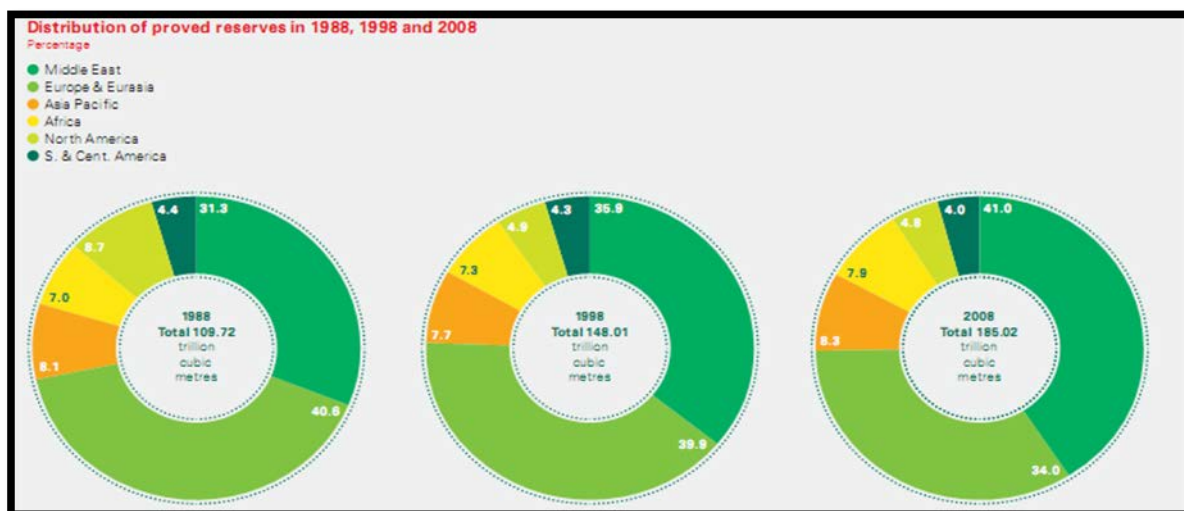
Tipo de hidrocarburo	Reserva		
	Probada	Probable	Posible
Gas natural, TCF	12.5	10.6	20.6

Fuente : Libro de reservas de hidrocarburos. Ministerio de Energía y Minas -DGH .Al 31 de diciembre del 2010

e) Dinámica del mercado mundial

i. Oferta mundial:Reservas de gas natural

Figura N°4.5.- Distribución de las reservas de Gas Natural en el año 1988, 1998 y 2008



Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2009

ii. Principales Productores de Gas Natural

Entre los principales productores están los siguientes países:

Norte América: Canadá, Estados Unidos, México,

América del sur y del centro: Argentina, Barbados, Bolivia Brasil, Chile, Colombia, Cuba Ecuador, Perú, Trinidad y Tobago, Venezuela

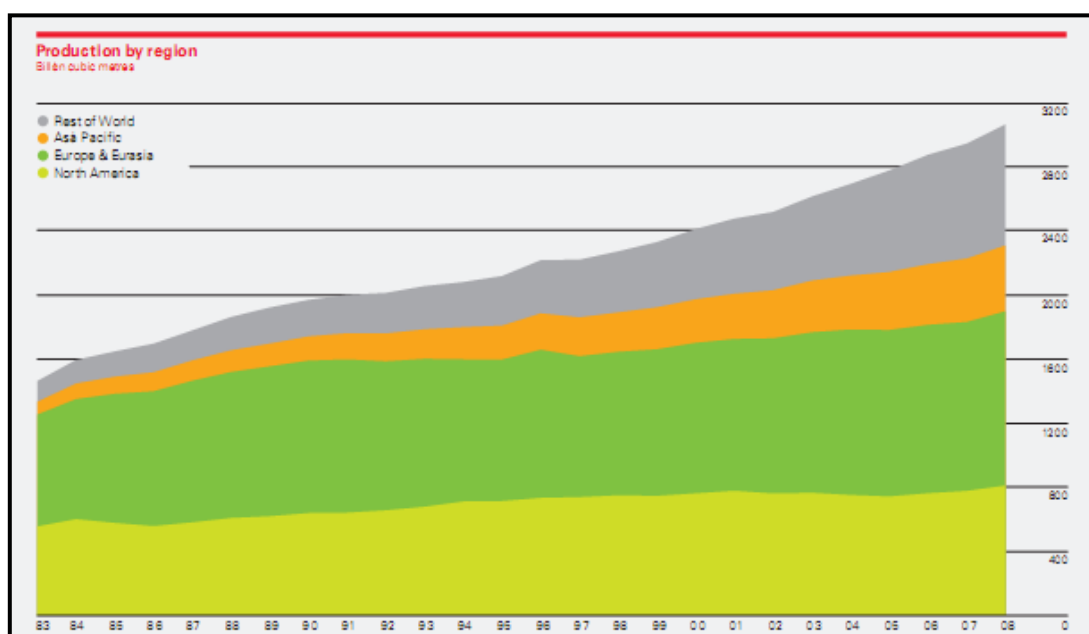
Europa: Albania, Austria, Bulgaria ç, Croacia, República Checa, Serbia , Francia Alemania, Grecia Hungría, Irlanda, Italia, Noruega Polonia Rumania España, Eslovenia, Eslovaquia, Turquía

Asia: Georgia, Kazakhstan, Kyrgyzstan, Rusia, Tajikistan, Turkmenistan, Ucrania, Uzbekistan, Iran , Irak , Israel , Jordan Kuwait, Oman , Katar, Arabia Saudita, Siria Emiratos Arabes Unidos, Yemen

Africa: Algeria, Angola, Cameron Congo, Egipto, guinea Ecuatorial, Libia Mozambique, Nigeria, Sebegal, Sudafrica, Tunisia

Oceania y Asia: Australia Brunei, China, India, Indonesia Japón Korea Malasia, Nueva Zelanda, Taiwan Tailandia

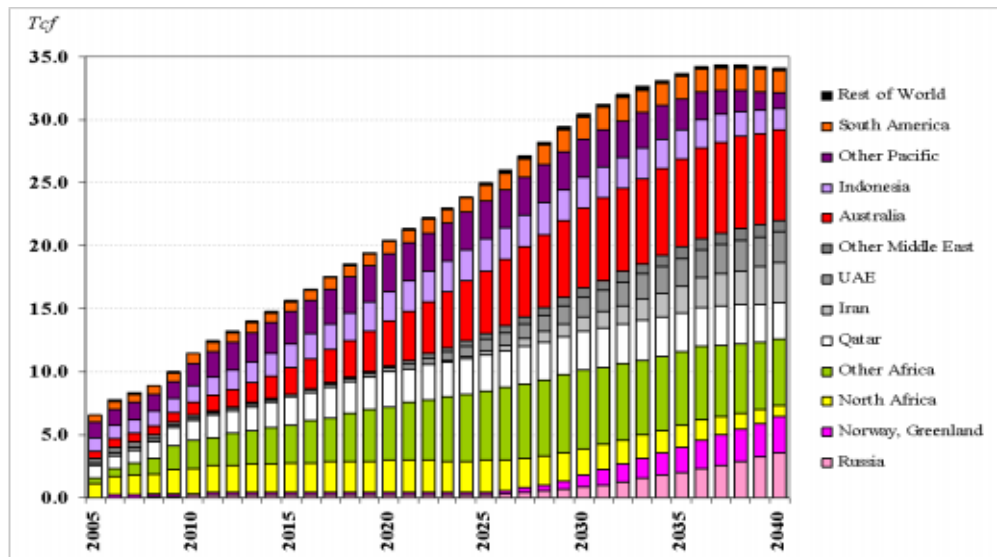
Figura N°4.6.- Producción de Gas Natural por Región en Billones de metros cúbicos



Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2009

iii. Principales Países exportadores de GNL

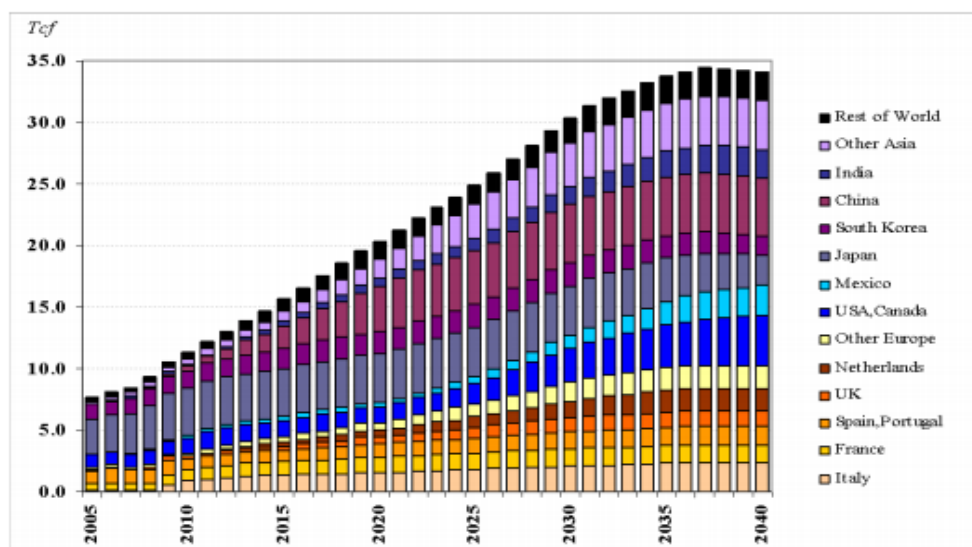
Figura N°4.7.- Principales Exportadores de GNL según Región (Tera Pies Cúbicos)



Fuente: The Rice World Gas Trade Model Kenneth B Medlock III-James A Baker, III and Susan G Baker Fellow in Energy and Resource Economics

iv. Principales países importadores de GNL

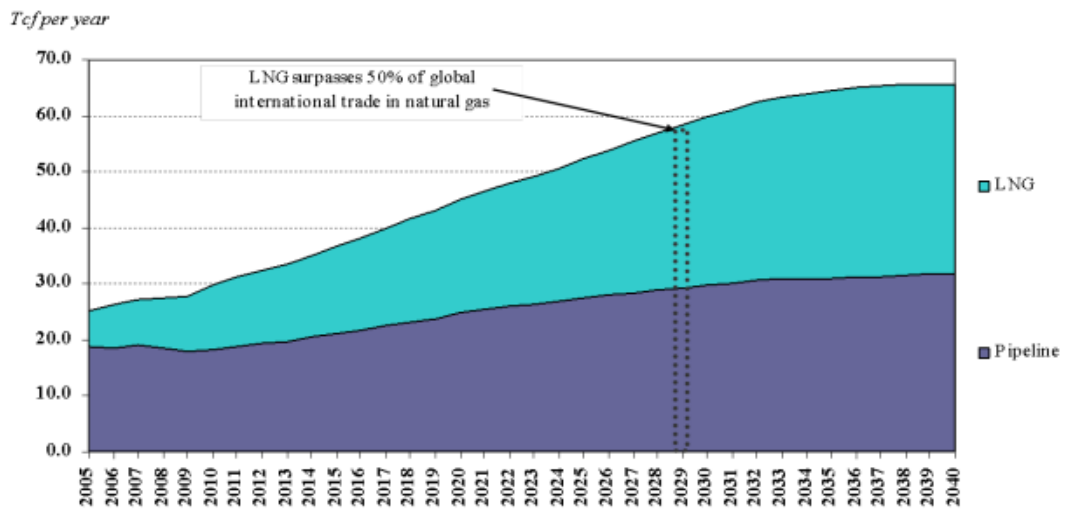
Figura N°4.8.-Principales Importadores de GNL según Región (Tera Pies Cúbicos)



Fuente: The Rice World Gas Trade Model Kenneth B Medlock III-James A Baker, III and Susan G Baker Fellow in Energy and Resource Economics

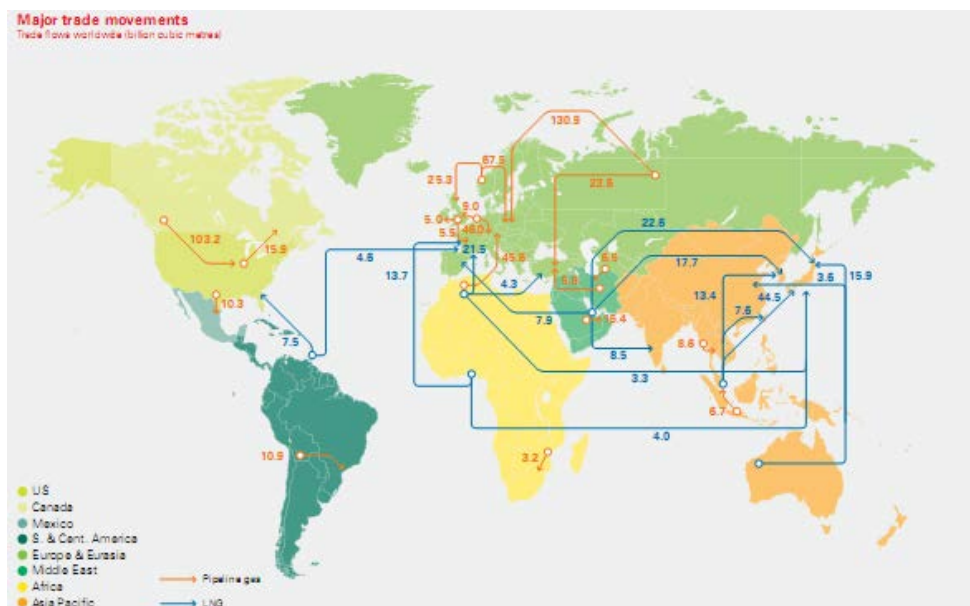
v. **Comercio de gas Natural : Comparación entre consumo de gas natural según distribución**

Figura N°4.9.- Comparación del consumo de Gas Natural según el tipo de distribución: Red de ductos o transporte de GNL



Fuente: The Rice World Gas TradeModel Kenneth B Medlock III-James A Baker, III and Susan G Baker Fellow in Energy and Resource Economics

Figura N°4.10.- Mapa Mundial donde se diferencia el transporte por Red de ductos y el transporte de GNL



Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2009

4.4.2 Análisis de la Demanda

4.4.2.1. Antecedentes al análisis de la demanda

Debido a la falta de infraestructura para el abastecimiento de gas natural mediante ductos se tiene una gran oportunidad para desarrollar un proyecto de inversión de abastecimiento de gas natural al mercado nacional especialmente en aquellas zonas donde aún no se cuenta con el abastecimiento de este combustible. En la actualidad existe un proyecto para la construcción de un gasoducto en la región sur del país que será ejecutado por la empresa KUNTUR que abastecerá de gas natural a las ciudades de Arequipa, Puno, Moquegua y Tacna favoreciendo el desarrollo de diversas industrias en estos departamentos. También existen proyectos, aún en estudio, para la construcción de un gasoducto de lima hasta Chimbote y el gasoducto de la sierra central, ver Figura N°4.11.

Figura N°4.11.- Comparación del consumo de Gas Natural según distribución: Red de ductos o por transporte de GNL



Debido a este desabastecimiento realizaremos un estudio de la demanda de gas natural, en base a indicadores económicos que influyen directamente en el consumo de combustible, para ver si es viable implementar un proyecto de traslado y distribución de GN en cisternas criogénicas, específicamente en la región norte del Perú: Lima norte (zona fuera del área de concesión), Ancash y La Libertad.

El gas natural tiene considerables beneficios tanto económicos como y ambientales (reduce aproximadamente en 20% las emisiones de CO₂ a la atmósfera). La experiencia del mercado limeño nos muestra como resultado un crecimiento considerable desde el 2006 en el consumo de gas natural muy cercano a las proyecciones efectuadas en el 2004, por esta razón el estudio de la demanda en la región norte del país se realizará considerando solamente los principales sectores económicos

que se desarrollan en la zona norte de Lima y en los departamentos de Ancash y La Libertad:

- Sector Grifos y Gasocentros: Como combustible alternativo barato y menos contaminante.
- Sector Industrial: Que será dividido en dos subsecciones: agroindustria y manufacturera.
- Sector Pesquero: Principalmente Chimbote.

Las empresas del sector minero, que sabemos que es un sector muy importante en el consumo de combustible, serán descartado en este análisis puesto que muchas de las instalaciones donde operan se encuentran alejadas de la costa y el acceso a estas empresas es dificultoso por la mala infraestructura vial que se tiene en los departamentos, sobre todo en la sierra, aunque no se descarta, en el futuro, tener a las mineras como clientes para el abastecimiento de gas natural.

En el presente trabajo desarrollaremos un análisis de la demanda de GNV en el norte del país, específicamente Ancash y Trujillo, como parte del proyecto. Para el desarrollo de las proyecciones de la demanda utilizaremos el método de simulación de Monte Carlo para calcular los índices promedios esperado de las variables independientes que influyen en la demanda, que es nuestra variable dependiente. Este método permite obtener una multitud de escenarios diferentes a través de la asignación aleatoria de un valor a cada variable independiente que afectan, en este caso, a la demanda de gas natural.

La inseguridad en el pronóstico de la demanda de gas natural en el norte del país, se debe general a múltiples factores, que son gobernados por procesos estocásticos cuyos parámetros, que pueden ser constantes o no, son difíciles de estimar, por ejemplo los factores de preferencia de los potenciales clientes, que es una variables muy complicada de modelar y cambia según el cliente que se esta analizando. Las constantes crisis del petróleo en el mundo influyen directamente en los precios de los combustibles, convirtiendo así el gas natural en una opción viable y económica para la población y la industria, pero para que el gas natural tenga una demanda aceptable y sea viable un proyecto de este tipo se debe garantizar una infraestructura adecuada y un plan para el abastecimiento. La única experiencia en el país (ciudad de Lima) demostró que al inicio la incertidumbre de abastecimiento para el parque automotor y la industria generó una escasa aceptación del gas natural, incertidumbre que se disipo con la implementación de nuevos gasocentros y una mejor infraestructura en la distribución del gas natural. Como no se conoce información estadística de consumo de gas natural en la región norte, lo que se hará es estudiar el consumo de combustibles fósiles y usando un factor de conversión obtendremos una

cifra promedio de consumo gas natural. Con esta información utilizaremos algunos indicadores económicos y demográficos de los departamentos en estudio para la proyección de la demanda.

4.4.2.2. Desarrollo del análisis de la demanda

Para nuestro estudio es importante conocer las características del consumo de gas natural en las regiones a estudiar. Para esto realizaremos un estudio de consumo de combustibles convencionales de las principales empresas de la región norte, que serán los potenciales clientes de este proyecto. Como no existe una red de distribución de gas natural en el norte del país usaremos la siguiente tabla de conversión para tener cifras de consumo de gas natural:

Tabla N°4.4.- Tabla de conversión*

Conversión a GN	Equivalente según poder calorífico	
1 galón de GLP	2.65	m ³ de GN
1 galón de Gasolina	3.587	m ³ de GN
1 galón de Diesel 2	3.6235	m ³ de GN

*Fuente: *U.S. National Institute of Standards and Technology*

Se ha generado un listado de las empresas industriales de los departamentos de Ancash, La libertad y Norte de Lima que tienen un consumo considerable de combustibles líquidos, GLP y/o residuales, en base a la información que maneja Osinergmin respecto a los consumidores directos, que son las empresas que utilizan combustibles para uso propio y exclusive de sus actividades. **Ver anexo N° 1.**

La información obtenida del Osinergmin muestra el consumo promedio de combustibles tanto líquidos como GLP y residuales por lo que se procedió a realizar la conversión de unidades respectiva a GNL para así obtener una data hipotética de consumo de gas natural. Esta data la presentamos en la siguiente tabla de resumen:

Tabla N°4.5.- Tabla de consumo de gas natural*

	Consumo de gas natural m ³ /día		
	Agroindustrial	Pesquero	Manufactura
Ancash	57553.26	377510	34491
Lima		201132	54024
La Libertad		197322	

Fuente: Osinergmin

Esta tabla de consumo de gas natural de las regiones en estudio fue elaborada solamente usando el consumo de combustibles tanto líquidos como GLP y residuales de las empresas mencionadas en el **anexo N° 1**. Esta tabla nos da una visión del consumo de combustibles pudiendo así dar predicciones de la demanda en un horizonte futuro. El único inconveniente con la data proporcionada por Osinergmin es que ellos no cuentan con una base de datos histórica, solamente tiene un único dato de consumo de combustibles de las empresas que es actualizado periódicamente, por tanto los datos brindados por Osinergmin son consumos de combustibles de la empresas en el 2010, y serán utilizados para proyectar la demanda en un escenario de 10 años.

A. Información de base

Las principales fuentes de información para los datos utilizados en la proyección de la demanda fueron el INEI y el OSINERGMIN. A continuación presentamos los datos utilizados en las proyecciones:

Población de los Departamentos:

Tabla N°4.6.-Población de Ancash

Año	Población (Hab.)	Ind. de crec
1940	425,000.00	
1961	582,600.00	37.08235294
1972	726,200.00	24.64812908
1981	826,400.00	13.79785183
1993	955,000.00	15.56147144
2007	1,063,500.00	11.36125654
2009	1,109,849.00	4.358157029
2010	1,116,265.00	0.57809666

Fuente: INEI

Tabla N°4.7.-Población de La Libertad

Año	Población (Hab.)	Ind. de crec
1940	383,000.00	
1961	582,000.00	51.95822454
1972	784,000.00	34.70790378
1981	982,000.00	25.25510204
1993	1,270,000.00	29.32790224
2007	1,617,000.00	27.32283465
2009	1,725,075.00	6.683673469
2010	1,746,913.00	1.265915975

Fuente: INEI

Tabla N°4.8.-Población de Lima

Año	Población (Hab.)	Ind. de crec
1940	828,300.00	
1961	2,031,100.00	145.213087
1972	3,472,600.00	70.97139481
1981	4,745,900.00	36.66705062
1993	6,386,300.00	34.56457152
2007	8,445,200.00	32.2393248
2009	8,981,440.00	6.3496424
2010	9,113,684.00	1.472414223

Fuente: INEI

La tasa de crecimiento poblacional fue considerado un todos los sectores en estudio para las proyecciones de la demanda. Empíricamente el crecimiento poblacional influye directamente en el consumo de combustible de diversas formas, por ejemplo, a mayor incremento de población se tendrá un mayor consumo de diversos productos pesqueros, agroindustriales y manufactureros, por tanto la producción de las empresas tendrá que aumentar usando así más combustible en su proceso productivo, así como una mayor demanda de transporte, ya sea público o privado, influyendo directamente en el consumo de combustible del sector transporte que se ve reflejado en la demanda de combustible de los grifos y gasocentros.

Los datos históricos muestran que esta relación de población-consumo de combustible es muy débil, que el crecimiento poblacional influye en el aumento de combustible de diversos sectores productivos pero de manera muy débil, esta relación directa entre estas variables se observa mejor para tiempos un poco más prolongados.

Sector Agroindustrial:

Tabla N°4.9.- Producción nacional del sector Agroindustrial

Año	Producción (Miles de TM)	Ind. de crec
2000	4603.498	
2001	4775.487	3.736050282
2002	4973.946	4.155785577
2003	5120.636	2.949167522
2004	4998.177	-2.391480277
2005	5,517.51	10.39040834
2006	5,686.89	3.069827901
2007	6,000.73	5.518679291
2008	6,386.37	6.426528188
2009*	6,668.36	4.41554672
2010*	6,898.30	3.448292597

Fuente: INEI

Los datos de niveles de producción del sector agroindustrial son tomados de todo el país (fuente **INEI**), puesto que no se encontraron históricos de producción por departamentos.

Sector Manufacturero:

Tabla N°4.10.-Producción nacional del sector Manufacturero

Año	Producción (Miles de TM)	Ind. de crec
2000	234.84	
2001	232.41	-1.034747062
2002	240.57	3.51103653
2003	246.53	2.477449391
2004	266.44	8.076096215
2005	283.63	6.451733974
2006	299.28	5.517752001
2007	322.38	7.718524459
2008	351.37	8.992493331
2009	333.64	-5.045962945
2010*	349.17	4.655210388

Fuente: INEI

Sector Pesquero:**Tabla N°4.11.- Producción nacional del sector Pesquero**

Año	Producción (Miles de TMB)	Ind. de crec
2000	317.2	
2001	339.4	6.998738966
2002	298.7	-11.99175015
2003	342.7	14.73049883
2004	353.2	3.063904289
2005	287.00	-18.74292186
2006	349.70	21.8466899
2007	338.20	-3.288533028
2008	348.00	2.897693672
2009	381.00	9.482758621
2010*	124.90	2.777453249

Fuente: INEI

Sector Grifos y Gasocentros:

Tabla N°4.12.-Número de Vehículos del parque automotor

Año	Lima		Ancash		La Libertad	
	Nº DE VEHICULOS	Ind. de crec	Nº DE VEHICULOS	Ind. de crec	Nº DE VEHICULOS	Ind. de crec
2000	776820		17759		38856	
2001	802748	3.337710152	18980	6.875387128	40119	3.250463249
2002	829214	3.296925062	19065	0.447839831	41312	2.973653381
2003	851360	2.670721913	19055	-0.052452137	98217	137.744481
2004	866881	1.823083067	19293	1.249016006	97590	-0.638382357
2005	885636	2.163503411	19382	0.46130721	153777	57.57454657
2006	912763	3.062996536	19757	1.934784852	152847	-0.604771845
2007	957368	4.886810706	20354	3.021713823	153251	0.264316604
2008	1036850	8.302136691	21001	3.178736366	155411	1.409452467
2009	1022073	-1.425182042	21309	1.466596829	193840	24.7273359
2010*	1073177	5.000034244	22021	3.341311183	203532	5

Fuente: INEI

Tabla N°4.13.-Porcentaje de conversión vehicular anual

Año	Vehículos Convertidos	Total de vehículos	% de Conversión
2006	5489	912763	0.6
2007	23958	957368	2.5
2008	54829	1036850	5.3
2009	81029	1106444	7.3

Fuente: Elaboración propia a partir de la información del INEI

La tabla de conversión (**tabla N°4.4**) para obtener un consumo de m³/día de los diferentes sectores a analizar fue tomado de U.S. National Institute of Standards and Technology.

La variable a explicar será la demanda de gas natural en los escenarios planteados y las variables explicativas o independientes utilizadas son las tasas de crecimiento anual de producción y la tasa de crecimiento poblacional en el caso del sector agroindustrial, manufacturero y pesquero, y el índice de crecimiento del parque automotor, tasa de conversión anual y tasa de crecimiento poblacional para el sector grifos y gasocentros.

B. Metodología de estimación

La metodología para obtener estimaciones de la demanda con un intervalo temporal de 10 años con escenarios pesimistas^a y optimistas^b será utilizando un modelo de difusión para la demanda en base a índices, tanto macroeconómicos como microeconómicos, que influyen directamente en la demanda de combustible de casa sector. El comportamiento de estos índices serán los que expliquen variaciones en la demanda. Estas variaciones son influenciadas por el comportamiento de los índices, pero cada índice influye de modo diferente en la demanda, es decir, la demanda puede ser más elástica respecto de un índice que de otro. Como no se tiene una serie histórica de consumo de combustible para hacer proyecciones de la demanda utilizando modelos de regresión lineal o no lineal, o modelos de series de tiempo, se planteó un modelo estocástico basado en los **modelos Cobb-Douglas** para la función de producción con ligeras modificaciones. Como lo único que se tiene son series históricas de los indicadores, estos fueron usados como variables explicativas para la demanda.

Como los indicadores (tasas de crecimiento) serán las variables dependientes estas influyen de forma directa en la demanda como factor multiplicativo, pero para suavizar el grado de influencia en la demanda colocaremos un exponente al índice, que representará el nivel de influencia del índice sobre la demanda. Bajo estas consideraciones el modelo propuesto para la demanda de gas natural es el siguiente

$$DS_t = DS_{t-1} (1 + id_t^1)^{\alpha_1} (1 + id_t^2)^{\alpha_2} \dots (1 + id_t^n)^{\alpha_n} \mu_t, \quad (1)$$

a Escenario pesimista.- valor mínimo del intervalo de confianza (95%), obtenido a través de las simulaciones de Montecarlo

b Escenario Optimista.- valor máximo del intervalo de confianza (95%), obtenido a través de las simulaciones de Montecarlo.

Dónde:

DS_t : Demanda del sector en el tiempo t .

$id_t^1, id_t^2, \dots, id_t^n$: Índices macroeconómicos y microeconómicos que influyen en la demanda.

$\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$: Elasticidades de la demanda respecto al índice.

μ_t : Variable de calibración. Esta parte aleatoria explica valores distintos al valor observado.

Los índices económicos para este modelo son procesos estocásticos que pueden ser modelados mediante series de tiempo del tipo Box-Jenkins, AR, ARMA, ARIMA, etc. La ecuación (1) puede convertirse en una expresión de la forma:

$$\ln(DS_t) = \ln(DS_{t-1}) + \alpha_1 \ln(1 + id_t^1) + \dots + \alpha_n \ln(1 + id_t^n) + \varepsilon_t \quad (2)$$

Donde $\varepsilon_t = \ln(\mu_t)$.

Una forma de estimar los parámetros del modelo planteado para la demanda es teniendo datos históricos de las variables dependientes e independientes y así el ajustar los datos para la estimación de los parámetros. Dichos registros de consumo de gas natural (desde el 2006) o combustible tradicional por sectores productivos de la economía peruana no existen. Se consultó la base de datos del INEI, organismo estatal que registra todas las estadísticas del país, pero no se encontró una data histórica de consumo de combustible por sector productivo. Lo que si se consiguió, para estudiar la demanda, fue un registro de las principales empresas de diferentes rubros productivos y el consumo promedio de combustible, no por año, sino un consumo promedio al 2010 dado por Osinergmin, ver **Anexo N°1**, permitiendo así obtener solamente un único dato de consumo estimado de combustible. Este dato se utilizará en la ecuación (1) para estimar las proyecciones de la demanda con $t = 2010$. La sumatoria del consumo de combustible de las empresas por sector productivo, consideradas en la región de estudio, se transformó a unidades de gas natural y se obtuvieron los siguientes datos:

Tabla N°4.14.- Consumo de gas natural*

	Consumo de gas natural m ³ /día			
	Agroindustrial	Pesquero	Manufactura	Grifos y Gasocentros
Ancash	57553.26	377510	34491	
Lima		201132	54024	
La Libertad		197322		
Total	57553.26	775964	88515	108000

Fuente: Osinergmin

Observemos que la tabla anterior no muestra un consumo real de gas natural puesto que muchas MYPES no fueron consideradas en los cálculos, pero estos datos nos dan un escenario del consumo de gas natural.

Debido a la falta de data histórica, se procedió a medir en cuanto varia la demanda cuando los índices tienen una variación de 1% y se decidió tomar un valor representativo de estos niveles de variación para poder ajustar las constantes y obtener una proyección de la demanda de gas natural. El cálculo de los parámetros es mostrado a detalle en el **Anexo N°3**.

Se considero solamente las empresas que consumen una alta cantidad de combustible, puesto que estamos interesados en tener como cartera de clientes a empresas con una alta demanda de combustible.

Para simplificar un poco más el modelo, puesto que solo queremos un valor estimado de la demanda al 2010 para poder ejecutar un proyecto de una mini planta de licuefacción de gas natural con cierta capacidad de planta, consideraremos que los índices utilizados son constantes a lo largo del tiempo. El método que se utilizará para estimar un valor promedio de los índices en un periodo de tiempo de 10 años será el método de simulación de Monte Carlo. Este método, en base a los datos históricos, plantea escenarios futuros para el comportamiento de los índices, pudiendo así estimar una tendencia media con un nivel de confianza del 95%, con un escenario pesimista y uno optimista. Para la obtención de los datos y el respectivo intervalo de confianza utilizaremos el software SPSS, dando también un ejemplo en el **Anexo N°2** de como realiza el programa dichos cálculos

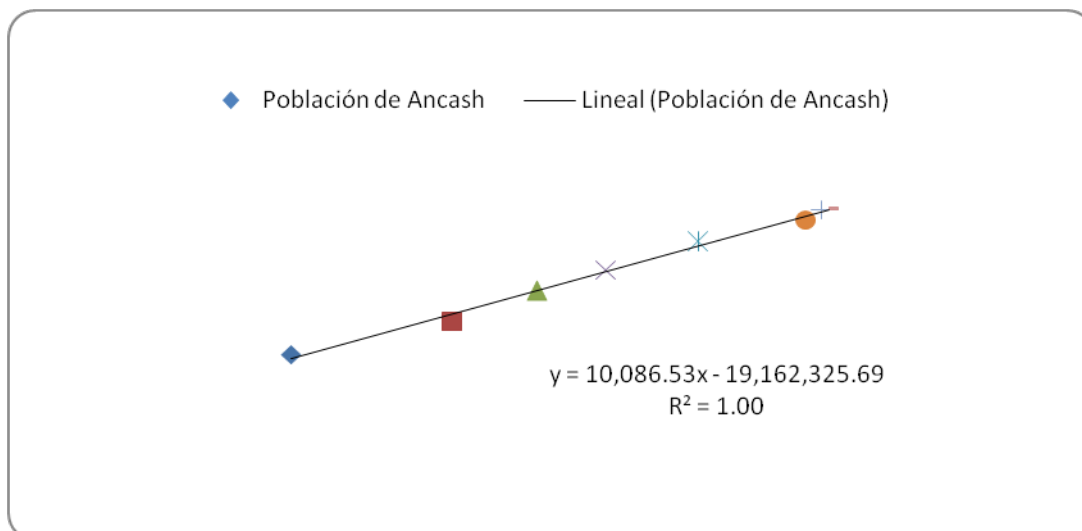
ayudándonos con el programa Excel. Otras consideraciones que se tendrán presente para las estimaciones de la demanda de gas natural son las siguientes:

- Los potenciales clientes, ya cuentan en sus instalaciones con un sistema para consumo de gas natural en su proceso productivo, evitando así un tiempo de latencia de conversión; el cual afectaría a las proyecciones de nuestra demanda.
- Los datos de producción nacional de cada sector son directamente proporcional a los datos de producción de cada sector en la región de estudio. Esto permite usar los datos del país para estimar la demanda los departamentos del norte del país.
- Los índices de crecimiento anual del sector agroindustrial, manufacturero y pesquero son variables aleatorias que no dependen del tiempo gobernadas por cierta distribución a determinar.
- Los índices de crecimiento poblacional son determinísticos.
- Para el periodo de proyección supondremos que situación económica del país son muy similares al de los años donde se tomó la data.

Otro índice que se utilizó en el cálculo de las proyecciones de la demanda fue el índice de crecimiento poblacional. Estos índices se calcularon usando modelos de regresión para el crecimiento de la población y con estos modelos se calculó una tasa media de crecimiento que posteriormente fueron usados en el modelo (1).

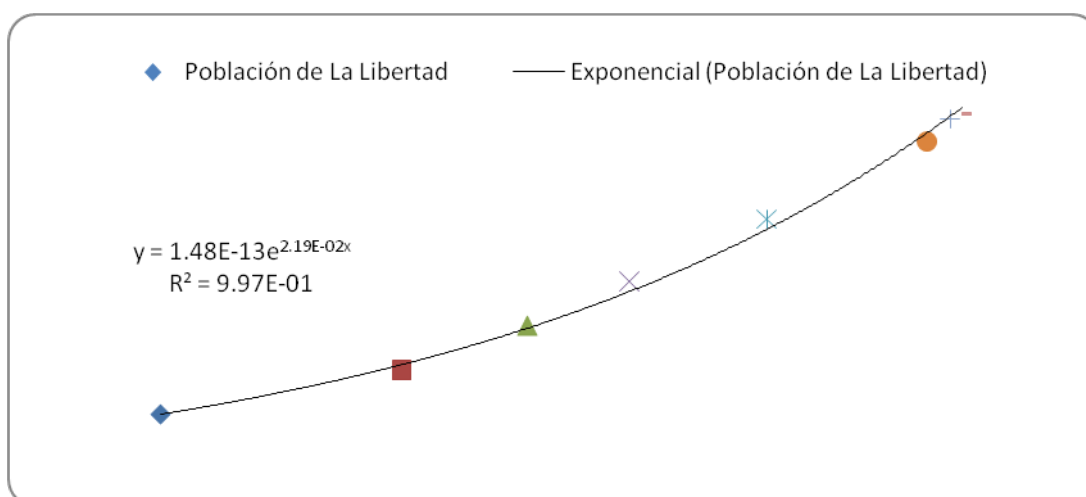
A continuación mostramos los gráficos y las curvas de regresión obtenidas:

Figura N°4.12.- Curva de regresión de la población de Ancash



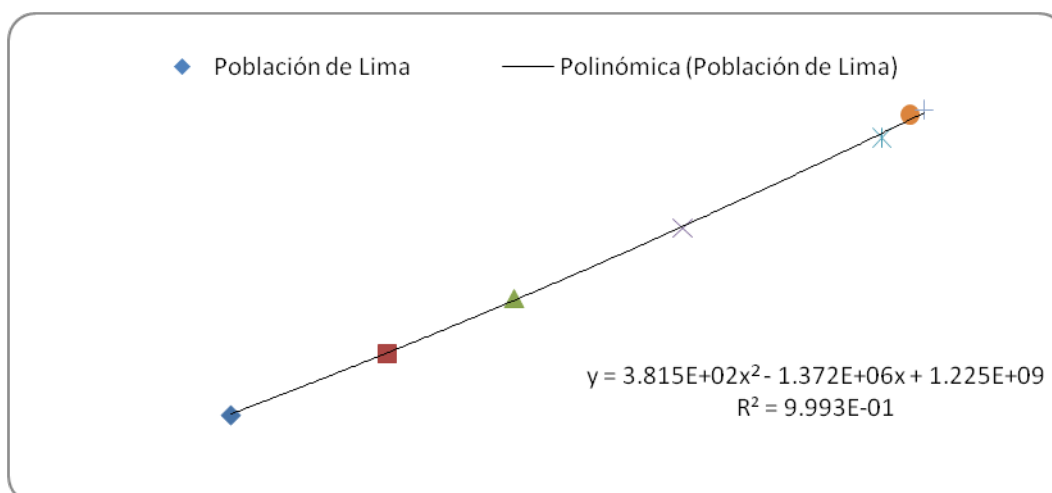
Fuente: Elaboración propia a partir de la información del INEI

Figura N°4.13.-Curva de regresión de la población de La Libertad



Fuente: Elaboración propia a partir de la información del INEI

Figura N°4.14.-Curva de regresión de la población de Lima



Fuente: Elaboración propia a partir de la información del INEI

Con el modelo de regresión para la población de los departamentos en estudio se elaboró una proyección de la población, ver **Anexo N°4**, calculando así un crecimiento promedio para los próximos 10 años de 0.83%, 2.21% y 1.77% para los departamentos de Ancash, La libertad y Lima respectivamente. El Coeficiente de determinación indica el nivel de ajuste del modelo, es decir, entre más cercano a 1 es el valor de R^2 , mayor es la cantidad de la variación total que puede explicarse por medio de los términos que aparecen en el modelo.

C. Proyecciones de la demanda por sector

i. Sector Agroindustrial

Para el sector agroindustrial solo consideraremos dos indicadores que influyen directamente en la demanda de gas natural: la tasa de crecimiento anual de producción y el crecimiento poblacional. En la práctica existen muchos factores económicos que influyen en la demanda, pero para simplificar el análisis de las proyecciones solo se consideró las variables que influyen en un mayor grado. El PBI no fue considerado, puesto que en este indicador está incluidos todos los sectores productivos, por este motivo se decidió buscar un indicador que este directamente relacionado con la demanda, que es la tasa de crecimiento anual de los niveles de producción. Se postuló que la tasa de crecimiento anual de los niveles de producción tiene una distribución normal que fue probado con el test de bondad de Kolmogorov-Smirnov con un nivel de significancia del 95%, con esta distribución se calculó una tasa promedio de crecimiento y una

intervalo de confianza para la media al 95%, **ver Anexo N°2**, obteniendo así las proyecciones:

Tabla N°4.15.- Proyección de la Demanda de Gas en Ancash

Índices	α_1	α_2		
	1.4	0.1		
Año	Consumo m ³ /día	Proyecciones de la Demanda m ³ /día		
		Optimista	Pesimista	
2010	57,553.26			
2011		63,201.51	58,938.24	
2012		69,404.08	60,356.55	
2013		76,215.37	61,809.00	
2014		83,695.11	63,296.39	
2015		91,908.91	64,819.58	
2016		100,928.81	66,379.42	
2017		110,833.92	67,976.80	
2018		121,711.12	69,612.62	
2019		133,655.79	71,287.80	
2020		146,772.71	73,003.30	

Fuente: Elaboración propia

Esta tabla de proyecciones se construyó usando el modelo planteado y considerando los valores $\alpha_1 = 1.4$ para el índice del sector y $\alpha_2 = 0.1$ para el índice de crecimiento poblacional, que fueron calculados encontrando alguna correlación entre las variables de dependientes y las independientes con la data utilizada, **ver Anexo N°3**.

ii. Sector Manufacturero

Para el sector manufacturero también consideraremos dos indicadores que influyen directamente en la demanda de gas natural: la tasa de crecimiento anual de producción y el crecimiento poblacional. En la práctica existen otros factores económicos que influyen en la demanda, pero para simplificar el análisis de las proyecciones solo se consideró las variables que influyen en un mayor grado. El PBI no fue considerado, por el mismo argumento utilizado para el sector agroindustrial. Se postuló que la tasa de crecimiento anual de los niveles de producción tiene una distribución normal que fue probado con el test de bondad de Kolmogorov-Smirnov con un nivel de significancia del 95%, con esta distribución se calculó una tasa promedio de crecimiento y un intervalo de confianza para la media al 95%, **ver Anexo N°2**, obteniendo así las proyecciones:

Tabla N°4.16.-Proyección de la Demanda de Gas en Ancash

Índices	α_1	α_2		
	1.1	0.1		
Año	Consumo m ³ /día	Proyecciones de la Demanda m ³ /día		
		Optimista	Pesimista	
2010	34,491.00			
2011		37,291.55	34,895.43	
2012		40,319.50	35,304.61	
2013		43,593.31	35,718.59	
2014		47,132.94	36,137.41	
2015		50,959.97	36,561.15	
2016		55,097.75	36,989.86	
2017		59,571.50	37,423.60	
2018		64,408.51	37,862.42	
2019		69,638.26	38,306.39	
2020		75,292.65	38,755.56	

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 7.1.-Factores críticos que afectan la selección de la localización

N°	Factores Críticos	Peso
1	Costo Humano (incluye salario, sindicalizaciones, productividad).	0.08
2	Disponibilidad de mano de obra (incluye actitudes, edad, distribución, habilidades).	0.09
3	Materias primas disponible.	0.19
4	Cercanía a los mercados. (Nacional)	0.13
5	Cercanía a los mercados. (Internacional)	0.00
6	Impacto ambiental.	0.09
7	Servicios públicos (gas, electricidad, agua y sus costos)	0.08
8	Costos del lugar (incluye terreno, expansión, estacionamiento, drenaje).	0.09
9	Disponibilidad de transporte (ferrocarril, avión, barco, camión).	0.08
10	Impacto Social	0.07
11	Tipo de cambio (incluye tasas estabilidad)	0.01
12	Calidad de gobierno (incluye estabilidad, honestidad, actitudes hacia los nuevos negocios).	0.02

Fuente: Elaboración propia

Tabla N°4.17.-Proyección de la Demanda de Gas en Lima

Índices	α_1	α_2		
	1.1	0.1		
Año	Consumo m ³ /día	Proyecciones de la Demanda m ³ /día		
		Optimista	Pesimista	
2010	54,024.00			
2011		58,464.79	54,708.22	
2012		63,270.62	55,401.10	
2013		68,471.49	56,102.76	
2014		74,099.87	56,813.30	
2015		80,190.91	57,532.84	
2016		86,782.63	58,261.50	
2017		93,916.20	58,999.39	
2018		101,636.15	59,746.62	
2019		109,990.67	60,503.31	
2020		119,031.95	61,269.59	

Fuente: Elaboración propia

Estas tablas de proyecciones se construyeron usando el modelo planteado y considerando los valores $\alpha_1 = 1.1$, para la tasa de crecimiento anual del sector y $\alpha_2 = 0.1$ para el crecimiento poblacional, que fueron calculados encontrando alguna correlación entre las variables dependientes y las independientes con la data utilizada, ver **Anexo N°3**. Como en este sector se tiene consumo de combustible por departamento se elaboraron tablas de proyecciones independientes.

iii. Sector Pesquero

Para el sector pesquero también se consideró dos indicadores que influyen directamente en la demanda de gas natural: la tasa de crecimiento anual de producción y el crecimiento poblacional. El PBI no fue considerado, por el mismo argumento utilizado para el sector agroindustrial. Se postuló que la tasa de crecimiento anual de los niveles de producción tiene una distribución normal que fue probado con el test de bondad de Kolmogorov-Smirnov con un nivel de significancia del 95%, con esta distribución se calculó una tasa promedio de crecimiento y un intervalo de confianza para la media al 95%, ver **Anexo N°2**, obteniendo así las proyecciones:

Tabla N°4.18.-Proyección de la Demanda de Gas en La Libertad

Índices	α_1	α_2		
	1.8	0.1		
Año	Consumo m ³ /día	Proyecciones de la Demanda m ³ /día		
		Optimista	Pesimista	
2010	197322			
2011		228,011.70	194,490.35	
2012		263,474.60	191,699.34	
2013		304,453.09	188,948.38	
2014		351,805.00	186,236.90	
2015		406,521.61	183,564.33	
2016		469,748.34	180,930.11	
2017		542,808.80	178,333.70	
2018		627,232.43	175,774.54	
2019		724,786.56	173,252.11	
2020		837,513.38	170,765.87	

Fuente: Elaboración propia

Tabla N°4.19.-Proyección de la Demanda de Gas en Ancash

Índices	α_1	α_2		
	1.8	0.1		
Año	Consumo m ³ /día	Proyecciones de la Demanda m ³ /día		
		Optimista	Pesimista	
2010	377510			
2011		435,631.95	371,587.12	
2012		502,702.43	365,757.17	
2013		580,099.17	360,018.69	
2014		669,412.03	354,370.24	
2015		772,475.60	348,810.41	
2016		891,406.99	343,337.81	
2017		1,028,649.21	337,951.07	
2018		1,187,021.43	332,648.85	
2019		1,369,776.85	327,429.81	
2020		1,580,669.54	322,292.66	

Fuente: Elaboración propia

Tabla N°4.20.- Proyección de la Demanda de Gas en Lima

Índices	α_1	α_2		
	1.8	0.1		
Año	Consumo m³/día	Proyecciones de la Demanda m³/día		
		Optimista	Pesimista	
2010	201132			
2011		232,314.03	198,160.17	
2012		268,330.29	195,232.25	
2013		309,930.25	192,347.59	
2014		357,979.56	189,505.56	
2015		413,478.08	186,705.52	
2016		477,580.68	183,946.85	
2017		551,621.28	181,228.94	
2018		637,140.60	178,551.19	
2019		735,918.20	175,913.00	
2020		850,009.55	173,313.79	

Fuente: Elaboración propia

Estas tablas de proyecciones se construyeron usando el modelo planteado y considerando los valores $\alpha_1 = 1.8$, para la tasa de crecimiento anual del sector y $\alpha_2 = 0.1$ para el crecimiento poblacional, que fueron calculados encontrando alguna correlación entre las variables dependientes y las independientes con la data utilizada, ver **Anexo N°3**. Como en este sector se tiene datos de consumos por departamentos se elaboraron tablas de proyecciones independientes.

iv. Sector Grifos y Gasocentros

Para el sector grifos y gasocentros se consideró tres indicadores que influyen directamente en la demanda de gas natural: la tasa de crecimiento anual de del parque automotor, el índice de porcentaje de conversión de vehículos a gas natural y el crecimiento poblacional. El PBI no fue considerado, por el mismo argumento utilizado para el sector agroindustrial. Se postuló que la tasa de crecimiento anual de los niveles de producción e índice de conversión tiene una distribución normal que fue probado con el test de bondad de Kolmogorov-Smirnov con un nivel de significancia del 95%, con esta distribución se calculó una tasa promedio de crecimiento y una intervalo de confianza para la media al 95%, ver **Anexo N°2** obteniendo así las proyecciones:

Tabla N° 4.21.-Proyección de la Demanda de Gas en La Libertad

Índices	α_1	α_2	α_3
	2.1	0.25	0.1
Año	Consumo m ³ /día	Proyecciones de la Demanda m ³ /día	
		Optimista	Pesimista
2010	42,000.00		
2011		46,339.86	41,720.32
2012		51,128.16	41,442.51
2013		56,411.23	41,166.55
2014		62,240.21	40,892.42
2015		68,671.49	40,620.12
2016		75,767.31	40,349.64
2017		83,596.35	40,080.95
2018		92,234.36	39,814.05
2019		101,764.94	39,548.93
2020		112,280.31	39,285.58

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 4.22.-Proyección de la Demanda de Gas en Ancash

Índices	α_1	α_2	α_3
	2.1	0.25	0.1
Año	Consumo m ³ /día	Proyecciones de la Demanda m ³ /día	
		Optimista	Pesimista
2010	42,000.00		
2011		46,272.41	42,599.30
2012		50,979.43	43,207.16
2013		56,165.26	43,823.69
2014		61,878.62	44,449.01
2015		68,173.17	45,083.26
2016		75,108.02	45,726.56
2017		82,748.31	46,379.04
2018		91,165.81	47,040.83
2019		100,439.56	47,712.06
2020		110,656.68	48,392.87

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 4.23.-Proyección de la Demanda de Gas en Lima

Índices	α_1	α_2	α_3
	0.15	0.25	0.1
Año	Consumo m ³ /día	Proyecciones de la Demanda m ³ /día	
		Optimista	Pesimista
2010	24,000.00		
2011		24,729.64	24,048.61
2012		25,481.47	24,097.32
2013		26,256.15	24,146.13
2014		27,054.39	24,195.04
2015		27,876.89	24,244.05
2016		28,724.40	24,293.15
2017		29,597.68	24,342.36
2018		30,497.50	24,391.66
2019		31,424.68	24,441.07
2020		32,380.05	24,490.57

Fuente: Elaboración propia

Comentarios

- i. Las tablas de proyecciones se construyeron usando el modelo planteado y considerando y, en este caso, se consideró para cada departamento una constante diferente para cada índice utilizado salvo para el índice poblacional que se consideró el mismo en todos los casos. Estas constantes fueron calculadas encontrando alguna correlación entre las variables dependientes y las independientes con la data utilizada, ver **Anexo N°3**. Como en este sector se tiene datos de consumos por departamentos se elaboraron tablas de proyecciones independientes.

- ii. De las proyecciones de la demanda, por cada departamento y cada sector productivo estudiado, se obtuvo proyecciones de gas natural para los próximos 10 años con un escenario pesimista y uno optimista. Este intervalo, al 95% de confianza, obtenido para la media de consumo de gas natural por m³/día servirá para decidir la capacidad de planta de la mini planta de gas natural licuefactado a ejecutarse en el proyecto. La siguiente tabla muestra un resumen por año y por sector de consumo de gas natural con proyecciones hasta el 2020.

Tabla N°4.24.-Proyección de la Demanda de Gas Natural hasta el 2020

Proyecciones de la Demanda m ³ /día								
Año	LA LIBERTAD		ANCASH		LIMA		TOTAL	
	Optimista	Pesimista	Optimista	Pesimista	Optimista	Pesimista	Optimista	Pesimista
2010								
2011	274,351.56	236,210.68	582,397.42	508,020.10	315,508.47	276,917.00	1,172,257.45	1,021,147.78
2012	314,602.76	233,141.85	663,405.44	504,625.50	357,082.38	274,730.67	1,335,090.58	1,012,498.02
2013	360,864.32	230,114.93	756,073.11	501,369.96	404,657.89	272,596.48	1,521,595.32	1,004,081.37
2014	414,045.20	227,129.32	862,118.70	498,253.06	459,133.82	270,513.90	1,735,297.72	995,896.28
2015	475,193.09	224,184.45	983,517.66	495,274.40	521,545.88	268,482.41	1,980,256.63	987,941.26
2016	545,515.65	221,279.75	1,122,541.57	492,433.65	593,087.72	266,501.50	2,261,144.94	980,214.90
2017	626,405.15	218,414.64	1,281,802.95	489,730.51	675,135.16	264,570.68	2,583,343.26	972,715.83
2018	719,466.79	215,588.59	1,464,306.86	487,164.71	769,274.24	262,689.46	2,953,047.89	965,442.77
2019	826,551.50	212,801.04	1,673,510.47	484,736.06	877,333.55	260,857.38	3,377,395.51	958,394.48
2020	949,793.69	210,051.45	1,913,391.59	482,444.39	1,001,421.54	259,073.96	3,864,606.83	951,569.79

Se considerará el valor intermedio entre ambos escenarios, tomando el promedio aritmético de los valores.

Fuente: Elaboración propia

- iii. La media de la demanda de gas natural al 2020 está entre 951,569.79 m³/día y 3, 864,606.83 m³/día. De la información presentada en la **Tabla N° 4.24**, se ha decidido tomar el promedio de estos dos valores para efectos de ejecutar un proyecto de abastecimiento de GNL con proyecciones hasta un horizonte de 10 años; pero observamos que cuanto más largo es el horizonte para las proyecciones, se obtiene un intervalo de confianza cada vez más grande, esto ocasiona que el error cometido para la estimación (que en este caso es la media) de consumo de gas natural sea, también, más grande. Lo ideal es tener un intervalo de confianza pequeño para poder afirmar y tomar mejores decisiones ante un futuro proyecto con este combustible alternativo. Por ejemplo, si se considera el consumo de gas natural para el 2011 en las regiones en estudio, el valor real de consumo para ese año estará entre 1,172, 257.45 y 1, 021,147.78 m³/día, pudiendo considerarse como proyección (en caso se necesite una proyección para ejecutar algún proyecto de GNL) para ese año el promedio de los valores anteriores 1, 096,702.62 m³/día. Esta proyección no se alejará tanto del valor real (el error cometido será pequeño) puesto que el intervalo de confianza es pequeño y la media de los extremos puede usarse como un buen estimador de la proyección. Sin embargo, eso no ocurre para proyecciones muy lejanas a la actual, como el caso del año 2020, el valor real de consumo de gas natural para ese año puede alejarse demasiado de la media puesto que el intervalo de confianza para el valor real del consumo de gas natural es muy grande. El error cometido en las proyecciones crece conforme se aumenta el horizonte de tiempo. Para este caso, se utilizará la media de los extremos de los intervalos de confianza obtenidos como proyección para ejecutar un proyecto de GNL.
- iv. El mejor valor para la demanda proyectada al 2020, es un valor intermedio entre el escenario optimista y el pesimista, este valor se expresa como el promedio aritmético. Siendo éste de 2, 408,088.31 m³/día de gas natural.
- v. En la tabla N° 4.24 se aprecia que en el caso pesimista, al aumentar los años la demanda disminuye, éstos valores fueron el resultado del análisis de la demanda considerando los índices de crecimiento de cada actividad industrial y del sector vehicular entre los años 2000 a 2005, cuya tendencia tiende a disminuir; por lo que la disminución de la demanda en el caso pesimista se debe a esa misma tendencia. Los valores utilizados se recopilaron de las fuentes bibliográficas del INEI, Ministerio de la Producción, Osinergmin, etc., siendo éstos datos confiables para su uso.
- vi. El valor de demanda para el mercado objetivo de nuestro proyecto, considerará el 5% del valor proyectado al 2020 es decir será de aproximadamente 120, 404.00 m³ de gas natural, siendo este dato el valor de nuestra capacidad de licuefacción para la Miniplanta de GNL.

- vii. Dicho valor de 5% fue tomado considerando que esta tecnología es nueva en el Perú y que en algunos países de América del Sur ya se está utilizando el GNL y sus consumos no pasan de los 380,000 m³ de gas natural por lo que, se consideró para nuestro proyecto un valor inferior. Este ejemplo es el que sucede en Brasil en la empresa Gas Local, que nos sirve de referencia para asegurarnos que los valores obtenidos están dentro del límite de una Miniplanta de Licuefacción estándar en América del Sur. En adición a la referencia anterior, también se consideró las fluctuaciones que tiene la industria Pesquera debido a que solo producen por temporadas, y en el análisis de la demanda se ha evidenciado que la mayoría de los clientes potenciales son empresas de la industria pesquera, por lo que una de las consideraciones para la decisión de tomar solo el 5 % fue hecho en base a este punto, por considerarse un riesgo del proyecto.

Tabla N°4.25.-Proyección de la Demanda de Gas Natural hasta el 2020, considerando el riesgo de las empresas pesqueras

Descripción	Demanda de gas natural (m³/día)
Valor pesimista al 2020	3,864,607
Valor optimista al 2020	951,570
Valor de demanda promedio al 2020	2,408,088
Mercado objetivo (5% del promedio) m³/día de GN	120,404
Capacidad m³/día de GNL	201

Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO V.- ANÁLISIS DE LOS COSTOS FIJOS Y VARIABLES EN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL LICUEFACTADO

Del análisis de la demanda de GNL realizada en el presente trabajo, sobre la posibilidad de que clientes ubicados al norte de Lima en un radio de 650 Km adquieran GNL, se determinó el valor aproximado de la demanda futura en un horizonte de 10 años del consumo de GNL. El cual servirá a continuación para determinar del costo del transporte de GNL por Km recorrido.

Para la determinación del costo de transporte, se incluirá el costo de las cisternas, el costo de operación del sistema de transporte, el costo de inversión del sistema, etc., para lo cual se ha tomado como referencia la información obtenida de Gás Local, empresa que se encarga de la distribución de GNL en Sao Paulo -Brasil.

5.1 Costo de inversión del sistema de transporte

En esta parte se calculará los costos que incurren en la compra de cisternas y tractos para el proyecto, como sigue a continuación.

5.1.1 Costo de inversión en cisternas

Referido al costo en la adquisición de cisternas en P_{cist} (US \$), siendo el costo total por las N_{cist} el siguiente:

$$CI_{cist} = N_{cist} \times P_{cist}$$

Se ha tomado en cuenta el costo de una cisterna de capacidad de 51m³ de GNL, de la marca CMIC Enric de fabricación China.

5.1.2 Costo de inversión en tractos

Referido al costo en la adquisición de los tractos para las cisternas que en este caso se expresará como P_{trac} (\$), siendo el costo total por las N_{trac} el siguiente:

$$CI_{trac} = N_{trac} \times P_{trac}$$

El costo de los tractos se tomó en base a la información proporcionada por la empresa que comercializa la marca Volvo.

Por lo que el costo de inversión para el sistema de transporte es:

$$CI_{transp}^{tot} = CI_{cist} + CI_{trac}$$

En la siguiente tabla se muestran los costos obtenidos para una cisterna criogénica:

Tabla N°5.1.- Costos de una cisterna criogénica

Inversión	Costo(US \$)
Cisterna	180,000.00**
Tracto	150,000.00*
Total	330,000.00

Fuente: Elaboración propia

* Información de Volvo, incluye flete.

** Cmic Enric

5.2 Costo operacional del sistema de transporte

Para la determinación de estos costos se utilizarán las definiciones de dos costos por separado: costo variable y costo fijo.

El costo variable se define como aquel costo que depende del nivel de la actividad a realizar, a diferencia del costo fijo que no depende de las fluctuaciones de dicha actividad. Las variables principales que afectan la actividad son: la distancia, la capacidad por cisterna y la demanda de los potenciales clientes.

- **Definición de los costos a utilizar y su respectiva clasificación:**
 - a) **Depreciación:** definido como un capital que debe ser reservar para reposición al final de la vida útil. Quedando al final un valor residual o cero. Este costo está considerado como fijo.
 - b) **Costo financiero:** definido como el costo de oportunidad de capital inmovilizado en la compra de activos. Para esto se considerará un valor de 12% como tasa de retorno. Este costo está considerado como fijo.
 - c) **Personal:** considera los salarios junto con las cargas sociales respectivas. Este costo está considerado como fijo.
 - d) **Seguro del vehículo:** Este costo está considerado como fijo.
 - e) **Costos administrativos:** Este costo está considerado como fijo.
 - f) **Combustibles:** Este costo está considerado como variable.
 - g) **Neumáticos:** Este costo está considerado como variable.
 - h) **Lubricantes:** Este costo está considerado como variable.

i) **Mantenimiento:** Este costo está considerado como variable.

5.2.1. Cálculo de los costos operacionales

En el caso de los costos fijos se han considerado la relación de \$/mes, ya que los costos fijos son constantes mes a mes, excepto alguna variación de salarios o sueldo.

Y en el caso de los costos variables, éstos se determinarán en función a la distancia recorrida \$/km.

La determinación de los diferentes costos semuestra en la siguiente tabla:

Tabla N° 5.2.- Definición de cálculo de cada costo

RESUMEN DE COSTOS	
COSTO	FORMA DE CÁLCULO
DEPRECIACIÓN	$C_{dep} = (V_a - V_r) / n$
COSTO FINANCIERO	$C = V_a((1+i)^{1/12} - 1)$
COSTO ADMINISTRATIVO	VER TABLA DE COSTOS ADMINISTRATIVOS
SEGURO VEHICULAR	VER TABLA DE COSTO DE SEGURO
PERSONAL	SALARIOS + CARGAS SOCIALES
NEUMÁTICOS	COSTO PROMEDIO EN EL MERCADO
LAVADO/LUBRICACIÓN	COSTO ESTIMADO POR KILÓMETRO
COMBUSTIBLE	COSTO PROMEDIO EN EL MERCADO
MANTENIMIENTO	COSTO ESTIMADO POR KILÓMETRO

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 5.3.- Costo del seguro vehicular de acuerdo al valor del tracto

COSTO DEL TRACTO (US \$)	COSTO DE LA PRIMA MENSUAL (US \$)
150000.00	358.50

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 5.4.-Gastos administrativos para el transporte de GNL mediante cisternas

GASTOS ADMINISTRATIVOS			
ITEM	CONCEPTO	CANTIDAD	MONTO MENSUAL (S/.)
1	GERENTE DE OPERACIONES	1	5000
2	JEFE DE PLANTA	1	4000
3	ASISTENTE DE PLANEAMIENTO	1	2500
4	ASISTENTE DE COSTOS	1	2500
5	ASISTENTE DE LOGISTICA	1	2500
6	SECRETARIA	1	1000
7	CONTADOR	1	1500
8	MANTENIMIENTO OFICINA	Global	300
TOTAL (S/.)			19300
TOTAL (US \$)			7018.18

Fuente: Elaboración propia

Otras consideraciones para el cálculo del costo por Km en el transporte, son:

Tabla N° 5.5.- Consideraciones adicionales para el cálculo del costo

Descripción	
Costo del mantenimiento cada 10000 Km, considerando el lubricante	US \$ 800.00
Intervalo de cambio de llantas del tracto	140,000 Km
Intervalo de reencauche	70,000 Km
Costo total de una llanta y de su reencauche	US \$ 290.91
Intervalo para el cambio de aceite	10,000 Km

Fuente: Elaboración propia

La siguiente tabla muestra el resumen del resultado de los cálculos obtenidos, enfatizando el resultado del costo fijo y el costo variable siendo este último necesario para continuar con el siguiente capítulo que trata de la optimización del sistema de distribución del GNL a los potenciales clientes del Norte de Lima en un radio de 650 Km.

Siendo el costo fijo de \$/mes 11,093.0 y costo variable igual a 0.649 \$/km, como se aprecia en siguiente tabla resumen.

Tabla N° 5.6.-Resumen de resultados finales

ENTRADA DE DATOS			SALIDA DE DATOS		
COSTOS DE EMPRESA			INDICE DE COSTOS FIJOS		
Salario de conductor	\$/mes	730	Depreciación	\$/mes	1125.0
Horas de trabajo/mes	hr/mes	208	Costo financiero	\$/mes	1423.3
Cargas sociales del conductor	\$/mes	438	Mano de Obra	\$/mes	1168
Costo de oportunidad del capital	%	12	Seguro vehicular	\$/mes	358.5
Costo administrativo	\$/mes	7018.18	Costo fijo	\$/mes	4074.9
DATOS DEL VEHÍCULO			Costo administrativo	\$/mes	7018.18
Consumo de combustible	km/gln	9.58	Costo fijo (incluyendo Costos administrativos)	\$/mes	11093.0
Intervalo de cambio de lubricante	km	10,000	ITEM DE COSTO VARIABLE		
			Combustible	\$/Km	0.532
Número de neumáticos	un	18	Neumáticos y rencauche	\$/Km	0.037
Costo estimado del mantenimiento/Km	\$/Km	0.08	Mantenimiento incluyendo lubricación	\$/Km	0.08
Intervalo de cambio de neumático	km	140000	Costo variable	\$/Km	0.649
DATOS DE MERCADO					
Valor de adquisición de vehículo	\$	150,000.00			
Vida útil del vehículo	meses	120			
Valor residual de vehículo	\$	15000.00			
Precio de combustible	\$/gln	5.1			
Precio de neumático y rencauche	\$	290.91			
Seguro vehicular	\$/año	4302.52			
			Costos fijos	\$/mes	11093.0
			Costos variables	\$/Km	0.649

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 5.7.-Resumen de de costos fijos y variables totales operacionales del transporte

COSTO OPERACIONAL TOTAL DE TRANSPORTE		
		Unidades
Costo fijo mensual (Cf)	11093.0	\$/mes
Costo variable por km (Cv)	0.6490	\$/km
Distancia recorrida por año (La)=2.L.D.Nv	4,883,599.76	Km/año
Costo operacional total anual (CO trans) 12 Ncist . Cf + Cv.La	4,767,010.54	\$/año

Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO VI.- OPTIMIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE GNL EN EL NORTE DE LIMA¹²

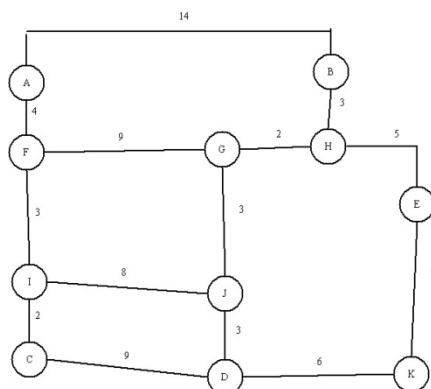
En el presente trabajo presentamos la simulación numérica como una herramienta importante en la toma de decisiones para la viabilidad de proyectos de inversión, optimizando la distribución de GNL reduciendo los costos variables del transporte. En este trabajo resolveremos un problema de optimización específico, que consiste en distribuir GNL en cisternas de cierta capacidad a una cantidad de clientes que será determinada por una demanda fija que se desea cubrir en el proyecto.

6.1 Consideraciones para realizar la optimización

En primer lugar es necesario entender a la logística como aquella función que se encarga de distribuir de manera eficiente los productos de una determinada empresa con un menor costo y un excelente servicio al cliente. En este sentido la búsqueda de rutas de menor costo para la distribución de diversos productos a clientes ubicados en diferentes lugares e identificados simplemente como nodos en el modelo a simular, es un problema bastante antiguo que apareció en los años 30 pero fue estudiado por primera vez de manera formal por Dantzig y Ramser en 1959. La adecuada planificación puede significar considerables ahorros para las empresas, de ahí su justificación para estudiar este problema y buscar métodos eficientes para la solución. El problema de ruteo de vehículos en realidad es un amplio conjunto de variantes, donde el objetivo principal es buscar la ruta óptima para la distribución, bajo ciertas características, que son las variantes mencionadas. Cada problema de ruteo es prácticamente un nuevo caso, por tal motivo es mejor personalizar el problema a las características que requiere la empresa.

La formulación abstracta de este problema es simplemente identificar a la Planta de Producción de GNL (Planta de Licuefacción) y cada empresa como un nodo y unir estos nodos con flechas, denominados arcos, con ciertos pesos que pueden representar distancia, tiempo, etc. Toda esta estructura matemática se denomina grafo. La figura muestra una estructura de este tipo.

Figura N°6.1.- Grafo de la ubicación de nodos



Fuente: Elaboración propia

¹² T. Cormen, C. Leiserson, R. Rivest, "IntroductionAlgorithms", Julio 2009, tercera edición. Department of Computer Science, Yale University.

Para calcular el ruteo usaremos para modelar la distribución óptima de GNL, el cuál puede ser descrito del siguiente modo:

- a) Considere un conjunto de nodos $\{2,3, \dots, n\}$, que representan a los clientes, a los que se debe entregar cierta cantidad de mercancía $q(i)$, $i = 2, \dots, n$. El nodo 1 representa la Planta de GNL, el lugar donde se encuentra la planta de licuefacción en nuestro caso.
- b) Se dispone de una flota de vehículos de cierta capacidad C .
- c) Se tiene un grafo por donde los vehículos se mueven, y se tiene que diseñar rutas de longitud total mínima.
- d) Cada vehículo debe pasar una única vez por el nodo que necesita mercadería.

De la condición (a) se tiene:

$$\sum_i q(i) \leq Demanda \quad y \quad \sum_i q(i) \leq \# veh \times C.$$

Por ejemplo, si la demanda es $D = 350 \text{ m}^3/\text{dia}$ GNL, se tiene 6 vehículos y la capacidad de cada vehículo es de 51 m^3 , entonces la suma de las demandas de las empresas no debe superar el $\min \{350; 6 \times 51\}$ si se quiere abastecer a todas las empresas de GNL a las vez. En caso se quiera abastecer la demanda, se tiene que evaluar la posibilidad de que algún vehículo pueda realizar más de un viaje.

6.2 Planteamiento y descripción del problema ¹³

El problema consiste en tomar una muestra de industrias como posibles clientes para la distribución de GNL, ver **anexo 5**, y construir un grafo a partir de estas usando la infraestructura vial con la que cuenta la región donde se aplicará el proyecto, para determinar la ruta de menos costo para la distribución. Este grafo se logró construir con la ayuda del Google Maps, aplicación que puede ser encontrada en Internet, y los mapas viales del Ministerio de Transporte y Comunicaciones. Las rutas elegidas han sido consideradas tomando como referencia las principales vías de acceso asfaltadas, por donde las cisternas criogénicas puedan transitar libremente de acuerdo a la velocidad reglamentaria. Las rutas tomadas del Google Maps pueden ser apreciadas en el **anexo N° 6**. A cada empresa se le asignará un número de nodo dependiendo de la ubicación de la empresa. El grafo construido a partir de la muestra de clientes visto en el **anexo N° 5**, es mostrado en la **figura N° 6.2**.

¹³ G. B. Dantzig and J. H. Ramser, "The truck dispatching problem", *Management Science* Vol. 6, No. 1, October 1959, pp. 80-91.

El proceso de distribución se realizará mediante cisternas criogénicas cuya capacidad es de 51 m^3 , que serán llenadas al 95% por especificaciones técnicas. Considerando que el 5% del volumen transportado se evapora, entonces el volumen real de cada cisterna será de 46.0275 m^3 de GNL.

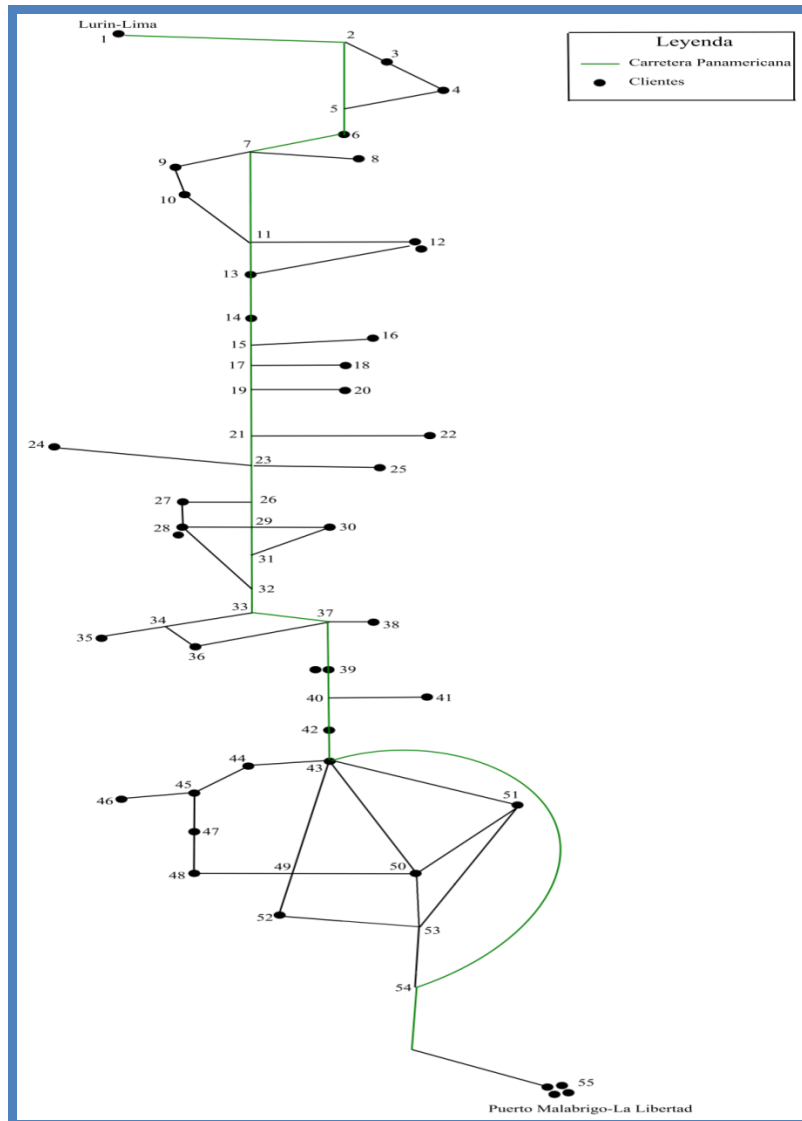
Tabla N°6.1.- Volumen real entregado de GNL por cisterna (m^3)

Volumen cisterna (m^3 de GNL)	Volumen llenado (m^3 de GNL) (95%)	Volumen vaporización (m^3 de GNL) 5%	Volumen real entregado por cisterna (m^3 de GNL)
51	48.45	2.4225	46.0275

Fuente: Elaboración propia

La Planta de Licuefacción estará ubicada en Lurín y las cisternas partirán desde ese punto, identificado como nodo 1. Los potenciales clientes, aquellos que fueron tomados para proyectar la demanda en un horizonte de 10 años, están ubicados en los departamentos de Lima, Ancash y La Libertad, cada uno de los potenciales clientes serán identificados con un número de nodo, dependiendo de su ubicación en el mapa. La asignación del número de nodo a cada empresa puede ser vista en la tabla del **anexo N° 5**. Por ejemplo, si hablamos del nodo número 39, nos estamos refiriendo a la empresa Corporación Pesquera Coishco S.A.

Figura N°6.2.- Grafo de la ubicación de nodos de posibles clientes



Fuente: Elaboración propia

A cada empresa, se le instalará una planta satélite el cual cuenta con un tanque de almacenamiento, de una determinada capacidad, dependiendo de su consumo. La capacidad de las plantas satélite asignada a cada empresa, que son utilizadas para la simulación, puede ser vista a detalle en el **anexo N° 5**. Por ejemplo, a la empresa Pesquera Cantabria S.A. se le asignó una planta satélite de $150m^3$. Esta asignación servirá para saber con cuantos vehículos se puede satisfacer la demanda de forma eficiente. El costo variable de transporte de GNL es de \$0.649 por kilómetro.

Otra información necesaria para el cálculo de la ruta óptima de distribución es la matriz de distancia entre nodos $A = [a_{ij}]$, $i, j = 1, \dots, 55$, donde a_{ij} representa la distancia entre el nodo i y el nodo j . Dicha matriz que puede ser vista en el **Anexo N° 7** la cual fue calculada usando el Google Maps y los mapas viales del Ministerio de Transporte y Comunicaciones.

El problema que se desea resolver es buscar rutas de mínimo costo y formas de distribución de GNL sobre el grafo construido anteriormente. Como no toda la demanda actual será satisfecha, se tiene que elegir de la muestra tomada, una cantidad de empresas para poder realizar las simulaciones respectivas y la forma en que las cisternas tienen que atender a los clientes.

El algoritmo utilizado para la búsqueda de la ruta de mínimo costo es conocido como algoritmo de Dijkstra, para mayor detalle se puede revisar¹⁰. Se creó una rutina de este algoritmo denominado `dijkstra.m`, todos los cálculos respectivos se muestran en el **Anexo 8**.

6.3 Simulaciones y proyección de costos

En esta sección calcularemos los costos de transporte en un horizonte de 10 años, bajo supuestos de demanda y un número de cisternas inicial, que se incrementará de forma gradual en este periodo. Los clientes a abastecer fueron elegidos de manera que estén ubicados lo más próximo a la planta de licuefacción puesto que de esta forma se reduce el costo variable de transporte.

La asignación de empresas y número de vehículos en operaciones por año fueron elegidos de acuerdo a una demanda mínima que se quiere cubrir para realizar cálculos de costos que hagan viable el proyecto y que la inversión se pueda recuperar en un tiempo prudente. La lista de clientes seleccionados de la muestra se puede apreciar en la **Tabla N° 6.2**:

Tabla N°6.2.- Lista de nuevos clientes y cisternas proyectados por año

Año	N° cist	Datos de los clientes					
		Nombre	Dep	Distrito	Consumo (m ³ gn/día)	Vol. de Planta Satélite	N° de nodo
2011 y 2012	6	CORPORACION PESQUERA INCA S.A.C.	LIMA	CHANCAY	51	150	3
		NEGOCIACION PESQUERA DEL SUR S.A	LIMA	SUPE	71	150	14
2013 y 2014	7	ANGELES ESTACIONES Y SERVICIOS S.R.L.	LIMA	AUCALLAMA	10	30	6
2015	8	COESTI S.A.	LIMA	HUACHO	10	30	9
		J.C. NEGOCIACIONES HUACHO S.A.C.	LIMA	HUACHO	10	30	8
2016	9	M & R REY COMBUSTIBLES S.R.L.	LIMA	VEGUETA	10	30	13
		GRIFOS SAGITARIO S.R.L.	LIMA	SANTA MARIA	10	30	10
2017	10	PETROGAS CHIMBOTE S.A.C.	ANCASH	CHIMBOTE	10	30	27
2018	11	RENTIK S.A.	ANCASH	CHIMBOTE	10	30	35
		ENERGIGAS S.A.C.	ANCASH	CHIMBOTE	10	30	28
2019	12	PERUANA DE ESTACIONES DE SERVICIOS S.A.C.	LA LIBERTAD	TRUJILLO	10	30	42
		DIMEXSA SAC	ANCASH	CHIMBOTE	10	30	38
2020	13	VICENTE DELFIN CABADA S.A.	LA LIBERTAD	TRUJILLO	10	30	43

Fuente: Elaboración propia

Todas las simulaciones de las rutas de mínimo costo por año se muestran en el **Anexo 8**. Estas simulaciones fueron realizadas con la ayuda del software matlab con las rutinas programadas: "proyecto1.m" y "dijkstra1.m".

Los costos determinados a través de la optimización son mostrados en la tabla N°6.3, como sigue:

Tabla N°6.3.-Resumen de costos operativos en el transporte de GNL

Año	Costo de transporte (\$)
2011	1278.94
2012	1278.94
2013	1427.71
2014	1427.71
2015	1797.86
2016	2013.96
2017	2615.61
2018	3225.26
2019	3998.55
2020	4776.69

Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO VII.- SELECCIÓN DE EQUIPOS Y TECNOLOGÍAS PARA LA MINIPLANTA DE LICUEFACCIÓN, CISTERNAS CRIOGÉNICAS Y PLANTAS SATÉLITES.

De la información proporcionada en los anteriores capítulos se procederá a definir e indicar la tecnología a aplicar para la miniplanta de licuefacción de gas natural incluyendo la capacidad de procesamiento; en el caso de las cisternas criogénicas es necesario conocer el número de cisternas para el transporte de GNL que ya lo obtuvimos en el capítulo anterior, adicionalmente también se necesita definir q clase de cisterna se empleará (al vacío o de poliuretano) y por último la capacidad de las plantas satélites y sus características.

A continuación se definirá a detalle cada uno por separado:

7.1 Miniplanta de licuefacción de gas natural

7.1.1 Tecnología de licuefacción

Como se menciona en el capítulo II, una de las tecnologías de licuefacción mas utilizadas mundialmente es la de **Air products and chemicals, Inc** siendo que en la actualidad existen 14 plantas operando alrededor del mundo que utilizan esta tecnología; ademas que opera a alta eficiencia y es adecuada para Miniplantas de licuefacción de GNL.

Por lo que es conveniente emplear esta tecnología de refrigerante mixto para el presente proyecto, tomando en cuenta los antecedentes en el mundo.

Ventajas

- Utilización de compresores centrífugos, que son más seguros en comparación con los compresores axiales.
- Utilización de refrigerante mixto cuyos componentes son parte del gas natural
- Posibilidad de subenfriar el gas natural licuado.

7.1.2 Capacidad de licuefacción de GNL

De acuerdo al análisis de la demanda que se realizó en el capítulo IV item 4.4.2, el valor obtenido para la capacidad de licuefacción es de 120,404.00 m³ de gas natural siendo un equivalente de 201 m³ de GNL.

Figura N°7.1.- Miniplanta de licuefacción de GNL- Paulínia –Sao Paulo



Fuente: White Martins

7.1.3 Ubicación de la Miniplanta de Licuefacción

A través del método de calificación de factores determinaremos la localización apropiada para el proyecto.

a) Factores que influyen en la localización.

Las Alternativas de instalación de la miniPlanta deben compararse en Función de las Fuerzas Ocasionales típicas de los Proyectos.

Una clasificación concentrada debe incluir por lo menos los siguientes Factores Globales:

- Medios y costos de transporte.
- Disponibilidad y costo de mano de obra.
- Cercanía de las Fuentes de abastecimiento.
- Factores Ambientales.
- Cercanía del Mercado.
- Costo y disponibilidad de terrenos.
- Topografía de suelos.
- Estructura impositiva y legal.
- Disponibilidad de agua, energía y otros suministros.
- Comunicaciones.
- Posibilidad de desprenderse de desechos.

b) Método de Calificación de Factores.

Existen muchos factores cuantitativos y cualitativos que se deben considerar al elegir una localización. Algunos son más importantes que otros, por ello los administradores usan ponderaciones con el fin de que el proceso de decisión sea más objetivo. El método de calificación de factores es usual porque incluye de manera objetiva un gran número de factores, que van de la educación a la recreación, pasando por las habilidades laborales como se verá a continuación.

El método de calificación de factores consta de seis pasos:

1. Desarrollar una lista con los factores relevantes denominados factores críticos para el éxito (La siguiente tabla contiene la lista de los factores críticos para el éxito que se consideran más importantes para el desarrollo del proyecto).
2. Asignar un peso a cada factor que refleje la importancia relativa para los objetivos de la compañía.
3. Desarrollar una escala para cada factor (por ejemplo de 1 a 10 ó de 1 a 100 puntos).
4. Hacer que la administración califique cada factor para cada lugar, empleando la escala del paso 3.
5. Multiplicar los puntos por los pesos de cada factor y sumar los puntos de cada localización.
6. Hacer una recomendación basada en la calificación con más puntos, considerando también los resultados de los enfoque cuantitativos.

**Tabla N° 7.2.-Pesos, puntos y solución para la localización de la Planta de Licuefacción (Método de Calificación de Factores).
Posibles puntos de Ubicación**

Nº de Factor Crítico	Peso	Puntos (de 1 a 100)			Puntos Ponderados		
		Lurín	Cañete	Ventanilla	Lurín	Cañete	Ventanilla
1	0.08	50	30	50	4	2.4	4
2	0.10	50	30	40	5	3	4
3	0.20	70	40	30	14	8	6
4	0.25	50	40	70	12.5	10	17.5
5	0.00	0	0	0	0	0	0
6	0.09	40	40	20	3.6	3.6	1.8
7	0.10	60	45	40	6	4.5	4
8	0.05	70	50	60	3.5	2.5	3
9	0.05	50	30	50	2.5	1.5	2.5
10	0.06	70	60	70	4.2	3.6	4.2
11	0.01	40	40	40	0.4	0.4	0.4
12	0.01	50	50	50	0.5	0.5	0.5
				Total	56.2	40	47.9

Fuente: Elaboración propia

De la tabla anterior se puede inferir que el mayor valor obtenido pertenece a Lurín situado en Lima; es la que resulta más conveniente para este proyecto por las diferentes ventajas en comparación a las otras ubicaciones. Con respecto a la localización ubicada en Ventanilla se observó que uno de los inconvenientes para elegir esta ubicación es el acceso al servicio de distribución del concesionario, el cual no da autorizaciones para plantas madres de GNC con alto consumo de gas natural por lo que tampoco podría abastecer gas para nuestra miniplanta en la red que va para Ventanilla. En cambio al ubicar la miniplanta muy cercano al City Gate es posible que nos suministre grandes cantidades de gas natural. Aquí tenemos ejemplos claros como el caso de las empresas que operan dos plantas de compresión de GNC (Planta de Neogas y GNC Energía Perú), ubicadas estratégicamente cerca al inicio del ducto del concesionario (City Gate).

Figura N°7.2.-Recorrido de la red de distribución de Gas Natural de Lima y Callao (clasificada en Cluster)



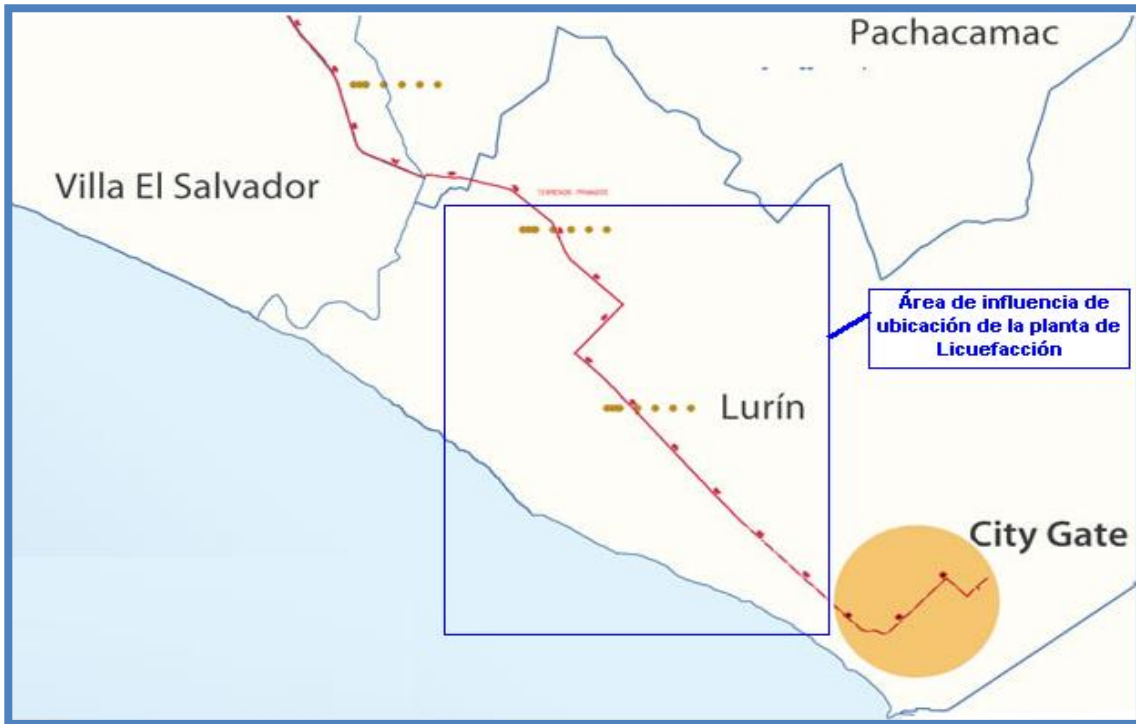
Fuente: Cálidda

Elaboración TEPS GROUP

i. Visita de Campo al Distrito de Lurín

Con fecha 14 de octubre del 2010 se realizó la visita de campo al recorrido del ducto desde su inicio en el City Gate hasta aproximadamente el cruce del Río Lurín, ubicándose grandes terrenos propicios para llevar a cabo la instalación de la planta de Licuefacción de Gas Natural.

Figura N°7.3.- Área de influencia de ubicación de la Planta de Licuefacción



Fuente: Cálidda

Elaboración Propia basada en el mapa de recorrido de ducto elaborado por TEPS GROUP

En la Figura N° 42 muestra el área de influencia de la posible ubicación de la planta de licuefacción en el Distrito de Lurín, la línea de color rojo indica el recorrido de la red de distribución de gas natural a alta presión (red principal).

7.2 Cisternas Criogénicas

Según el modelo elegido del catálogo de la empresa CIMC ENRIC las características de la cisterna son:

- El modo de aislamiento térmico: de alto vacío multi-capa de aislamiento térmico
- Capacidad: 51 m³ de GNL
- Presión de trabajo: 0.2 MPa – 0.8 MPa
- Medio: Gas natural licuado
- Otras características: grandes capacidades, bajo costo de operación y pequeña velocidad de evaporación.

Figura N° 7.4.-Cisterna criogénica de GNL- CIMC Enric



Fuente: CIMC Enric

7.2.1. Número de cisternas criogénicas

Como se puede apreciar en el capítulo V se determinó el número de cisternas necesarias para el proyecto utilizando fórmula que incluye las siguientes variables: la demanda de gas natural, la capacidad por cisterna y los tiempos involucrados en el transporte. Calculándose así aproximadamente 12 cisternas. Pero en el capítulo VI donde se hizo el análisis del diseño de un modelo de optimización para la distribución de GNL, se determinó que es necesario emplear 13 cisternas criogénicas en el lapso de los 10 años de operación. Siendo el valor de 13 cisternas el adecuado para el proyecto, ya que el anterior es un valor teórico procedente de una fórmula más el valor obtenido en la optimización es el valor real, ya que en el análisis se consideraron más variables.

N° de cisternas criogénicas: 13

7.2.2. Características de diseño de las cisternas criógenicas

Presión de diseño:

Parte interna del tanque: 0.74 MPa

Parte externa: -0.1 MPa

Temperatura de diseño:

Parte interna del tanque: - 196°C

Parte externa: 50 °C

Peso del equipo: 20450 Kg.

Peso de la carga: 19550 Kg.

Peso de la carga completa: 40000Kg.

Dimension de semitrailer: 13000 x 2496 x 3990 mm

7.3 Plantas Satélites

En el caso de las plantas satélites, tomaremos las siguientes consideraciones para su elección.

Es una central para el almacenamiento criogénico, los gases están en fase líquida y se gasifican para su utilización en fase gaseosa.

7.3.1 Principales Componentes

- Tanque criogénico
- Evaporador ambiental (gasificador)

A continuación describiremos cada uno de ellos:

a) Tanque criogénico

Esta constituido por dos recipientes. El interior de acero inoxidable, donde se almacena el gas en fase líquida, y otro exterior de acero al carbono. Entre ambos existe una cámara llena de material aislante y con alto vacío, para disminuir las transferencias térmicas al interior del recipiente. Para evitar la eventual posibilidad de una sobrepresión en la cámara intermedia, se coloca un dispositivo de seguridad, situado en el recipiente exterior.

Además, el tanque criogénico va provisto de:

- Indicador de nivel, constituido por un manómetro de presión diferencial.
- Manómetro, que informa la presión del gas en el recipiente interior.
- Dos conjuntos de válvulas de seguridad y discos de ruptura, que pueden intercambiarse accionando una válvula de tres vías.
- Las válvulas de seccionamiento necesarias.

b) Evaporador ambiental (gasificador)

En el caso de que el gas almacenado en el tanque se vaya a utilizar en fase gaseosa, entre el tanque y el consumo, se intercalan evaporadores ambientales, formados por tubos aleteados de aluminio.

7.3.2 Funcionamiento

i. En el circuito economizador

Cuando la presión interior del tanque supera el valor ajustado en el manorreductor economizador, el gas fluye a través de la válvula de cierre de gas, pasando por el filtro, el economizador y la válvula anti-retorno, conectando la fase gaseosa con el consumo.

Cuando la presión interior del tanque vuelva a situarse por debajo del valor ajustado en el economizador, este se cerrará y cortará el paso de gas.

ii. Circuito regulador de presión

Cuando el consumo del equipo hace bajar la presión interior del tanque por debajo de la presión a que se ha ajustado el manorreductor, este se abre y permite que cierta cantidad de líquido pase a través de la válvula de cierre de líquido hacia el serpentín de presurización. El líquido se evapora

y, ya en fase gaseosa, se introduce en la parte superior del tanque, aumentando la presión hasta llegar a la de trabajo, momento en el cual se cierra el manorreductor cerrando el paso de líquido.

iii. Nivel

Un manómetro de presión diferencial, graduado en %, indica el nivel de líquido dentro del tanque.

Este manómetro registra la diferencia entre la presión de la parte superior del tanque (fase gas) y la presión en el fondo (fase gaseosa más la columna de líquido).

iv. Manómetro

Conectado a la zona superior del recipiente interior, fase gas, indica la presión. Este manómetro puede o no llevar incorporado transmisor remoto de señal con salida a 4-20 mA, o llevar incorporado contactos inductivos o magnéticos de baja y/o alta presión.

v. Sistema de seguridad

Una válvula de tres vías, conectada al recipiente interior, permite seleccionar uno de los dos grupos formados por válvula de seguridad y/o disco de ruptura. Este doble sistema de seguridad permite el mantenimiento o la sustitución de las válvulas de seguridad y de los discos de ruptura, aun estando el tanque lleno y en servicio.

vi. Máximo llenado, alivio o venteo

Con objeto de limitar el nivel máximo de llenado al 95 % (valor máximo permitido por la normativa) de líquido contenido en tanque, se conecta una válvula a la zona superior del recipiente inferior. Cuando se concluye el llenado debe abrirse, para comprobar que por ella sale el fluido en fase gaseosa. De igual manera, hay otra válvula manual de alivio de presión o venteo, que se acciona manualmente en caso de precisar bajar la presión antes de disparo de válvulas de seguridad.

vii. Control de vacío

Una válvula de cierre estanco asegura el vacío en el espacio existente entre el recipiente interno y el externo. Solo personal debidamente autorizado puede manipular ésta válvula.

La pérdida de vacío supone un peligro.

Además, aguas debajo de esta válvula, hay una conexión que permite el control periódico del vacío. Se aconseja una vez al año salvo anomalías.

Un disco de ruptura, situado en el recipiente exterior, evita la eventual sobrepresión de la cámara intermedia.

Figura N° 7.5.-Planta satélite de GNL



Fuente: *Curso de Microplantas y Centros de regasificación de gas natural: Planta Satélite–Carec 2008*

7.3.3 Tecnología

La tecnología a emplear para la planta satélite será la de Indox Cryo energy, que cuenta con una amplia diversidad de tipos de plantas satélites en cuanto a capacidades. Para el proyecto se están considerando capacidades de 30 y 150 m³ de GNL, pero existen varias opciones como se muestra:

Volumen: 10, 20, 30, 40,60, 80, 110, 120, 150, 200 m³, pueden ser horizontales o verticales.

Material: Acero inoxidable o aleaciones

Aislamiento: Vacío más perlita

El número de plantas satélites a construir será de 13, tan igual como el número de cisternas criogénicas por adquirir.

CAPÍTULO VIII.- DETERMINACIÓN DE LOS INDICADORES ECONÓMICOS PARA LA FACTIBILIDAD DEL PROYECTO

En este capítulo se realizará la verificación de la viabilidad económica del proyecto, el análisis y determinación de los principales indicadores de rentabilidad: Valor actual Neto (VAN), Tasa interna de retorno (TIR), demostrando así que el proyecto es rentable y en caso se requiera financiamiento externo, demostrar que se posee la capacidad para atender satisfactoriamente los compromisos financieros que se derivan de la ejecución y operación del mismo.

Como se mencionó en capítulos anteriores, el proyecto contempla la ejecución de una Miniplanta de licuefacción de GNL para abastecer mediante cisternas criogénicas a clientes ubicados al norte de Lima en un radio de 650 km, para esto se necesita contar con plantas satélites en cada punto de recepción del GNL.

8.1. Costos de inversión

8.1.1. Costos relacionados con la Miniplanta de licuefacción³

Para estimar el costo de inversión en la miniplanta de licuefacción, es necesario determinar previamente la capacidad deseada de la referida planta, siendo tal capacidad y en función de volumen de gas natural a ser transportado (m³/día).

La capacidad de licuefacción en toneladas de GNL/año es la siguiente:

$$Cap_{PL} = \frac{1000 \cdot d \cdot V}{1336}$$

Donde “d” es el número de días de funcionamiento por año, (1/1336) es el factor de conversión de m³ de gas natural a ton de GNL, y V el volumen de gas en m³/día.

³ López, M. (2009). Evaluación Técnico- Económico de alternativas de tecnologías de transporte de gas natural, Tesis de maestría. Pontificia Universidad Católica de Rio de Janeiro.

Por lo tanto la estimación del costo de inversión de la miniplanta se determinará a través del método de escalamiento utilizando la económica de escala que estima el costo de una miniplanta en base al costo de una planta de referencia con características similares. Para lo cual se utiliza la relación logarítmica conocida como factor de “seis décimos”, el factor 0.6 debe ser utilizado suponiendo varias consideraciones como: los equipamientos, material de construcción, temperatura y presión de funcionamiento deben ser similares.

La fórmula de escalamiento para la determinación del costo de inversión para la planta del proyecto es:

$$\text{Costo P.licuef.}_0 = \text{Costo P.licuef.}_r \times \left(\frac{\text{Capac. P.licuef.}_0}{\text{Capac. P.licuef.}_r} \right)^{0.6}$$

En la siguiente tabla se muestran los resultados de aplicar las dos fórmulas anteriores:

Tabla N° 8.1.- Capacidad de la miniplanta de licuefacción en Ton de GNL

D	días al año	365
V	demanda en mil m ³ /día	120404.4155
CAPACIDAD DE MINIPLANTA	1000*D*V/1336	32894.91891

Fuente: Elaboración propia

La planta de referencia pertenece a Gas local ubicada en Brasil, Sao Paulo – Paulinia denominado Proyecto de Gemini, de la cual se conoce que la inversión fue de \$ 27'000 000 para una capacidad de 102 000 ton de GNL anuales. Como se sabe en la actualidad las plantas de licuefacción de GNL contemplan en sus proyectos los servicios de provision de energía para el funcionamiento de la planta por lo que se considero añadir un 20 % que en total hace un valor de \$ 32 400 000.³

³ López, M. (2009). *Evaluación Técnico- Económico de alternativas de tecnologías de transporte de gas natural*, Tesis de maestría. Pontificia Universidad Católica de Rio de Janeiro.

Tabla N°8.2.- Costo de inversión de una miniplanta de licuefacción luego de aplicar el método de escalamiento de costos en base a una planta de referencia

$C_{proy} = CI_{ref} * (Cap_{planta\ proy.} / Cap_{Ref})^{0.6}$	
Costo de inversión de planta de referencia \$	32,400,000
Capacidad Planta de referencia (Ton/año)	102,000
Capacidad de Miniplanta del proyecto (Ton/año)	32,895
COSTO DE INVERSIÓN DE MINIPLANTA DE LICUEFACCIÓN \$	16,430,932

Fuente: Elaboración propia

8.1.2. Costo de inversión en el transporte mediante cisternas criogénicas

Para el proyecto será necesaria la compra de 13 cisternas criogénicas durante la vida útil del proyecto, siendo los costos de inversión los siguientes:

Tabla N°8.3.-Costo de inversión en cisternas criogénicas ¹⁴

Costo de inversión en cisterna	$CI = N_{car} * P_{car}$
Ncar	13
Pcar (\$)	180,000.00
CI car (\$)	2,340,000.00

Fuente: Elaboración propia

Tabla N°8.4.- Costo de inversión en tracto

Costo de inversión en tracto	$CI = N_{trac} * P_{trac}$
Ntrac	13
Ptrac (\$)	150,000.00
CI trac (\$)	1,950,000.00

Fuente: Elaboración propia

¹⁴ Costo LngTrailer(51m³).<http://www.enricgroup.com/en/>

Tabla N°8.5.- Costo total de inversión en el sistema de transporte mediante cisternas criogénicas.

Costo total de inversión transporte	CI trac + CI car
Ctotal (\$)	4,290,000.00

Fuente: Elaboración propia

8.1.3. Costo de inversión para el almacenamiento de GNL a través de plantas Satélites.¹⁵

El proyecto contempla la compra de 13 plantas satélites de dos capacidades: 30 y 150 m³ de GNL, siendo el costo por cada planta satélite calculado mediante el método de escalamiento al igual que en el caso de la planta de licuefacción, tomando para esto de referencia una planta satélite modelo cuyos datos de capacidad y costo de inversión se muestra en la siguiente tabla así como también los resultados del costo de cada planta satélite según la capacidad asignada.

Tabla N°8.6.-Costo de inversión en plantas satélites: Capacidad de 30 y 150 m³ de GNL

COSTO DE LA PLANTA SATÉLITE : REGASIFICACIÓN DE GNL	
COSTO DE INVERSIÓN DE PLANTA SATÉLITE DE REFERENCIA \$	1920000
CAPACIDAD DE PLANTA SATELITE DE REFERENCIA (m ³)	480
CAPACIDAD DE PLANTA SATELITE (m ³)	30
COSTO DE INVERSIÓN DE PLANTA SATÉLITE DE (30 m ³) \$	363771.976
CAPACIDAD DE PLANTA SATELITE (m ³)	150
COSTO DE INVERSIÓN DE PLANTA SATÉLITE DE (150 m ³) \$	955457.2093

Fuente: Elaboración propia

¹⁵ Garcia-Cuerva, E. y Sanz. F. A new Business Approach To Conventional Small Scale LNG. IGU24th World Gas Conference (Argentina 2009)

Tabla N°8.7.-Costo de inversión en plantas satélites de GNL según las capacidades asignadas por año

Años	N° de plantas satélites	Costo de inversión
2011 y 2012	2	1,910,914.42
2013 y 2014	1	363,771.98
2015	2	727,543.95
2016	2	727,543.95
2017	1	363,771.98
2018	2	727,543.95
2019	2	727,543.95
2020	1	363,771.98
Total	13	5,912,406.15

Fuente: Elaboración propia

8.2. Costo operativos¹⁵

8.2.1. Costos operativos de licuefacción

Para el cálculo de los costos operativos de licuefacción se estimó que estos son por lo general el 1% de costo de inversión en la planta, este dato se obtuvo de la experiencia en otras plantas similares de licuefacción de GNL.

Siendo este valor de: 1% de \$ 16' 430 932, operando da por resultado \$ 224 604 anuales.

8.2.2. Costo operativos del transporte de GNL mediante cisternas criogénicas

Los costos operativos en el sistema de transporte fueron calculados en el capítulo VI, resumiéndose los costos por año en la siguiente tabla.

¹⁵ García-Cuerva, E .y Sanz. F. A new Business Approach To Conventional Small Scale LNG. IGU24th World Gas Conference (Argentina 2009)

Tabla N°8.8.-Resumen de costos operativos en el transporte de GNL

Año	Costo de transporte (\$)
2011	1278.94
2012	1278.94
2013	1427.71
2014	1427.71
2015	1797.86
2016	2013.96
2017	2615.61
2018	3225.26
2019	3998.55
2020	4776.69

Fuente: Elaboración propia

8.2.3. Costos operativos del almacenamiento de GNL en plantas satélites.

Los costos operativos para el almacenamiento de GNL se consideraron aproximadamente como el 10 % de los costos de inversión en las plantas satélites, el cual se resume en la siguiente tabla.

Tabla N°8.9.-Costos operativos de las plantas satélites de GNL

Años	N° de plantas satélites	Costo de inversión	Costo Operativo Planta Satélite Acumulado
2011 y 2012	2	1,910,914.42	216,968.00
2013 y 2014	1	363,771.98	258,271.00
2015	2	727,543.95	340,877.00
2016	2	727,543.95	423,483.00
2017	1	363,771.98	464,786.00
2018	2	727,543.95	547,392.00
2019	2	727,543.95	629,998.00
2020	1	363,771.98	671,301.00
Total	13	5,912,406.15	1,342,602.00

Fuente: Elaboración propia

Otras consideraciones en el desarrollo económico:

Depreciación.- se asumió como el 10% del costo de inversión

Impuestos.- 30%

El precio de m³ de gas natural se considerará en: 0.369 \$/m³, siendo las ventas anuales como sigue:

Tabla N°8.10.- Resumen de ventas anuales en m³ de GNL y GN

Años	Producción diaria (m ³ GNL/día)	Ventas anuales (m ³ de GNL)	Ventas anuales (m ³ de GN)	Ventas \$
0				
1	122	44530	26718000	9,859,040.59
2	122	44530	26718000	9,859,040.59
3	132	48180	28908000	10,667,158.67
4	132	48180	28908000	10,667,158.67
5	152	55480	33288000	12,283,394.83
6	172	62780	37668000	13,899,631.00
7	182	66430	39858000	14,707,749.08
8	202	73730	44238000	16,323,985.24
9	222	81030	48618000	17,940,221.40
10	232	84680	50808000	18,748,339.48

Fuente: Elaboración propia

A continuación se podrá apreciar en la tabla N°8.11 el detalle del estado de pérdidas y ganancias que incluye el resumen de la inversión, costos operativos, ingresos por año, depreciación, impuestos y la utilidad neta de proyecto además los indicadores del proyecto, VANe y TIRe.

8.3. Cálculo del VANe (VAN económico) y TIRe (TIR económico)

Objetivo: Determinar la viabilidad económica del proyecto global considerando la inversión total.

La tasa mínima de retorno de la inversión es $T_m = 14\%$

Para aceptar la viabilidad de los indicadores se tomará en cuenta las siguientes restricciones, si:

VANE>0	ACEPTAR
VANE<0	RECHAZAR

TIRE>tm	ACEPTAR
TIRE<tm	RECHAZAR

Tabla N°8.11.- Resumen económico del estado de pérdidas y ganancias del proyecto

	Año										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVERSION US\$											
Miniplanta de licuefacción	16,295,511	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cistemas Criogénicas	1,980,000	0	0	330,000	0	330,000	330,000	330,000	330,000	330,000	330,000
Plantas Satélites	1,910,914	0	0	363,772	0	727,544	727,544	363,772	727,544	727,544	363,772
INGRESOS US\$											
Ingresos por ventas	0	9,859,041	9,859,041	10,667,159	10,667,159	12,283,395	13,899,631	14,707,749	16,323,985	17,940,221	18,748,339
COSTOS OPERATIVOS US\$											
Costo Operativo de Licuefacción	0	224,604	224,604	224,604	224,604	224,604	224,604	224,604	224,604	224,604	224,604
Costo Operativo Transporte Criogénico	0	1278.94	1278.94	1427.71	1427.71	1797.86	2013.96	2615.61	3225.26	3998.55	4776.69
Costo Operativo de Plantas Satélites	0	216,968	258,271	340,877	423,483	464,786	547,392	547,392	629,998	671,301	1,342,602
DEPRECIACION US\$											
Depreciación	0	2,018,643	2,018,643	2,088,020	2,088,020	2,193,774	2,299,529	2,368,906	2,474,660	2,580,415	2,649,792
INVERSION TOTAL US\$											
Inversión,	20,186,425	0	0	693,772	0	1,057,544	1,057,544	693,772	1,057,544	1,057,544	693,772
FLUJO											
Costo (Licuefacción, Transporte Criogénico, Plantas Satélites)	0	442,851	484,154	566,909	649,515	691,188	774,010	774,612	857,827	899,904	1,571,983
Costo Total (Incluyendo la depreciación)	0	2,461,493	2,502,796	2,654,928	2,737,534	2,884,962	3,073,538	3,143,517	3,332,487	3,480,318	4,221,774
Utilidad Bruta (Ingresos-Costo total)	0	7,397,547	7,356,244	8,012,230	7,929,624	9,398,433	10,826,093	11,564,232	12,991,498	14,459,903	14,526,565
Impuesto (30%)	0	2,219,264	2,206,873	2,403,669	2,378,887	2,819,530	3,247,828	3,469,270	3,897,449	4,337,971	4,357,970
Flujo Neto (incluyendo impuestos)	-20,186,425	7,196,926	7,168,013	7,002,809	7,638,757	7,715,133	8,820,249	9,770,096	10,511,165	11,644,803	12,124,615
Flujo Neto Acumulado	-20,186,425	-12,989,500	-5,821,486	1,181,323	8,820,079	16,535,212	25,355,462	35,125,558	45,636,722	57,281,525	69,406,141
RESULTADOS											
VAN	27,406,926	MUS\$									
TIR	36.7%										

Fuente: Elaboración propia

VANe	27 406 926
TIRe	36,7%

La tabla anterior muestra el calculo del VANe y TIRe sin considerar un financiamiento de la inversión, a continuación apreciaremos los cálculos necesarios para saber si es rentable considerar en el proyecto un financiamiento para cubrir parte de la inversión total del proyecto.

8.4. Plan de inversión y financiamiento

Debido a que es necesario un financiamiento para poder llevar a cabo el proyecto en mención, a continuación se demostrará que se puede asumir satisfactoriamente los compromisos financieros.

Tabla N°8.12.-Relación de Deuda / Capital

Cuenta	Inversión (\$)	Deuda (\$)	Capital (\$)
Inversión Fija	26633338.19	13316669.09	13316669.09
Intereses pre-operativo	1598000.291	0	1598000.291
TOTAL	28231338.48	13316669.09	14914669.39
RELACIÓN : (Deuda/Capital)%	100	47	53

Fuente: Elaboración propia

8.5. Calendario de Pago de la inversión Fija

El calendario de pagos del financiamiento para el proyecto es como sigue:

Tabla N°8.13.-Calendario de pagos

Condiciones Financieras		
Monto de Préstamo	13316669.09	\$
Plazo	7	Años incluyendo 2 años de período de gracia
Tasa de Interés	12	% Liq. Semestralmente
Forma de desembolso	100	%
Tasa Semestral	6	%

Semestre	Capital adeudado (\$)	Pago de Intereses (\$)	Amortización Préstamo (\$)	Servicio de la deuda (\$)
0	13316669.09	0	0	0
1	13316669.09	799000.1456	0	799000.1456
2	13316669.09	799000.1456	0	799000.1456
3	13316669.09	799000.1456	0	799000.1456
4	13316669.09	799000.1456	0	799000.1456
5	11985002.18	799000.1456	1331666.909	2130667.055
6	10653335.28	719100.1311	1331666.909	2050767.04
7	9321668.366	639200.1165	1331666.909	1970867.026
8	7990001.456	559300.1019	1331666.909	1890967.011
9	6658334.547	479400.0874	1331666.909	1811066.997
10	5326667.638	399500.0728	1331666.909	1731166.982
11	3995000.728	319600.0583	1331666.909	1651266.968
12	2663333.819	239700.0437	1331666.909	1571366.953
13	1331666.909	159800.0291	1331666.909	1491466.939
14	0	79900.01456	1331666.909	1411566.924

Fuente: Elaboración propia

8.6. Cálculo del VANf (VAN financiero) y TIRf (TIR financiero)

A continuación se procederá a realizar los cálculos respectivos para determinar los indicadores económicos que incluyen el financiamiento parcial del proyecto respecto a la inversión los cuales serán los necesarios para asegurar la factibilidad del proyecto.

Entre los indicadores más importantes está el VAN y TIR, como se muestra a continuación.

Objetivo: Evaluar las potencialidades de la inversión de accionistas

Tasa mínima aceptable por los accionistas es $T_m = 14\%$

Para aceptar la viabilidad de los indicadores se tomará en cuenta las siguientes restricciones, si:

$VANF > 0$	ACEPTAR
$VANF < 0$	RECHAZAR
$TIRF > t_m$	ACEPTAR
$TIRF < t_m$	RECHAZAR

Tabla N° 8.14.-Cálculo del VANf

Año	Flujo económico global (\$)	Deuda (\$)	Servicio de la deuda (\$)	Flujo financiero global (\$)	Factor de descuento =14,0%	VA (\$)
0	-20186425	13316669		-6869756	1.00	-6869756
1	7,196,925.51		-1,598,000.29	5598925	0.88	4911338
2	7,168,013.41		-4,181,434.10	2986579	0.77	2298076
3	7,002,808.92		-3,861,834.04	3140975	0.67	2120069
4	7,638,756.69		-3,542,233.98	4096523	0.59	2425470
5	7,715,133.17		-3,222,633.92	4492499	0.52	2333263
6	8,820,249.33		-2,903,033.86	5917215	0.46	2695804
7	9,770,095.97		-	9770096	0.40	3904495
8	10,511,164.67		-	10511165	0.35	3684784
9	11,644,802.90		0	11644803	0.31	3580869
10	12,124,615.29		0	12124615	0.27	3270540
					VANF	24,354,951.73

Fuente: Elaboración propia

De la tabla anterior se determinó el valor del VANf el cual es positivo, por lo tanto se acepta dicho cálculo. Indicando así la viabilidad del proyecto respecto al valor actual neto financiero.

8.7. Determinación del TIR financiero

Para la determinación del TIRf se procederá a trabajar con el flujo económico global, probando con diferentes TIRs que hagan que el VANf sea igual a cero.

Tabla N° 8.15.- Cálculo del TIRf- VANf positivo

Para $i = 26\%$

Flujo financiero global (\$)	Factor de descuento	VA (\$)
-6,869,756	1	-6,869,756.22
5,598,925	0.79	4,443,591.45
2,986,579	0.63	1,881,191.31
3,140,975	0.50	1,570,192.24
4,096,523	0.40	1,625,298.69
4,492,499	0.31	1,414,605.32
5,917,215	0.25	1,478,747.81
9,770,096	0.20	1,937,782.43
10,511,165	0.16	1,654,575.08
11,644,803	0.12	1,454,779.71
12,124,615	0.10	1,202,160.67
	VANF	11,793,168.49

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 8.16.- Cálculo del TIRf- VANf negativo

Para $i= 70\%$

Flujo financiero global (\$)	Factor de descuento	VA (\$)
-6,869,756.22	1.00	-6,869,756.22
5,598,925.22	0.59	3,293,485.43
2,986,579.32	0.35	1,033,418.45
3,140,974.88	0.20	639,319.13
4,096,522.71	0.12	490,478.17
4,492,499.25	0.07	316,405.05
5,917,215.47	0.04	245,145.46
9,770,095.97	0.02	238,098.35
10,511,164.67	0.01	150,681.34
11,644,802.90	0.01	98,195.56
12,124,615.29	0.00	60,142.12
	VANF	-304,387.17

Fuente: Elaboración propia

Mediante una interpolación lineal se calcula el valor del TIRf para un VANf igual a cero, el cual según los cálculos es:

TIRf (%)	68.9
-----------------	-------------

Este valor indica que es mayor al TIR mínimo siendo aceptable para los accionistas del proyecto.

8.8. Cálculo del Punto de Equilibrio operativo.

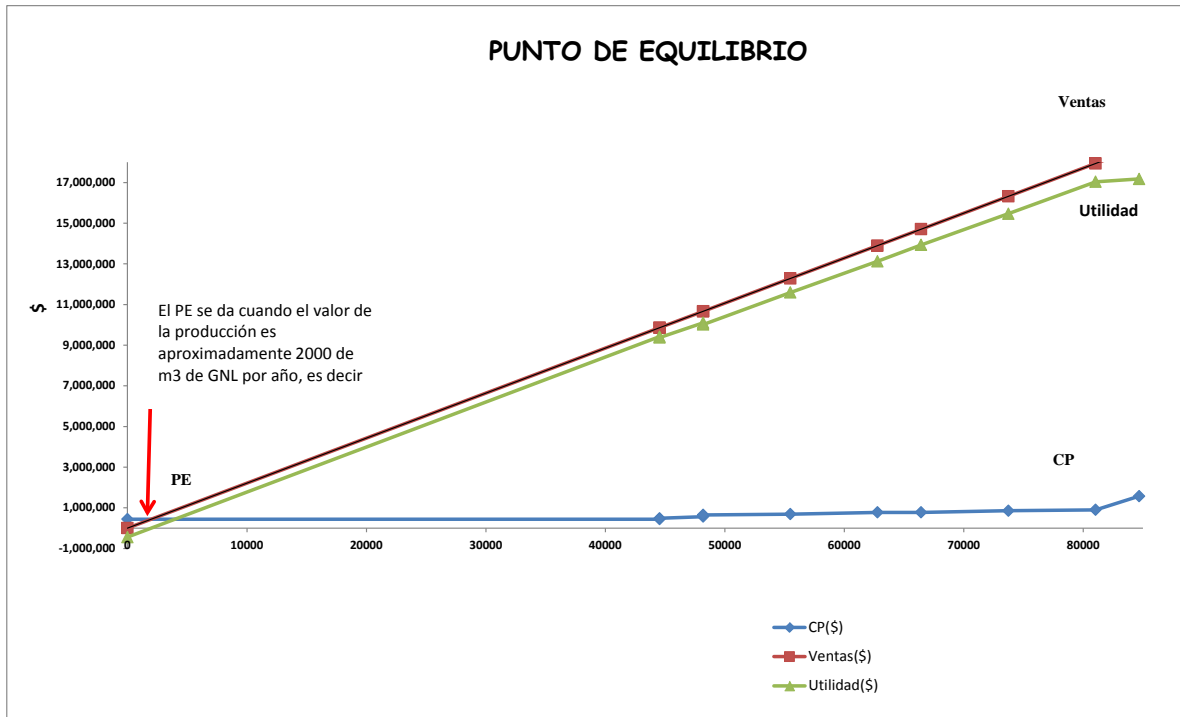
Este cálculo servirá para evidenciar gráficamente el punto en el cual las ganancias se igualan a los costos, indicándonos así desde que punto de la producción es cuando se generan las utilidades.

Tabla N° 8.17.- Cálculo del Punto de Equilibrio operativo

Usos (%)	Producción (m3 de GNL/año)	CP(\$)	Ventas(\$)	Utilidad(\$)
0	0	442850.94	0	-442850.94
53	44530	442850.94	9859040.59	9416189.65
53	44530	484153.94	9859040.59	9374886.65
57	48180	566908.71	10667158.67	10100249.96
57	48180	649514.71	10667158.67	10017643.96
66	55480	691187.86	12283394.83	11592206.97
74	62780	774009.96	13899631	13125621.04
78	66430	774611.61	14707749.08	13933137.47
87	73730	857827.26	16323985.24	15466157.98
96	81030	899903.55	17940221.4	17040317.85
100	84680	1571982.69	18748339.48	17176356.79

Fuente: Elaboración propia

Figura N° 8.1.- Punto de Equilibrio operativo



Fuente: Elaboración propia

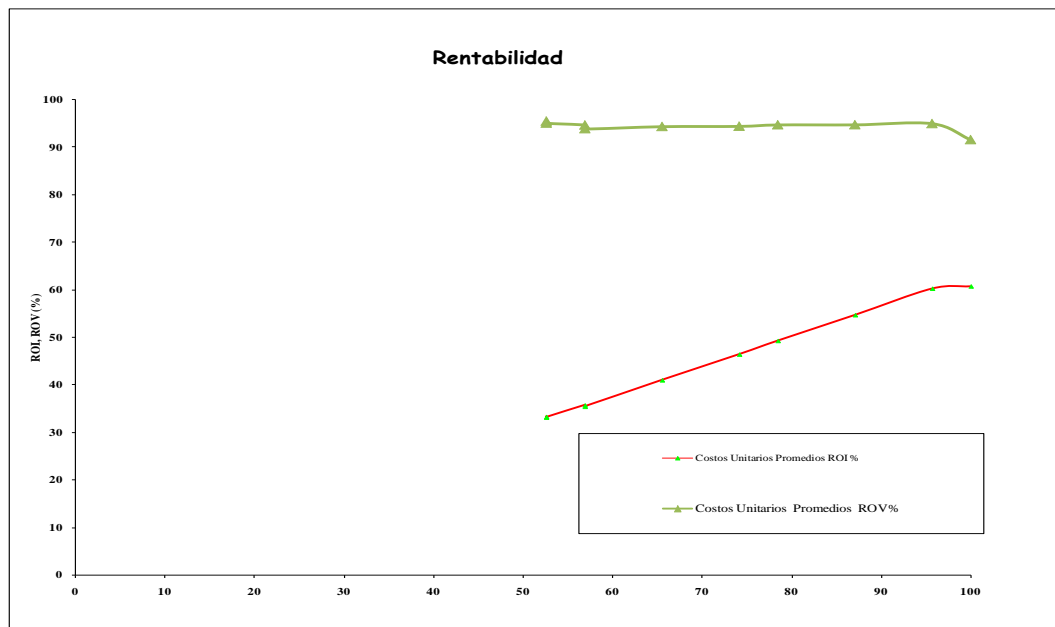
Cálculo de la rentabilidad orientada a la inversión ROI y orientada a las ventas ROV.

Tabla N° 8.18.- Cálculo del ROI y ROV

Usos (%)	Producción (m3 de GNL /año)	ROI %	ROV%
0	0		
53	44530	33.4	95.5
53	44530	33.2	95.1
57	48180	35.8	94.7
57	48180	35.5	93.9
66	55480	41.1	94.4
74	62780	46.5	94.4
78	66430	49.4	94.7
87	73730	54.8	94.7
96	81030	60.4	95.0
100	84680	60.8	91.6

Fuente: Elaboración propia

Figura N° 8.2.- Tendencia de la rentabilidad orientada a la inversión y a las ventas (ROI y ROV)



Fuente: Elaboración propia

8.9. Análisis de Sensibilidad

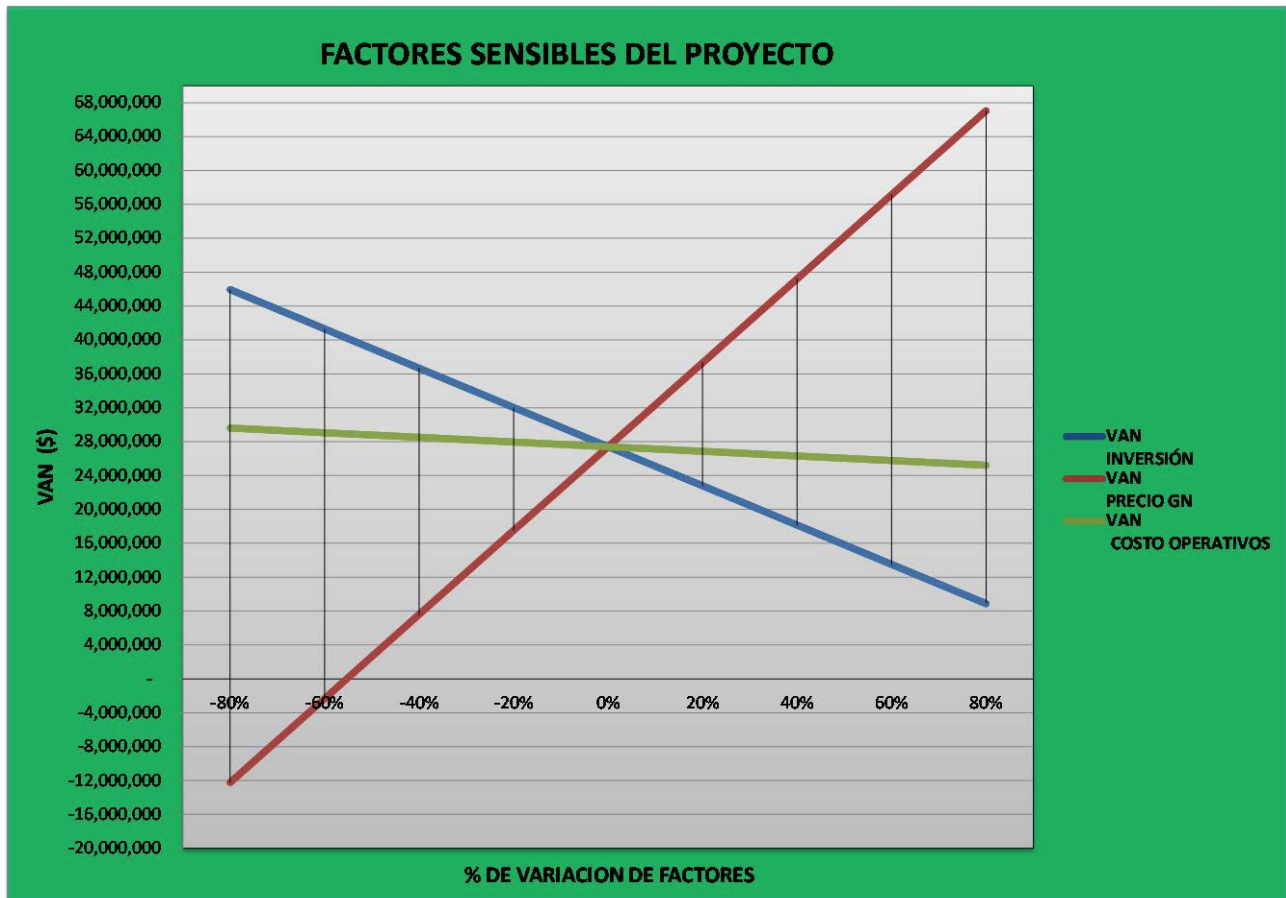
Debido a que existen factores críticos para el éxito de una inversión, es necesario realizar un análisis de sensibilidad de aquellos factores, en este caso analizaremos una variación de los costos operativos, el precio de venta del gas natural y la inversión, como se muestra en la tabla a continuación. Se considera un TMAR (tasa mínima aceptable de rendimiento) del 12 % como referencia para el cálculo de cada TIR por factor crítico.

Tabla N° 8.19.- Análisis de Sensibilidad del proyecto

VALOR %	VAN INVERSIÓN	TIR INVERSIÓN	VAN PRECIO GN	TIR PRECIO GN	VAN COSTO OPERATIVOS	TIR COSTOS OPERATIVOS
-80%	45,936,358	179.9%	-12,239,926	-6.1%	29,596,248	38.3%
-60%	41,304,000	91.5%	-2,328,213	9.3%	29,048,917	37.9%
-40%	36,671,642	61.8%	7,583,500	19.8%	28,501,587	37.5%
-20%	32,039,284	46.4%	17,495,213	28.7%	27,954,256	37.1%
0%	27,406,926	36.7%	27,406,926	36.7%	27,406,926	36.7%
20%	22,774,568	29.9%	37,318,639	44.3%	26,859,595	36.3%
40%	18,142,210	24.7%	47,230,352	51.6%	26,312,265	35.9%
60%	13,509,851	20.6%	57,142,065	58.7%	25,764,934	35.5%
80%	8,877,493	17.2%	67,053,778	65.7%	25,217,604	35.1%

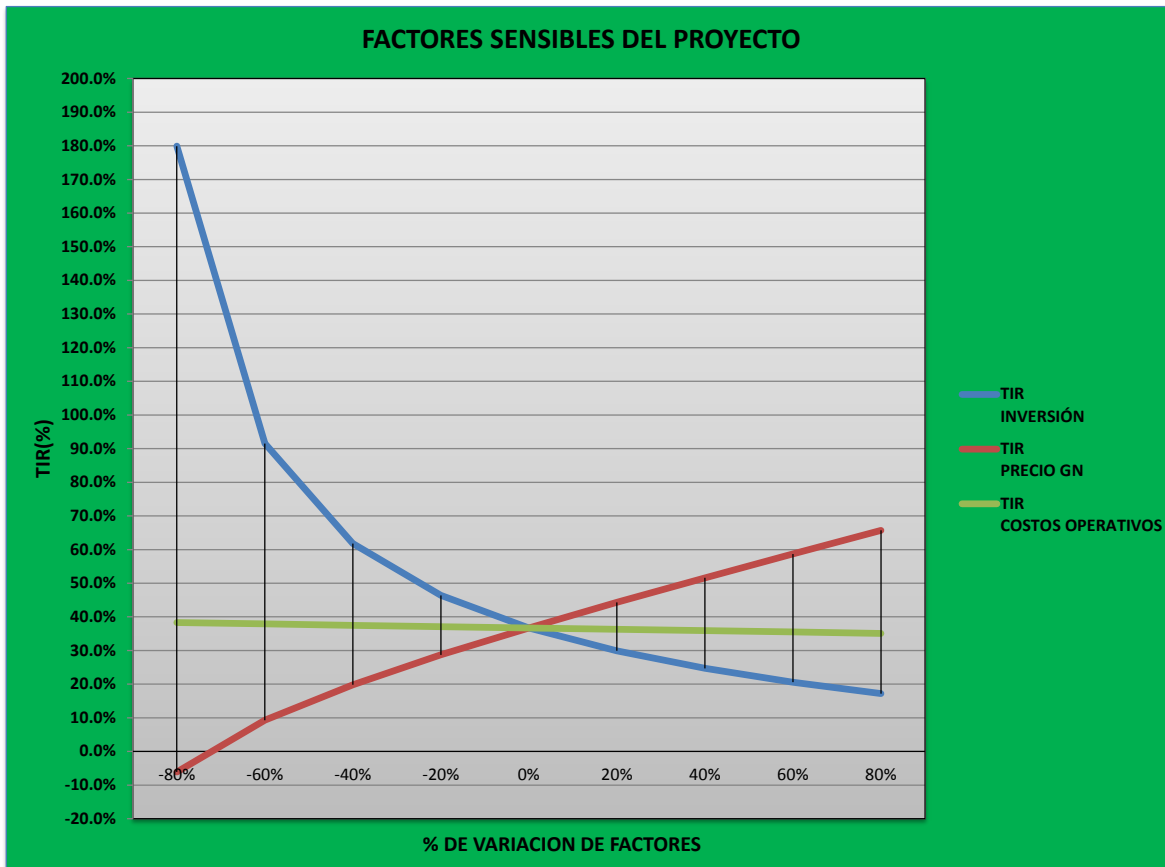
Para ver a más detalle la variación de los factores críticos se recopiló todos los cálculos hallados en la tabla N°8.23 en los siguientes gráficos.

Figura N° 8.3.- Factores sensibles del proyecto en relación al VAN



Podemos apreciar que solo el VAN es afectado cuando el precio del gas natural se ve reducido en un 60 y 80 %.

Figura N° 8.4.- Factores sensibles del proyecto en relación al TIR



Podemos apreciar que el TIR es afectado cuando el precio del gas natural se ve reducido en un 60 y 80 %.

Conclusiones

- Del análisis de la demanda en el sector industrial y vehicular en el Norte de nuestro país, se pudo concluir que sólo 13 clientes potenciales fueron los elegidos como parte del mercado objetivo para el abastecimiento de GNL.
- Se realizó el cálculo del costo por km rodado, el cual se calculó mediante un análisis de las actividades para llevar a cabo la distribución de GNL, siendo el valor hallado de 0.649 \$/km.
- De la optimización podemos resaltar que se realizó el cálculo de la mejor ruta para cada entrega de GNL a cada uno de los clientes potenciales, además se calculó el costo de transporte asignado para tal distribución.
- Para llevar a cabo la distribución del GNL a los clientes es necesario adquirir cisternas criogénicas, por lo que se calculó el número de cisternas. Siendo 13 la cantidad de cisternas y tractos necesarios para el proyecto. De igual manera se determinó el número de plantas satélites, siendo 13 también las necesarias para poder recibir el GNL transportado hasta el punto de despacho.
- A través de los cálculos del análisis de la inversión se determinaron los indicadores económicos, los cuales dieron como resultado la viabilidad del proyecto. El valor del VAN económico hallado fue de \$ 27, 406, 926, con un TIR económico de 36.7%.
- También se realizaron los cálculos del VAN y TIR financiero, debido a que parte de la inversión será financiada. El VAN financiero resultó ser igual a \$ 24, 354, 951 y el TIR financiero de 68.9%.
- Estos valores son muy favorables para tomar la decisión de llevar a cabo este proyecto.
- Del análisis de sensibilidad se llega a la conclusión que en una posible variación de los factores críticos tanto en incremento como en disminución de los mismos, el proyecto no sufre ningún tipo de variación significativa, excepto al disminuir el 60 y 80% del precio del gas natural.

Recomendaciones

- De acuerdo al presente trabajo de investigación se desprende que es necesario para el país utilizar esta tecnología para poder masificar el uso del gas natural en las regiones más alejadas, por lo que se recomienda al gobierno peruano dar mayor apoyo para cristalizar éste proyecto, de tal manera que podamos transportar GNL en forma eficiente a distintos lugares del Perú, donde aún no hay gasoductos construidos.
- Se recomienda aprovechar las propiedades del GNL para transportar grandes cantidades de gas natural y así poder abastecer las demandas insatisfechas, de acuerdo a las nuevas políticas del gobierno en curso y los deseos de promover el uso masivo del gas natural.
- Se recomienda utilizar la tecnología en el uso del GNL para poder abastecer a las industrias, gasocentros y conjuntos residenciales con gas natural, de tal manera de ir cambiando la matriz energética de nuestro país.
- Continuar con la investigación de nuevas alternativas de transporte de gas natural que contribuyan a mejorar y optimizar las tecnologías actuales.

Bibliografía

1. *Medium-Term Oil & gas Markets 2010 de la IEA International Energy Agency*

<http://www.iea.org/papers/2011/mtogm2010.pdf>

(Visitado el 12/11/2011)

2. *Salvador, J., (2011). 7ª Reunión del Grupo de Trabajo de Energía del Real Instituto Elcano de Estudios Internacionales y Estratégicos, celebrada en Gijón*

http://larevistadelgasnatural.osinerg.gob.pe/articulos_recientes/files/archivos/44.pdf

(Visitado el 12/11/2011)

3. *López, M. (2009). Evaluación Técnico- Económico de alternativas de tecnologías de transporte de gas natural, Tesis de maestría. Pontificia Universidad Católica de Rio de Janeiro.*

4. Libro anual de reservas de hidrocarburos. Resumen ejecutivo. Ministerio de Energía y Minas DGH. Al 31 de diciembre del 2010.

5. Microplantas de GNL y Centros de regasificación de gas natural: Seguridad y Operación. Curso dictado por el Comité de Administración de los Recursos para Capacitación (CAREC), Latin Bridge Business S.A. y Ros Roca Group. Abril 2008.

6. Gas local, Brochure de la empresa distribuidora de gas natural licuefactado mediante cisternas criogénicas. www.gaslocal.com.br

(Visitado el 19/10/2010)

7. Contrato de Licencia para la explotación de hidrocarburos en el Lote 88-Camisea- 09/12/2000.

8. Tecnología de la licuefacción del gas natural, Mohamed Bendjemil, Technol. Ciencia Ed. (IMIQ), 1(2):31-40(1986).

9. Jostein Pettersen ,TPG 4140 Natural Gas 2010 LNG – Fundamental Principles

<http://www.ntnu.no/sok/search.fast?s.sm.query=lng+&s.si%28navigation%29.breadcrumbs=&s.si%28similarity%29.documentVector=&s.si%28similarity%29.similarType=&s.ac.offset=0>

10. Indox Cryo Energy-Ros Roca Group. Características generales de las cisternas para el transporte de GNL TPG 4140 Natural Gas 2010 LNG – Fundamental Principles. Agosto del 2010. Santo Domingo.

11. Apoyo consultoría-Banco Interamericano de Desarrollo. Mayo 2007. Proyecto Camisea: Impacto sobre el mercado del gas natural y estimación de los beneficios económicos

12. T. Cormen, C. Leiserson, R. Rivest, “IntroductionAlgorithms”, Julio 2009, tercera edición. Department of Computer Science, Yale University.

13. G. B. Dantzig and J. H. Ramser, “The truck dispatching problem”, Management Science Vol. 6, No. 1, October 1959, pp. 80-91.

14. Costo LngTrailer(51m³).<http://www.enricgroup.com/en/>

(Visitado el 12/11/2011)

15. Garcia-Cuerva, E .y Sanz. F. A new Business Approach To Conventional Small Scale LNG. IGU24th World Gas Conference (Argentina 2009)

GLOSARIO

1. **INEI.**-Instituto Nacional Estadística e Información
2. **MYPES.**- Micro y pequeñas empresas
3. **AIE.**- Agencia Internacional de la Energía
4. **OCDE.**- Organización para la cooperación y el desarrollo económico
5. **GNC.**- Gas natural comprimido
6. **GNL.**- Gas natural licuado
7. **TCF.**- Tera pies cúbicos
8. **APCI.**- Air Product Chemical Inc.
9. **MM t/año.**- Millones de toneladas por año
10. **MM Nm³/d.**- Millones de metros cúbicos por día
11. **Bcfd.**- Billones de pies cúbicos diarios
12. **Peak–shaving.**- Son plantas de gas natural licuado, usadas para el abastecimiento de gas durante los períodos de demanda máxima (en inglés “afeitando picos”), ya que fueron concebidas para afrontar con éxito los picos de consumo en aquellos sistemas con alta incidencia de clientes residenciales y comerciales.

ANEXOS

Anexo N° 1: Listado de Empresas utilizadas para la Elaboración del Consumo del Gas Natural.

Anexo N° 2: Método de Monte Carlo para el Cálculo de los índices promedios de los sectores.

Anexo N° 3: Cálculo de las Constantes del Modelo.

Anexo N° 4: Curvas de Regresión para el Crecimiento Poblacional

Anexo N° 5: Clientes potenciales

AnexoN° 6: Ubicación de los clientes potenciales en Google Maps

Anexo N° 7: Matriz de costos para la optimización

Anexo N° 8: Corrida del programa de optimización.

Anexo N°1

Tabla A1 .-Listado de Empresas utilizadas para la elaboración del consumo del GN

DEPARTAMENTO	PROVINCIA	RAZON SOCIAL	ACTIVIDAD	CAP. TOTAL (GALONES)	CONSUMO DIARIO PROM.	Equivalente a GN en m3 /día	m3 /día de GNL	CAP. TOTAL (m3 GNL)
LA LIBERTAD	ASCOPE	PESQUERA BAHIA S.A.C.	Pesquera	163212	10880.8	39029.4296	65.04904933	975.73574
LA LIBERTAD	ASCOPE	AUSTRAL GROUP S.A.A	Manufacturera	180320	12021.3333	43120.52267	71.86753778	1078.013067
LA LIBERTAD	ASCOPE	CIA PESQUERA DEL PACIFICO CENTRO S.A.	Pesquera	248310	16554	59379.198	98.96533	1484.47995
LA LIBERTAD	ASCOPE	CORPORACION PESQUERA INCA S.A.C.	Pesquera	225000	15000	53805	89.675	1345.125
ANCASH	HUARMEY	AUSTRAL GROUP S.A.A	Manufacturera	234860	15657.3333	56162.85467	93.60475778	1404.071367
ANCASH	SANTA	PESQUERA DIAMANTE S.A.	Pesquera	163087	10872.4667	38999.53793	64.99922989	974.9884483
ANCASH	CASMA	CORP PESQUERA INCA S.A. - COPEINCA	Pesquera	186215	12414.3333	44530.21367	74.21702278	1113.255342
ANCASH	SANTA	PESQUERA CANTABRIA S.A.	Pesquera	147536	9835.73333	35280.77547	58.80129244	882.0193867
ANCASH	SANTA	CIA PERUANA DEL AZUCAR S.A.C.	Agroindustrial	238250	15883.3333	56973.51667	94.95586111	1424.337917
ANCASH	SANTA	CORP PESQUERA 1313 S.A.	Pesquera	197202	13146.8	47157.5716	78.59595267	1178.93929
ANCASH	SANTA	CORP PESQUERA COISHCO S.A.	Pesquera	176180	11745.3333	42130.51067	70.21751778	1053.262767

ANCASH	HUARMEY	CORP PESQUERA INCA S.A.-COPEINC A	Pesquera	152794	10186.2667	36538.13853	60.89689756	913.4534633
ANCASH	SANTA	PESQUERA NATALIA S.A.C	Pesquera	155050	10336.6667	37077.62333	61.79603889	926.9405833
ANCASH	SANTA	TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	Manufacturera	142780	9518.66667	34143.45733	56.90576222	853.5864333
ANCASH	HUARMEY	PESQUERA INDUSTRIAL EL ANGEL S.A.	Pesquera	149835	9989	35830.543	59.71757167	895.763575
LIMA	BARRANCA	NEGOCIACION PESQUERA DEL SUR S.A	Pesquera	178580	11905.3333	42704.43067	71.17405111	1067.610767
LIMA	HUARAL	AUSTRAL GROUP S.A.A	Manufacturera	265000	17666.6667	63370.33333	105.6172222	1584.258333
LIMA	HUAURA	PESQUERA HAYDUK S.A.	Pesquera	261186	17412.4	62458.2788	104.0971313	1561.45697
LIMA	HUARAL	CORP PESQUERA INCA S.A.C.	Pesquera	127848	8523.2	30572.7184	50.95453067	764.31796
LIMA	HUAURA	TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	Manufacturera	223642	14909.4667	53480.25693	89.13376156	1337.006423

Fuente: Osinergmin

Anexo N°2

Método de Monte Carlo para el cálculo de los índices promedio de los sectores y su respectivo intervalo de confianza

El método de Monte Carlo es una técnica matemática, fundamentada en la ley de grandes números, para construir, en base a los datos que se tiene, escenarios futuros de cierto fenómeno aleatorio. En este anexo daremos un ejemplo de cómo se calcularon los intervalos de confianza para los índices medios ayudándonos del programa Excel. Para estimar un el índice promedio y con este un intervalo de confianza, es necesario asumir que los índices tienen cierta distribución. Como la distribución normal es la más utilizada, y la más fácil de manipular, se realizó un el test de normalidad a todos los índices, ver siguiente sección de este apéndice, obteniendo que con un 95% de confianza se puede asumir que todos los índices siguen una distribución normal, ver la última sección. Asumiendo normalidad para los índices procederemos a calcular, un intervalo de confianza para la media de los índices. Para nuestros cálculos usaremos los datos del sector agroindustrial. Los índices del sector agroindustrial son:

Tabla A2.1.- Índices del sector agroindustrial

Año	Producción (Miles de TM)	Ind. de crec
2000	4603.498	
2001	4775.487	3.736
2002	4973.946	4.156
2003	5120.636	2.949
2004	4998.177	-2.391
2005	5517.508	10.390
2006	5686.886	3.070
2007	6000.727	5.519
2008	6386.365	6.427
2009*	6386.365	4.031
2010*	6386.365	3.855

*proyecciones

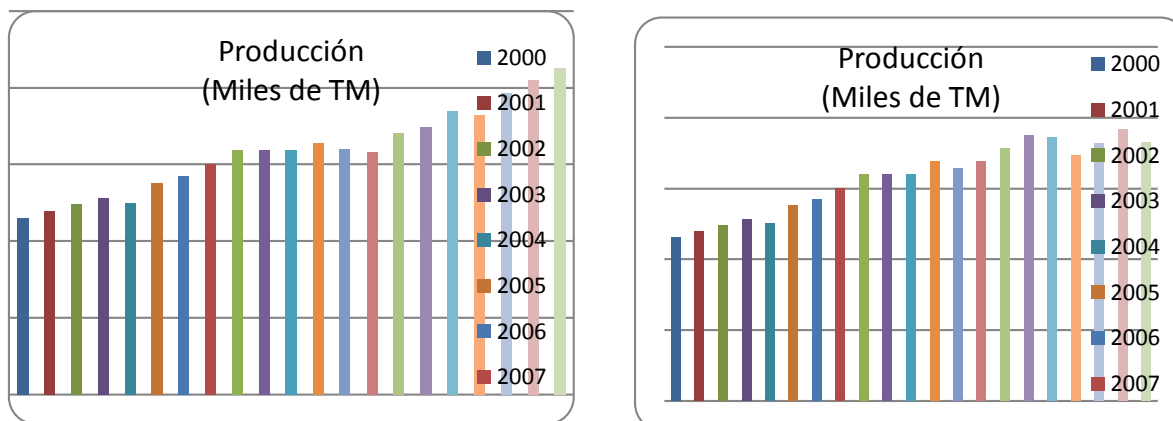
Como estamos asumiendo que los índices siguen una distribución normal podemos generar a partir de estos datos un posible futuro usando la función de Excel ALEATORIO y DISTR.NORM.INV para generar números aleatorios con distribución normal del siguiente modo:

Tabla A2.2.- Distribución normal para los índices.

	A	B	C
18	Promedio	4.174	
19	Des Est	3.191	
20			
21			
22	Simulación de Indices		
23	=DISTR.NORM.INV(ALEATORIO(),B18,B19)		
24	DISTR.NORM.INV(probabilidad, media, desv_estándar)		
25	2.11352058		

La función ALEATORIO genera un número aleatorio entre 0 y 1 y la función DISTR.NORM.INV genera un número aleatorio normal con media y desviación típica muestral de 4.174 y 3.191. Generando números aleatorios a partir de la muestra con distribución normal se obtienen posibles índices de crecimiento para años posteriores, que se interpretan como posibles escenarios de índices de crecimiento. Conociendo un escenario de los índices de crecimiento uno puede recuperar y obtener volúmenes de producción para el sector agroindustrial. Los siguientes gráficos muestran dos posibles escenarios para el nivel de producción.

Figura A2.1.- Escenarios para niveles de producción



Para efectuar predicciones sobre el índice de crecimiento, no se considera lo que ocurra en un posible escenario, lo que uno busca es un valor promedio para la media y con este conseguir un intervalo de confianza para la media. Es precisamente aquí donde interviene el método de simulación de Monte Carlo. Como se conoce solamente una muestra pequeña, el método de Monte Carlo realiza un número grande de simulaciones, puede ser 100, 1000, 10000, etc, escenarios y de todas las simulaciones se calcula el valor promedio, y es precisamente este valor que se utiliza como la estimación de la media para los índices anuales de producción. Calcular 1000 o 10000 simulaciones de Monte Carlo en Excel es muy tedioso, por este motivo nos ayudamos del programa SPSS 9 que es un software estadístico especializado, obteniendo los siguientes así resultados.

Tabla A2.3.- Resultados después de la aplicación del programa

Descriptivos				
		Estadístico	Error típ.	
INDICE	Media		4.2523	1.12760
	Intervalo de confianza para la media al 95%	Límite inferior	1.6520	
		Límite superior	6.8525	
	Media recortada al 5%		4.2804	
	Mediana		4.1558	
	Varianza		11.443	
	Desv. típ.		3.38279	
	Mínimo		-2.39	
	Máximo		10.39	
	Rango		12.78	
	Amplitud intercuartil		2.96	
	Asimetría		-.223	.717
	Curtosis		2.379	1.400

Test de Kolmogorov-Smirnov (K-S)

El test de K-S sirve para contrastar si una serie de datos tiene una distribución teórica. En este caso se postuló que todos los índices tenían distribución normal, confirmado esta hipótesis con este test de bondad.

Si Y_1, Y_2, \dots, Y_n son las observaciones de variables aleatorias idénticamente distribuidas, con distribución $F(x)$. Definimos la distribución empírica

$$F_e(x) = \frac{\#\{i / Y_i \leq x\}}{n},$$

es decir, $F_e(x)$ es la proporción de valores observados menores que x .

Con esta función empírica se postula la siguiente hipótesis nula:

$$F_e(x) \text{ está cercana a } F(x).$$

Una vez definida la hipótesis, se define la estadística a trabajar que es

$$D = \max\{|F_e(x) - F(x)|\}, -\infty < x < \infty$$

Para la implementación de este test seguimos los siguientes pasos:

- Ordenamos los datos observados $Y_1 = y_1, Y_2 = y_2, \dots, Y_n = y_n$ en forma creciente, es decir

$$y_1 < y_2 < \dots < y_n.$$

- Definimos la distribución empírica

$$F_e(x) = \begin{cases} 0 & , & x < y_1 \\ 1/n & , & y_1 \leq x < y_2 \\ \vdots & & \vdots \\ j/n & , & y_j \leq x < y_{j+1} \\ \vdots & & \vdots \\ 1 & , & y_n \leq x \end{cases}$$

- Se analiza los valores

$$D^+ = \max\{F_e(x) - F(x)\} \text{ y } D^- = \max\{F(x) - F_e(x)\},$$

Entonces $D = \max\{D^+, D^-\}$.

Por tanto

$$D = \max\left\{\frac{j}{n} - F(y_j), F(y_j) - \frac{j-1}{n}\right\}.$$

- Elaboramos el estadístico de Kolmogorov-Smirnov:
 1. Elegir un grado de significación (nivel de rechazo), α .
 2. Tomar la muestra y ordenar los datos observados.
 3. Calcular el estadístico D en los datos observados.
 4. Valor observado: $\mathbf{D = d}$.
 5. Calcular el valor $p = P_F[D \geq d]$.
 - Valor de $p < \alpha$: Se rechaza H_0 .
 - Valor de $p > \alpha$: No se rechaza la H_0 .

6. ¿Cómo calcular el valor p ?

Como $p = P_F[D \geq d]$ no depende de la distribución teórica F , se hace:

Se reemplaza $F(Y_i)$ por U_i , variables aleatoria uniformemente distribuida en $(0,1)$.

Se reemplaza $F(x)$ por $y \in [0,1]$

7. Del punto 6 seguimos que el valor p puede estimarse por simulación:

- Generar n números aleatorios $U_i, 1 \leq i \leq n$.
- Evaluar D y comparar con el valor observado d de la muestra original

$$D = \sup \left\{ \left| \frac{\#\{i/U_i \leq y\}}{n} - y \right| \right\} \geq d$$

- Repetir el procedimiento m veces (m grande).
- Se estima el valor p como la proporción de veces que se cumple la desigualdad $D \geq d$.

A continuación detallaremos el test de Kolmogorov-Smirnov para el sector agroindustrial, mostrando posteriormente solamente los resultados para los otros sectores. Los índices usados para el sector agroindustrial son:

Tabla A2.4.- Índices del Sector agroindustrial

Año	Producción (Miles de TM)	Ind. de crec
2000	4603.498	
2001	4775.487	3.736
2002	4973.946	4.156
2003	5120.636	2.949
2004	4998.177	-2.391
2005	5517.508	10.390
2006	5686.886	3.070
2007	6000.727	5.519
2008	6386.365	6.427
2009*	6386.365	4.031
2010*	6386.365	3.855

Con estos datos se tiene como media y desviación muestral 4.174 y 3.191 respectivamente. Ordenamos la muestra de índices de forma creciente y calculamos $F(j/n)$, donde F es la

distribución normal acumulada. En Excel calculamos los valores de $F(j/n)$ usando la función DISTR.NORM.ESTAND.

Tabla A2.5.- Distribución normal para los índices.

	A	B	C	D	E	F
38	j	valores	$F(j/n)$	$j/n - F(j/n)$	$(j-1)/n - F(j/n)$	
39	1		=DISTR.NORM.ESTAND((B39-B18)/B19)		-0.020	
40	2	2.94	DISTR.NORM.ESTAND(z)	-0.151	-0.251	
41	3	3.070	0.365	-0.065	-0.165	
42	4	3.736	0.445	-0.045	-0.145	
43	5	3.855	0.460	0.040	-0.060	
44	6	4.031	0.482	0.118	0.018	
45	7	4.156	0.498	0.202	0.102	
46	8	5.519	0.663	0.137	0.037	
47	9	6.427	0.760	0.140	0.040	
48	10	10.390	0.974	0.026	-0.074	
49				Estimación de D=d para la muestra	0.202	
50						
51						

Haciendo los cálculos se obtiene el valor de $D=0.202$ para la muestra. Ahora calcularemos el valor de p usando simulaciones para compararlo con $D=0.202$.

El gráfico siguiente muestra una simulación del valor de p .

Tabla A2.6.- Simulación del valor P

	A	B	C	D	E	F
53		Valor obs D=0.202				
54						
55		Estimación de $p=P_F(D \geq d)$				
56						
57		U_i	U_i Ordenado	$j/n - u(j)$	$u(j) - (j-1)/n$	
58		=ALEATORIO()	0.091	0.009	0.091	
59		ALEATORIO()	0.153	0.047	0.053	
60		0.840	0.180	0.120	-0.020	
61		0.186	0.186	0.214	-0.114	
62		0.777	0.366	0.134	-0.034	
63		0.729	0.682	-0.082	0.182	
64		0.180	0.729	-0.029	0.129	
65		0.366	0.777	0.023	0.077	
66		0.091	0.840	0.060	0.040	
67		0.682	0.869	0.131	-0.031	
68				Estimación de D	0.214	
69						

En esta simulación, el valor de D es 0.214. Para estimar el valor de d se realiza una cantidad grande de simulaciones, cada simulación representa una muestra. Para este ejemplo realizamos 100 simulaciones en Excel obteniendo como valor de $p=0.8$, ver la siguiente tabla, y como el valor de

p es mayor que $\alpha = 0.05$ no se rechaza la hipótesis, es decir los índices siguen una distribución normal.

Tabla A2.7.- Simulación para hallar valor de p

	B	C	D	E	F
85					
86	Simulaciones de	Estimación del	0.8		
87	D	valor p			
88	0.271	1			
89	0.280	1			
90	0.310	1			
91	0.175	0			
92	0.214	1			
93	0.280	1			
94	0.227	1			
95	0.469	1			
96	0.204	1			
97	0.293	1			
98	0.237	1			
99	0.217	1			
100	0.190	0			
101	0.201	0			
102	0.158	0			

Hacer una gran cantidad de simulaciones en Excel es un poco tedioso, entonces para obtener una mejor estimación del valor p , usamos el programa SPSS 9, que internamente realiza 10000 simulaciones en cuestión de segundos, cosa que en Excel llevaría mucho tiempo implementarla. A continuación mostramos los resultados de las pruebas de normalidad para todos los índices considerados en el trabajo.

Sector Agroindustrial

Haciendo correr los datos de los índices del sector agroindustrial tenemos:

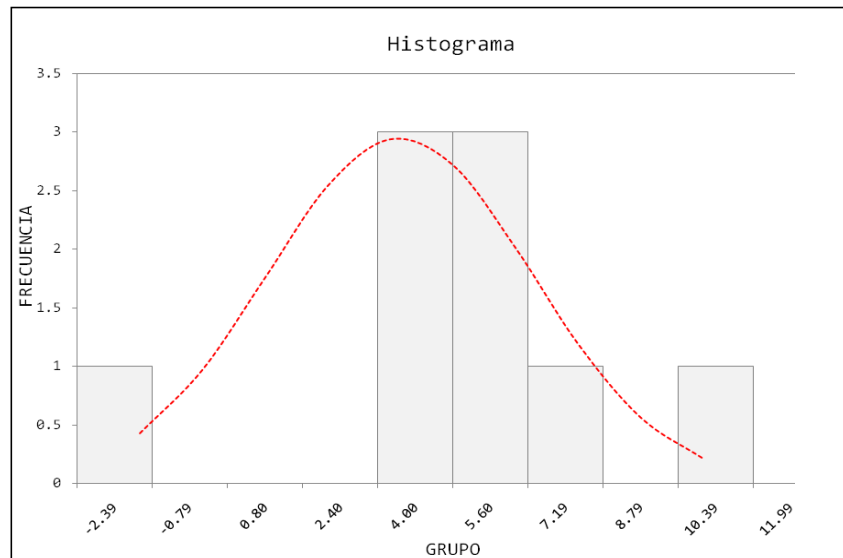
Tabla A2.8.- Descripción de las variables –Sector Agroindustrial

Descriptivos				
		Estadístico	Error típ.	
INDICE	Media	4.2523	1.12760	
	Intervalo de confianza para la media al 95%	Límite inferior	1.6520	
		Límite superior	6.8525	
	Media recortada al 5%	4.2804		
	Mediana	4.1558		
	Varianza	11.443		
	Desv. típ.	3.38279		
	Mínimo	-2.39		
	Máximo	10.39		
	Rango	12.78		
	Amplitud intercuartil	2.96		
	Asimetría	-.223	.717	
	Curtosis	2.379	1.400	

Tabla A2.9.- Pruebas de normalidad –Sector Agroindustrial

Pruebas de normalidad						
	Kolmogorov-Smirnov			Shapiro-Wilk		
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.
INDICE	.239	9	.147	.925	9	.435

El valor **p** para este sector es 0.147, concluyendo así que los índices siguen una distribución normal. El programa SPSS realiza unas 10000 simulaciones para el cálculo del valor **p**.



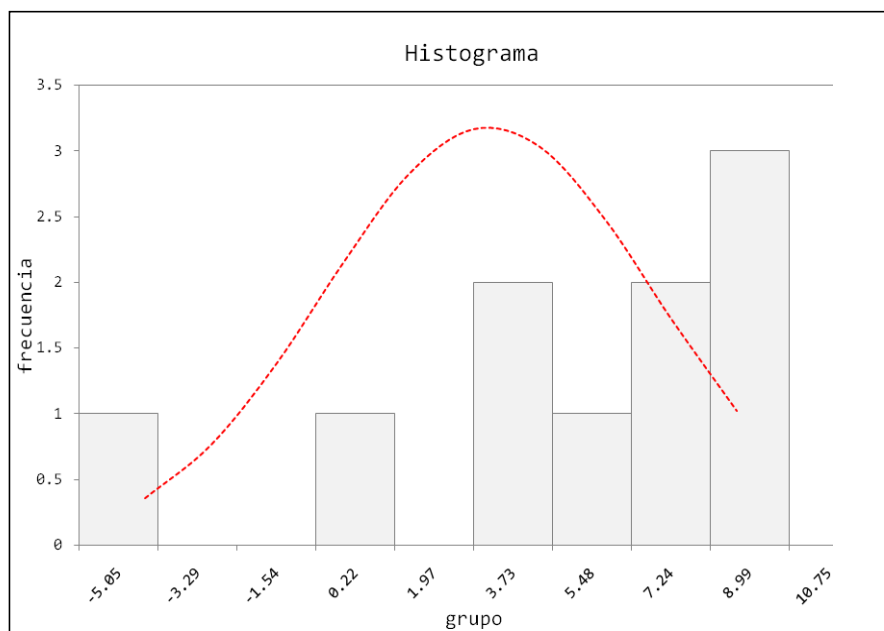
Sector Manufacturero

Tabla A2.10.- Descripción de las variables –Sector Manufacturero

Descriptivos				
			Estadístico	Error típ.
índice	Media		4.1320	1.38913
	Intervalo de confianza para la media al 95%	Límite inferior	.9895	
		Límite superior	7.2744	
	Media recortada al 5%		4.3718	
	Mediana		5.0865	
	Varianza		19.297	
	Desv. típ.		4.39282	
	Mínimo		-5.05	
	Máximo		8.99	
	Rango		14.04	
	Amplitud intercuartil		6.21	
	Asimetría		-1.111	.687
	Curtosis		.827	1.334

Tabla A2.11.- Pruebas de normalidad - Sector Manufacturero

Pruebas de normalidad						
	Kolmogorov-Smirnov			Shapiro-Wilk		
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.
índice	.153	10	.200	.910	10	.280



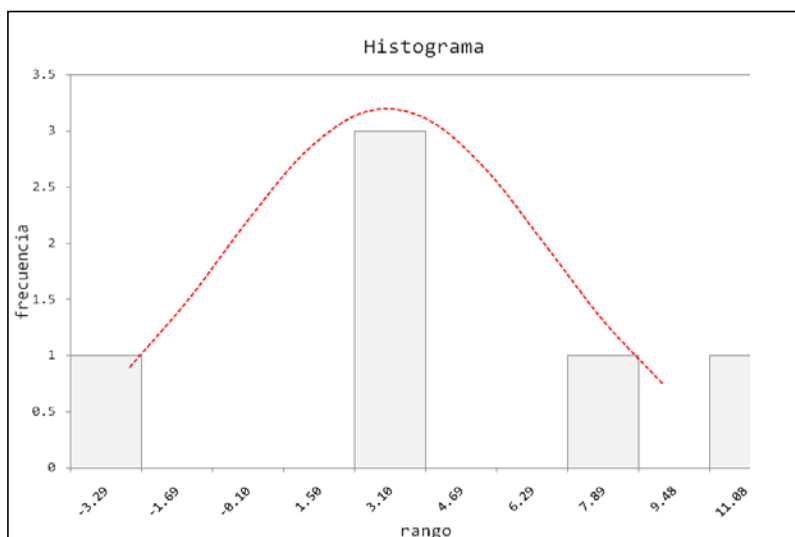
Sector Pesquero

Tabla A2.12.- Descripción de las variables –Sector Manufacturero

Descriptivos				
		Estadístico	Error típ.	
índice	Media		3.6553	1.77997
	Intervalo de confianza para la media al 95%	Límite inferior	-.9202	
		Límite superior	8.2309	
	Media recortada al 5%		3.7174	
	Mediana		2.9808	
	Varianza		19.010	
	Desv. típ.		4.36002	
	Mínimo		-3.29	
	Máximo		9.48	
	Rango		12.77	
	Amplitud intercuartil		6.36	
	Asimetría		-.365	.845
	Curtosis		.731	1.741

Tabla A2.13.- Pruebas de normalidad - Sector Pesquero

Pruebas de normalidad						
	Kolmogorov-Smirnova			Shapiro-Wilk		
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.
índice	.254	6	.200	.932	6	.594



Sector Grifos y Gasocentros

1.-Numero de Vehículos

La libertad

Tabla A2.14.- Descripción de las variables –La Libertad

Descriptivos				
		Estadístico	Error típ.	
índices	Media	1.6650	.81406	
	Intervalo de confianza para la media al 95%	Límite inferior	-.3270	
		Límite superior	3.6569	
	Media recortada al 5%	1.6076		
	Mediana	1.4095		
	Varianza	4.639		
	Desv. típ.	2.15380		
	Mínimo	-.64		
	Máximo	5.00		
	Rango	5.64		
	Amplitud intercuartil	3.86		
	Asimetría	.389	.794	
	Curtosis	-1.247	1.587	

Tabla A2.15.- Pruebas de normalidad - La libertad

Pruebas de normalidad						
	Kolmogorov-Smirnova			Shapiro-Wilk		
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.
índices	.171	7	.200	.921	7	.480

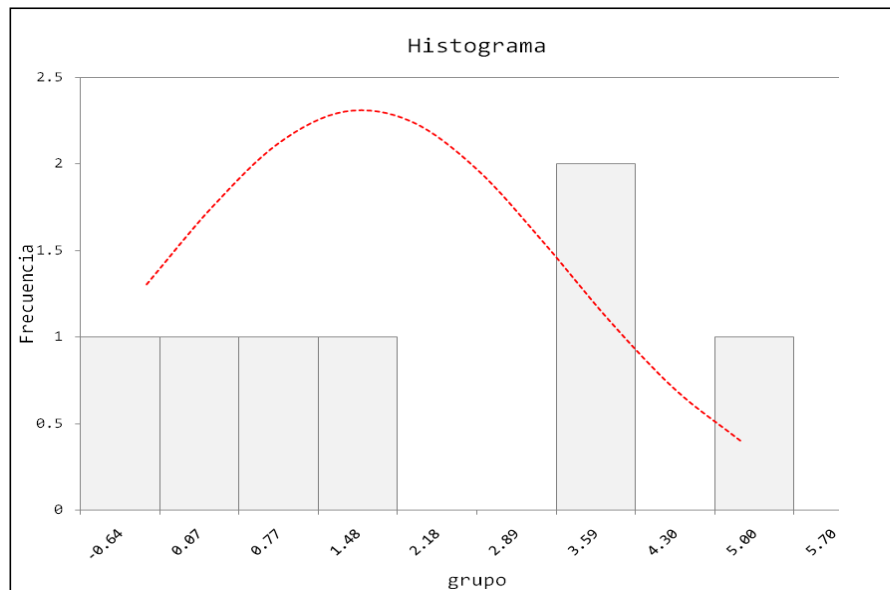
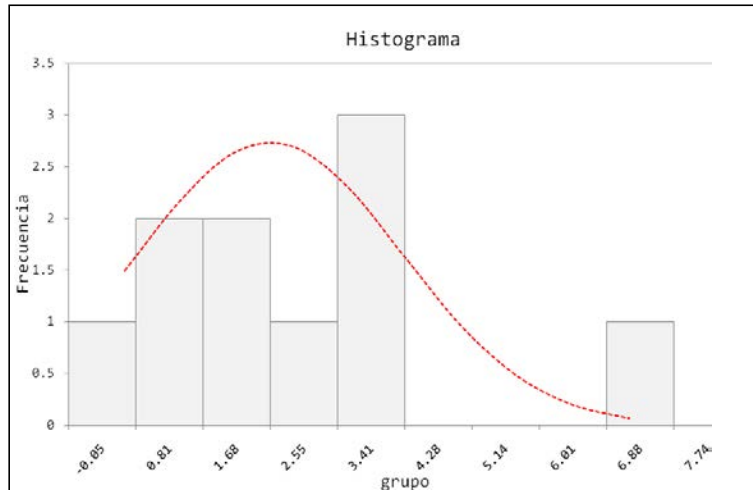


Tabla A2.16.- Descripción de las variables –Ancash

Descriptivos				
		Estadístico	Error típ.	
índice	Media		2.1924	.64527
	Intervalo de confianza para la media al 95%	Límite inferior	.7327	
		Límite superior	3.6521	
	Media recortada al 5%		2.0570	
	Mediana		1.7007	
	Varianza		4.164	
	Desv. típ.		2.04052	
	Mínimo		-.05	
	Máximo		6.88	
	Rango		6.93	
	Amplitud intercuartil		2.76	
	Asimetría		1.352	.687
	Curtosis		2.318	1.334

Tabla A2.17.- Pruebas de normalidad - Ancash

Pruebas de normalidad						
	Kolmogorov-Smirnov			Shapiro-Wilk		
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.
índice	.187	10	.200	.881	10	.134



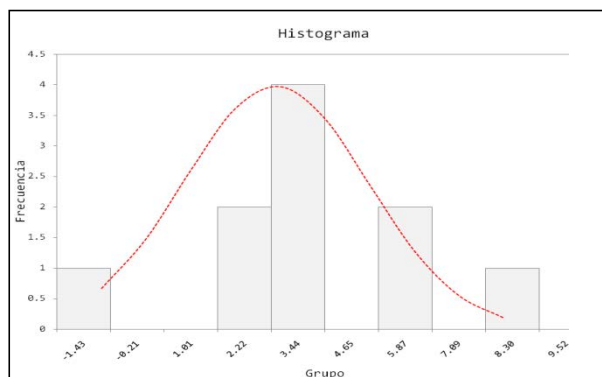
Lima

Tabla A2.18.- Descripción de las variables –Ancash

Descriptivos			Estadístico	Error típ.
índices	Media		3.3119	.79360
	Intervalo de confianza para la media al 95%	Límite inferior	1.5166	
		Límite superior	5.1071	
	Media recortada al 5%		3.2978	
	Mediana		3.1800	
	Varianza		6.298	
	Desv. típ.		2.50958	
	Mínimo		-1.43	
	Máximo		8.30	
	Rango		9.73	
	Amplitud intercuartil		2.84	
	Asimetría		.190	.687
Curtosis		1.960	1.334	

Tabla A2.19.- Pruebas de normalidad -Lima

Pruebas de normalidad						
	Kolmogorov-Smirnov			Shapiro-Wilk		
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.
índices	.196	10	.200	.940	10	.557



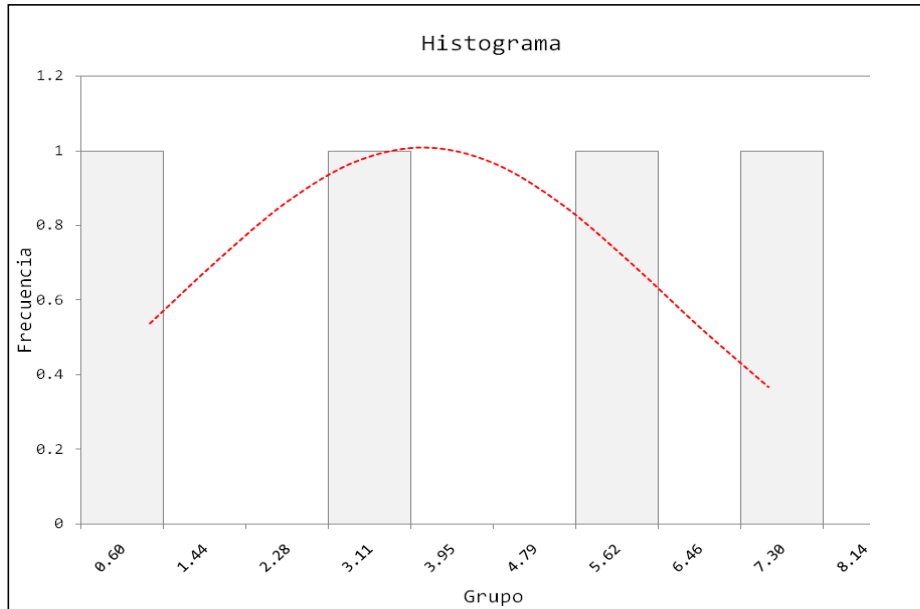
2.-Porcentaje de conversión vehicular

Tabla A2.20.- Descripción de las variables –Conversión vehicular

Descriptivos				
		Estadístico	Error típ.	
índice	Media	3.9250	1.48233	
	Intervalo de confianza para la media al 95%	Límite inferior	-.7924	
		Límite superior	8.6424	
	Media recortada al 5%	3.9222		
	Mediana	3.9000		
	Varianza	8.789		
	Desv. típ.	2.96465		
	Mínimo	.60		
	Máximo	7.30		
	Rango	6.70		
	Amplitud intercuartil	5.73		
	Asimetría	.036	1.014	
	Curtosis	-2.295	2.619	

Tabla A2.21.- Pruebas de normalidad -Lima

Pruebas de normalidad						
	Kolmogorov-Smirnov			Shapiro-Wilk		
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.
índice	.185	4	.	.975	4	.872



Anexo N° 3

Cálculo de las Constantes del Modelo

Los datos obtenidos de cada sector son aproximaciones de consumo de gas natural. En dichos cálculos no se consideraron muchas empresas del rubro, solo se consideró las de mayor consumo de combustible, puesto que el proyecto tiene como objetivo captar como potenciales clientes a dichas empresas, entonces en los datos de consumo se están despreciando volúmenes consumidos. Este modo de obtener un dato de consumo de cada sector está influyendo en los resultados del cálculo de las constantes, al despreciar volúmenes consumidos en los sectores en estudio se está distorsionando la correlación real entre las variables dependiente y las variables independientes. La falta de datos históricos del consumo de combustible e índices considerados añade un problema más para el cálculo de las constantes. La primera forma propuesta para medir dichas constantes fue mediante el uso de regresión multilínea usando como datos de consumo el histórico de la serie consumo de combustibles líquidos en el mercado interno, puesto que el gas natural se proyecta como el combustible sustituto de los combustibles líquidos por su menor costo y su menor emisión de gases de invernadero, pero por este método se obtuvo como resultado constantes que distorsionan fuertemente las predicciones de consumos de gas natural, distorsiones que empíricamente no debería ocurrir, esta distorsión del modelo para la proyección de la demanda es producida porque los datos de consumo de combustible tomados son de todo el mercado interno, de todos los sectores productivos de nuestra economía, mientras que los índices considerados son exclusivamente del sector. Esta discordancia entre los datos usados, hace que el cálculo de las constantes mediante técnicas de regresión multilínea no sea la más adecuada. Los resultados de estas pruebas (usando regresión lineal) no son mostrados por los malos resultados que fueron obtenidos y estos no aportarían nada al trabajo. La segunda tentativa para cálculo de las constantes fue utilizar los datos del PBI y estudiar la correlación con los datos de consumo interno de combustible, pero nuevamente se obtuvieron valores para las constantes que no reflejan las observaciones de la realidad. Al momento de observar los datos nos damos cuenta que mientras en un año el consumo de combustible creció sustancialmente el PBI cayó unos puntos, esto fenómeno de los datos nos hace suponer que no hay una correlación directa entre los datos considerados. La explicación propuesta para esta falta de correlación puede ser explicada ya que muchos de los sectores productivos considerados en el cálculo del PBI no dependen directamente del consumo de combustible para elevar su nivel de productividad, por ejemplo el sector turismo, remesas, impuestos, etc. Esta escasa dependencia influye mucho en la predicción de las constantes siendo uno de los principales factores por el cual los resultados no son los deseados.

En base a la deficiencia de los datos históricos se propuso medir las elasticidades calculando variaciones porcentuales de demanda respecto a los índices. Queremos medir como variaciones experimentadas por los índices influyen en el consumo de gas natural, esta medida permitirá calcular los niveles de dependencia de la demanda respecto de los índices considerados. El cálculo de la elasticidad E viene expresada por

$$E_t = \frac{\Delta DS_t / DS_t}{\Delta id_t / id_t}$$

Desde un punto de vista matemático la elasticidad E es un número real que refleja qué incremento porcentual tendrá una variable Y si se produce un incremento porcentual de una variable X .

Para el caso del exponente del índice relacionado a la tasa de crecimiento poblacional, la evidencia estadística y la experiencia muestra que el cambio porcentual de la población influye de manera muy débil en el consumo de combustible, esto nos indica que el valor de α a considerar para el índice poblacional debe ser pequeño. Como no tenemos mucha información estadística para poder medir esta dependencia de forma más consistente propondremos un valor para la constante del índice poblacional de $\alpha = 0.1$. Una forma de mejorar el modelo, y la poca estadística que se tiene induce a pensar eso, es considerar constantes que dependen del tiempo, pero para simplificar nuestro modelo, ya que se pretende solo obtener una proyección de la demanda para el 2020 para poder tener una idea de que capacidad deber ser la mini planta de GNL, consideraremos que α es constante para cada índice.

A continuación mostramos las relaciones entre el consumo de combustible y los índices utilizados.

Sector Agroindustrial

Para el cálculo de las constantes se utilizó la data de consumo de combustible por departamento del boletín informativo trimestral 2010-2 de Osinergmin, que solamente tenía consumo de combustible por departamento desde el 2007 hasta el 2010. Con esta data se calculó la tasa de crecimiento anual del consumo de combustible y se la comparo con la el índice del sector considerado, esta comparación nos dios como resultado 3 datos de los cuales se tomó un valor representativo de esa muestra, que en este caso es la media. A este valor obtenido se le quito entre una y dos décimas dependiendo de la desviación típica obtenida, para el caso del sector agroindustrial se consideró el valor de 1.4 para la constante del modelo.

En otros sectores que presentan índices negativos, y que no guardan una relación con la relación empírica que se tiene, fueron descartados en los cálculos. Para el caso del sector agroindustrial los cálculos son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla A3.1.Cálculos del sector agroindustrial- Alpha

65									
66	ALPHA								
67									
68		Consumo diario (galones)							
69	Departamento	2007	2008	2009	2010				
70	Ancash	81598	88009	93191	99708				
71	La Libertad	166032	178781	187596	197997				
72	Lima y Callao	1213244	1210361	1230026	1240695				
73	total	1460874	1477151	1510813	1538400				
74									
75									
76	Tasa % ancash		7.856810216	5.888034178	6.993164576				
77	Tasa % Libertad		7.678640262	4.930613432	5.544361287				
78	Tasa % Lima		-0.237627386	1.62472188	0.867380039				
79	total		1.114196022	2.278846238	1.825970521				
80									
81									
82	ind. sector	5.518679291	6.426528188	4.327649199	3.456640225				
83	alphas		=D76/D82	1.360561799	2.023110339	=	1.5354104		1.4

A continuación mostramos una tabla resumen de las constantes utilizadas en cada sector

Tabla A3.2.Resumen de constantes para cada sector

	Índice	La Libertad	Ancash	Lima
AGROINDUSTRIAL	tasa anual de producción	-	1.4	-
	poblacional	0.1	0.1	0.1
MANUFACTURERO	tasa anual de producción	1.1	1.1	1.1
	poblacional	0.1	0.1	0.1
PESQUERO	tasa anual de producción	1.8	1.8	1.8
	poblacional	0.1	0.1	0.1
GRIFOS Y GASOCENTROS	Número de vehículos	2.1	2.1	0.15
	% de conversión	0.25	0.25	0.25
	Poblacional	0.1	0.1	0.1

Anexo N° 4

Curvas de Regresión para el crecimiento poblacional

La información proporcionada por el INEI de los últimos censos nacionales se tiene los siguientes cuadros de población de los departamentos considerados y sus respectivas tasas de crecimiento

Tabla A4.1.Crecimiento poblacional La libertad

LA LIBERTAD		
Año	Población	Ind. de crec
1940	383,000.00	
1961	582,000.00	51.95822454
1972	784,000.00	34.70790378
1981	982,000.00	25.25510204
1993	1,270,000.00	29.32790224
2007	1,617,000.00	27.32283465
2009	1,725,075.00	6.683673469
2010	1,746,913.00	1.265915975

Tabla A4.2.-Crecimiento poblacional Ancash

ANCASH		
Año	Población	Ind. de crec
1940	425,000.00	
1961	582,600.00	37.08235294
1972	726,200.00	24.64812908
1981	826,400.00	13.79785183
1993	955,000.00	15.56147144
2007	1,063,500.00	11.36125654
2009	1,109,849.00	4.358157029
2010	1,116,265.00	0.57809666

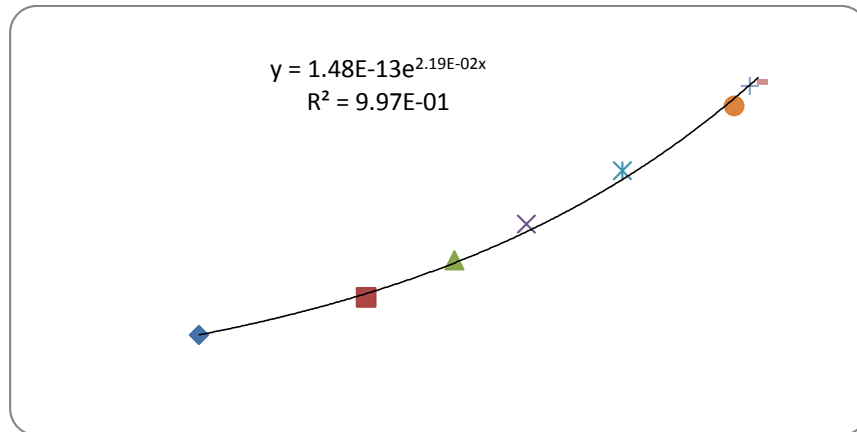
Tabla A4.3.-Crecimiento poblacional Lima

LIMA		
Año	Población	Ind. de crec
1940	828,300.00	
1961	2,031,100.00	145.213087
1972	3,472,600.00	70.97139481
1981	4,745,900.00	36.66705062
1993	6,386,300.00	34.56457152
2007	8,445,200.00	32.2393248
2009	8,981,440.00	6.3496424
2010	9,113,684.00	1.472414223

Esta información se utilizó para calcular las curvas de regresión para la población de los tres departamentos

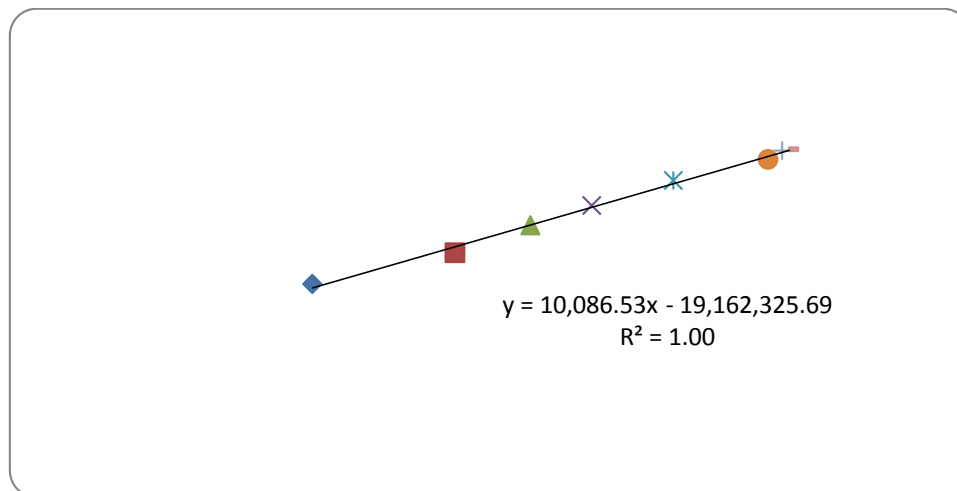
La Libertad:

$$y = 1.4E - 13e^{2.19E-02x}, \quad R^2 = 0.997.$$



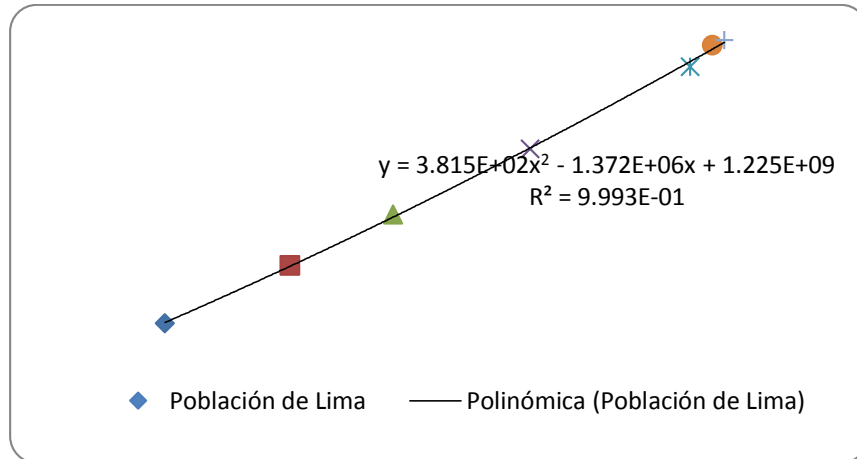
Ancash:

$$y = 10083.53x - 19162325.69, \quad R^2 = 1.00.$$



Lima:

$$y = 3.825E + 2x^2 - 1.372E + 6x + 1.225E + 9, \quad R^2 = 0.999.$$



Con la curva de regresión se calculó proyecciones para la población en los tres departamentos hasta el 2020, y con estas proyecciones se procedió a calcular las tasas de crecimiento poblacional que fueron utilizadas en el cálculo de las proyecciones de la demanda de gas natural. Las proyecciones son mostradas en las siguientes tablas.

Tabla A4.4.-Proyección de la demanda - La Libertad

Año	Población real	Estimación	Error	Índice
1993	1,270,000.00	1335926.85	65,926.85	
2007	1,617,000.00	1815253.851	198,253.85	27.32
2009	1,725,075.00	1896528.9	171,453.90	6.68
2010	1,746,913.00	1938521.019	191,608.02	1.27
2011		1981442.908		13.42539144
2012		2025315.156		2.21415652
2013		2070158.803		2.21415652
2014		2115995.359		2.21415652
2015		2162846.809		2.21415652
2016		2210735.622		2.21415652
2017		2259684.769		2.21415652
2018		2309717.727		2.21415652
2019		2360858.492		2.21415652
2020		2413131.595		2.21415652
			Tasa promedio anual	2.21415652

Tabla A4.5.-Proyección de la demanda - Ancash

Año	Población real	Estimación	Error	Índice
1993	955,000.00	940129.29	14,870.71	
2007	1,063,500.00	1081340.71	17,840.71	11.36
2009	1,109,849.00	1101513.77	8,335.23	4.36
2010	1,116,265.00	1111600.3	4,664.70	0.58
2011		1121686.83		0.485711726
2012		1131773.36		0.899228709
2013		1141859.89		0.891214651
2014		1151946.42		0.883342176
2015		1162032.95		0.875607565
2016		1172119.48		0.868007228
2017		1182206.01		0.860537699
2018		1192292.54		0.853195629
2019		1202379.07		0.845977783
2020		1212465.6		0.838881036
			Tasa promedio anual	0.83017042

Tabla A4.6.-Proyección de la demanda - Lima

Año	Población real	Estimación	Error	Índice
1993	6,386,300.00	5940693.5	445,606.50	
2007	8,445,200.00	8096693.5	348,506.50	32.24
2009	8,981,440.00	8416901.5	564,538.50	6.35
2010	9,113,684.00	8578150	535,534.00	1.47
2011		8740161.5		-4.098479824
2012		8902936		1.862374053
2013		9066473.5		1.836894031
2014		9230774		1.812176476
2015		9395837.5		1.788186993
2016		9561664		1.764893231
2017		9728253.5		1.742264736
2018		9895606		1.720272812
2019		10063721.5		1.698890396
2020		10232600		1.678091946
			Tasa promedio anual	1.767116075

De las proyecciones mostradas en la tablas anteriores obtuvo tasas de crecimiento de 2.21%, 0.83% y 2.21%, para los departamentos de La Libertad, Ancash y Lima respectivamente. Son estos valores los que se reemplazaron en el modelo para obtener proyecciones de la demanda hasta el 2020.

ANEXO 5

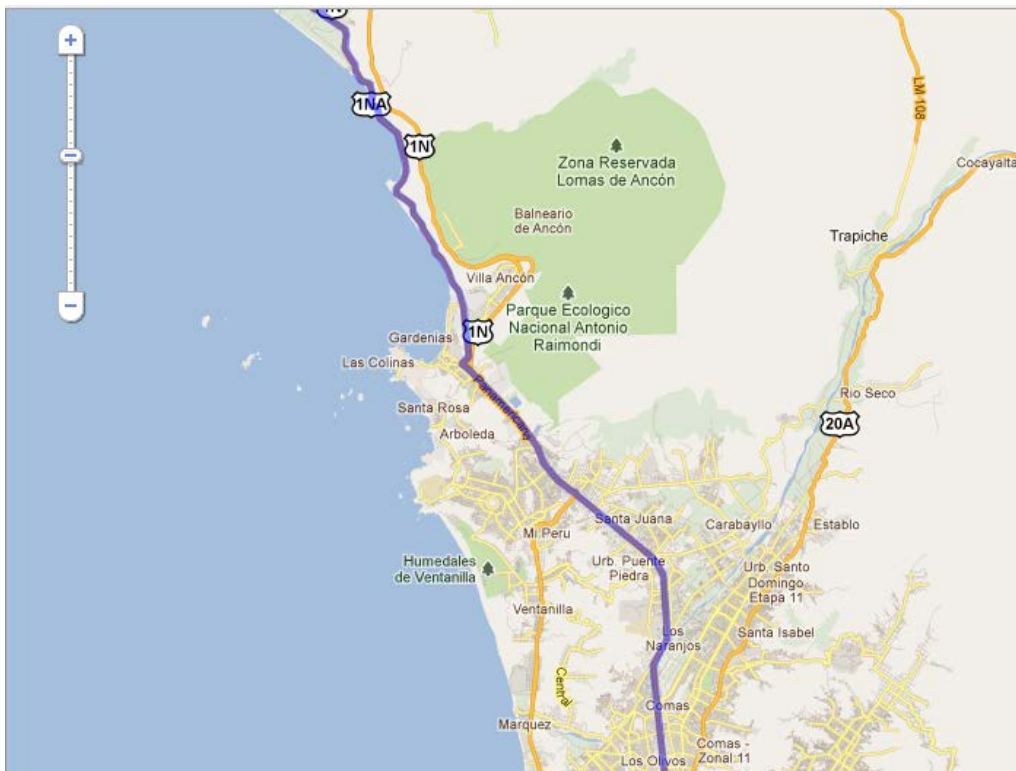
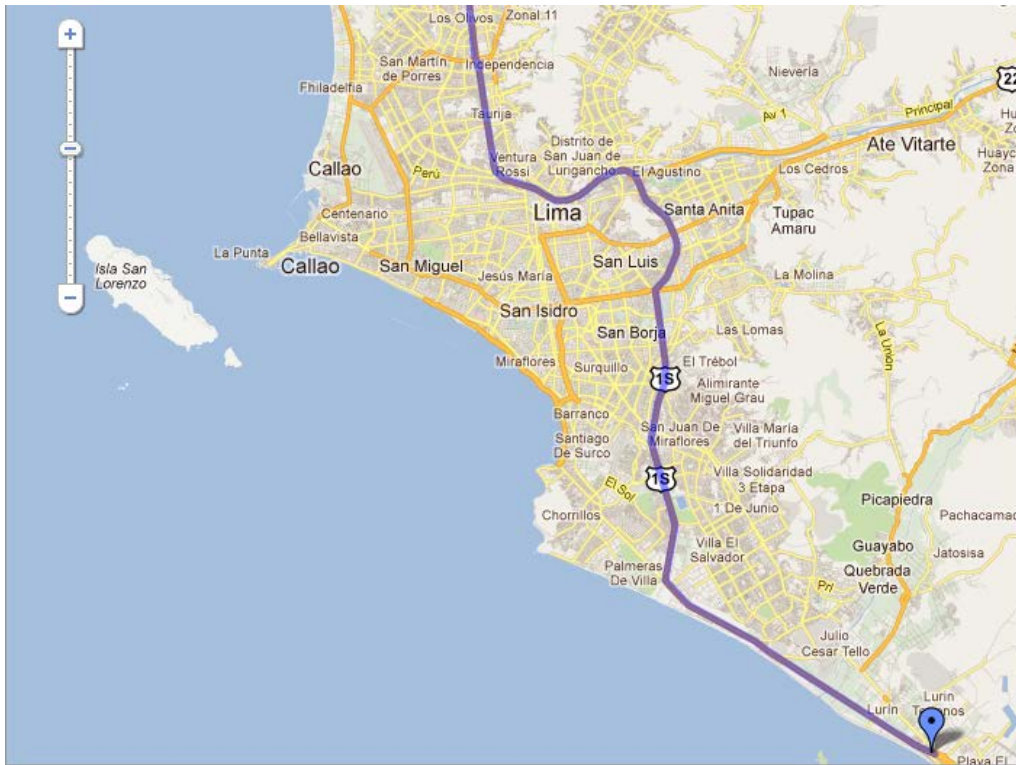
Tabla A5.1.-Lista de potenciales consumidores de gas natural

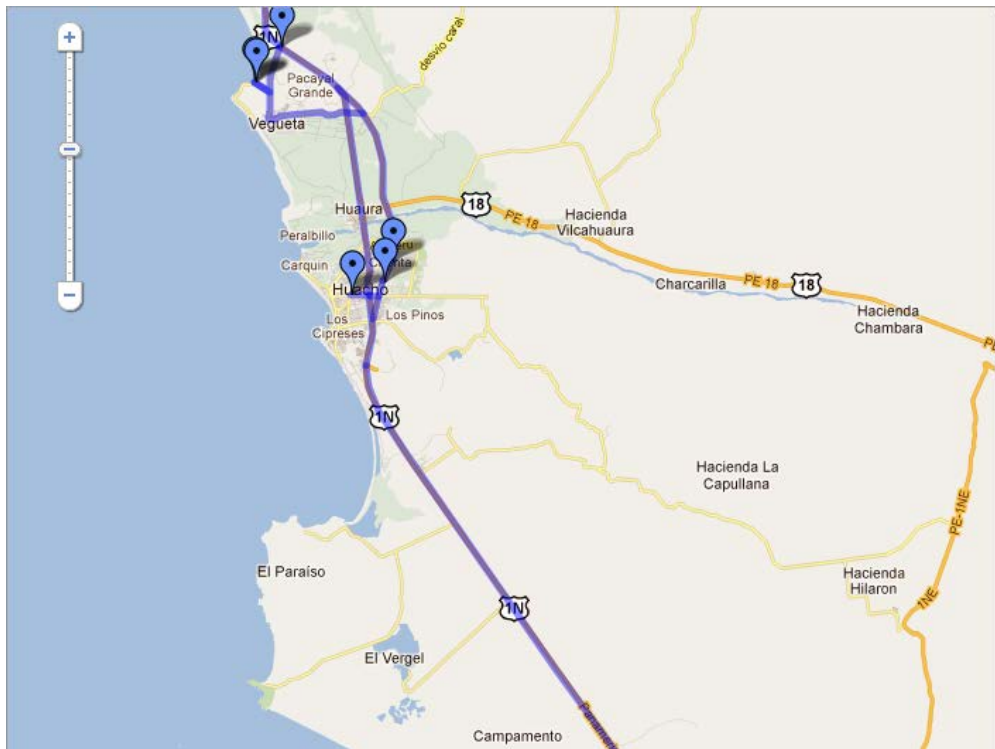
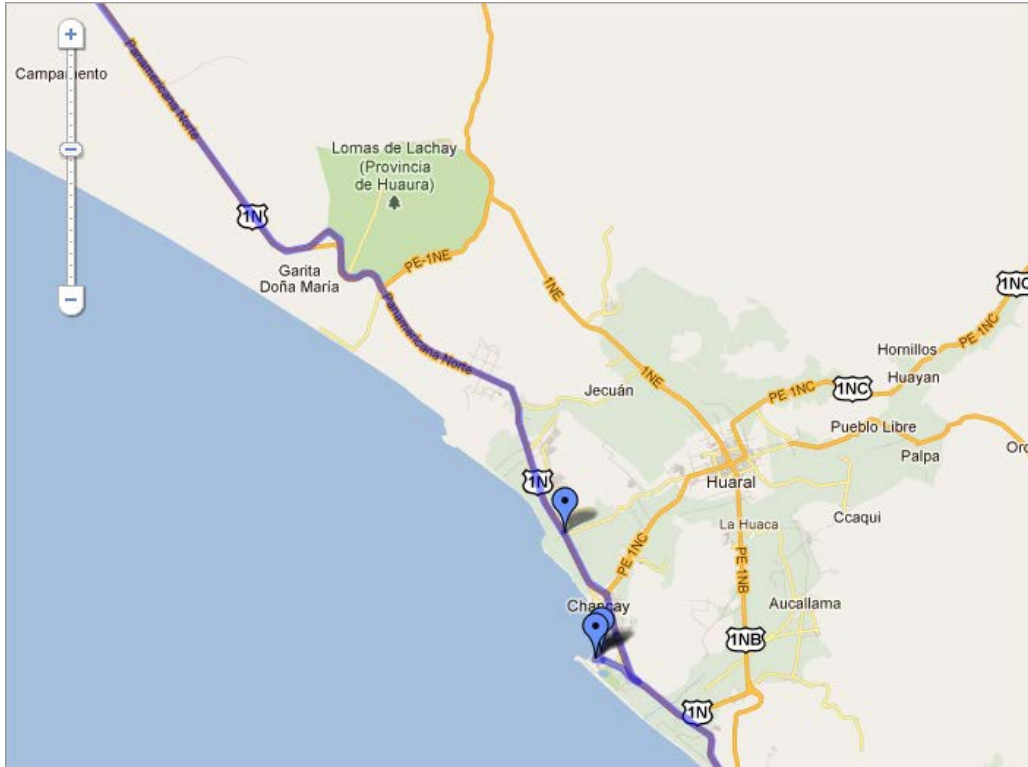
Ítem	Nombre (cliente = C _i)	Dirección	Departamento	Provincia	Distrito	Consumo diario (m ³ de gn/día)	Vol. Planta Satélite	N° nodo
1	GASOCENTRO ULTRACOM S.A.C.	AV. FEDERICO VILLARREAL N° 1001-1005	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO	10	30	46
2	COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.C.	AV. AMERICA OESTE. MZ. H. LOTE 21. URB. NATASHA ALTA	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO	10	30	51
3	GRIFO AMIGO S.A.	INT. DE LA AV. AMERICA NORTE N° 2460 Y NICOLAS DE PIEROLA	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO	10	30	48
4	SERVICENTRO RAMIREZ S.A.C.	AVENIDA AMERICA SUR N° 2140 MANZANA H LOTES 4, 5 Y 6 URBANIZACIÓN SANTA MARÍA	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO	10	30	44
5	REPSOL COMERCIAL S.A.C.	AV. TUPAC AMARU N° 383 URB. HUERTA GRANDE	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO	10	30	52
6	EMPRESA SANTO TORIBIO SAC	AV. AMERICA SUR N° 360 Y AV. VALLEJO N° 1189	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO	10	30	45
7	PERUANA DE ESTACIONES DE SERVICIOS S.A.C.	AV. LA MARINA KM. 556 PANAMERICANA NORTE	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO	10	30	42
8	VICENTE DELFIN CABADA S.A.	AV. LA MARINA N° 1160 URB. LA PERLA	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO	10	30	43
9	ESTACION DE SERVICIO PACIFICO S.R.L.	AV. AMERICA NORTE N° 108-114	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO	10	30	50
10	COESTI S.A.	AV. PERU N° 1550 URB. DANIEL HOYLE	LA LIBERTAD	TRUJILLO	TRUJILLO	10	30	47
11	CORPORACION DINO S.A.C.	PP.JJ. MIRAFLORES ALTO. MZ. V-2. LOTE 4	ANCASH	SANTA	CHIMBOTE	10	30	28
12	DIMEXSA SAC	MZ. B LT. 1 ZONA INDUSTRIAL LOS PINOS PANAMERICANA NORTE	ANCASH	SANTA	CHIMBOTE	10	30	38
13	PETROGAS CHIMBOTE S.A.C.	AVENIDA MEIGGS CUADRA 17 MANZANA M LOTES 23, 24 Y 25 PP.JJ. MIRAFLORES ALTO	ANCASH	SANTA	CHIMBOTE	10	30	27

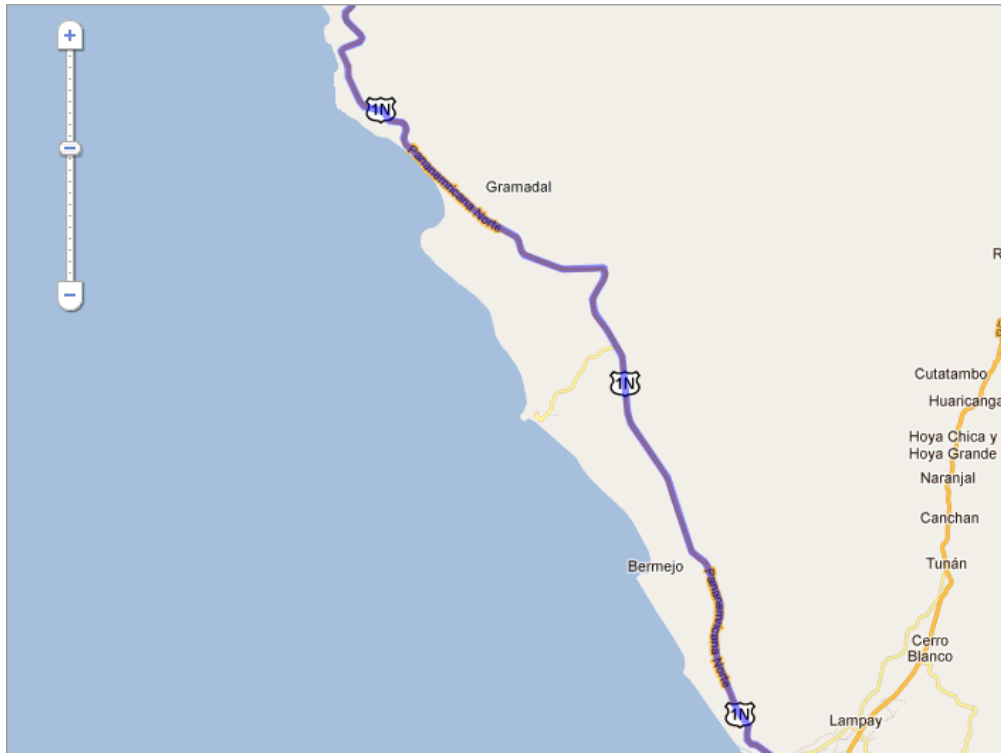
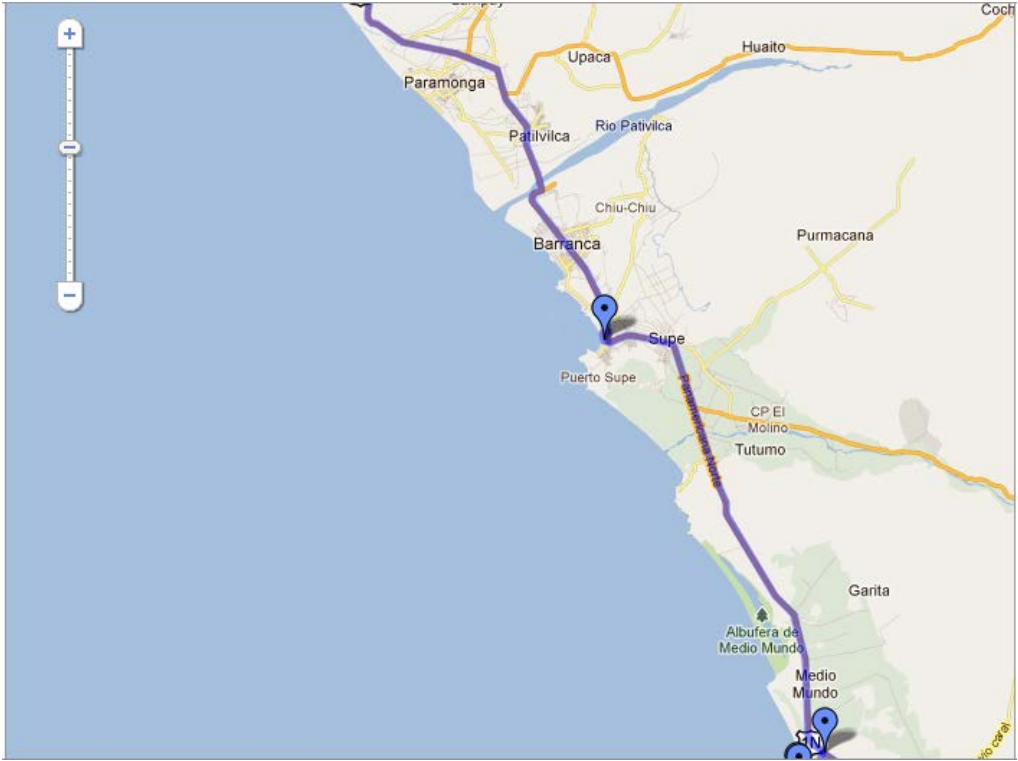
14	RENTIK S.A.	AV. FRANCISCO BOLOGNESI N° 1010	ANCASH	SANTA	CHIMBOTE	10	30	35
15	ENERGIGAS	AV. JOSE PARDO N° 3850	ANCASH	SANTA	CHIMBOTE	10	30	28
16	ANGELES ESTACIONES Y SERVICIOS S.R.L.	CARRETERA PANAMERICANA NORTE KM. 75.1	LIMA	HUARAL	AUCALLAMA	10	30	6
17	M & R REY COMBUSTIBLES S.R.L.	CARRETERA PANAMERICANA NORTE KM. 166	LIMA	HUAURA	VEGUETA	10	30	13
18	COESTI S.A.	PANAMERICANA NORTE KM. 148 STA. MARIA	LIMA	HUAURA	HUACHO	10	30	9
19	GRIFOS SAGITARIO S.R.L.	CARRETERA PANAMERICANA NORTE N° 1766- KM. 150	LIMA	HUAURA	SANTA MARIA	10	30	10
20	J.C. NEGOCIACIONES HUACHO S.A.C.	AV. TUPAC AMARU N° 598	LIMA	HUAURA	HUACHO	10	30	8
21	AUSTRAL GROUP S.A.A	AV. ALFONSO UGARTE S/N PUERTO HUARMEY S/N	ANCASH	HUARMEY	HUARMEY	94	200	18
22	PESQUERA DIAMANTE S.A.	COMPLEJO PESQUERO SAMANCO S.A.	ANCASH	SANTA	SAMANCO	65	150	25
23	CORPORACION PESQUERA INCA S.A. - COPEINCA	AV. SALAVERRY S/N PUERTO CASMA	ANCASH	CASMA	COMANDANTE NOEL	65	150	22
24	CORPORACION PESQUERA INCA S.A. - COPEINCA	AV. INDEPENDENCIA S/N UNIDAD PERAIVA N°1703	ANCASH	HUARMEY	HUARMEY	61	150	16
25	PESQUERA INDUSTRIAL EL ANGEL S.A.	AV. CELESTINO ZAPATA N° 101 - CALETA CULEBRAS	ANCASH	HUARMEY	CULEBRAS	60	150	20
26	PESQUERA CANTABRIA S.A.	CARRETERA PANAMERICANA NORTE KM 439	ANCASH	SANTA	COISHCO	59	150	39
27	COMPAÑIA PERUANA DEL AZUCAR S.A.C.	CALLE SOLIDEZ ALTO S/N - SAN JACINTO	ANCASH	SANTA	NEPEÑA	95	200	24
28	CORPORACION PESQUERA 1313 S.A.	CALLE AHUMADEROS S/N U.O. N° 1313 ZONA INDUSTRIAL 27 DE OCTUBRE	ANCASH	SANTA	CHIMBOTE	79	200	36
29	CORPORACION PESQUERA COISHCO S.A.	CAMINO REAL S/N PANAMERICANA NORTE KM 439	ANCASH	SANTA	COISHCO	70	150	39
30	PESQUERA NATALIA S.A.C	LATURA KM. 441 CARETERA PANAMERICANA NORTE SECTOR SAN LUIS	ANCASH	SANTA	SANTA	62	150	41
31	TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	FLORIDA BAJA ESQUINA TACNA Y MALECÓN GRAU S/N	ANCASH	SANTA	CHIMBOTE	57	150	30
32	CORPORACION PESQUERA INCA S.A.C.	AV. PLAYA NORTE KM. 0.50 SUB LOTE 3A-1A. PTO MALABRIGO	LA LIBERTAD	ASCOPE	RAZURI	90	200	55
33	COMPANIA PESQUERA DEL PACIFICO CENTRO S.A.	PLAYA NORTE S/N. ZONA INDUSTRIAL DEL PUERTO MALABRIGO	LA LIBERTAD	ASCOPE	RAZURI	99	200	55

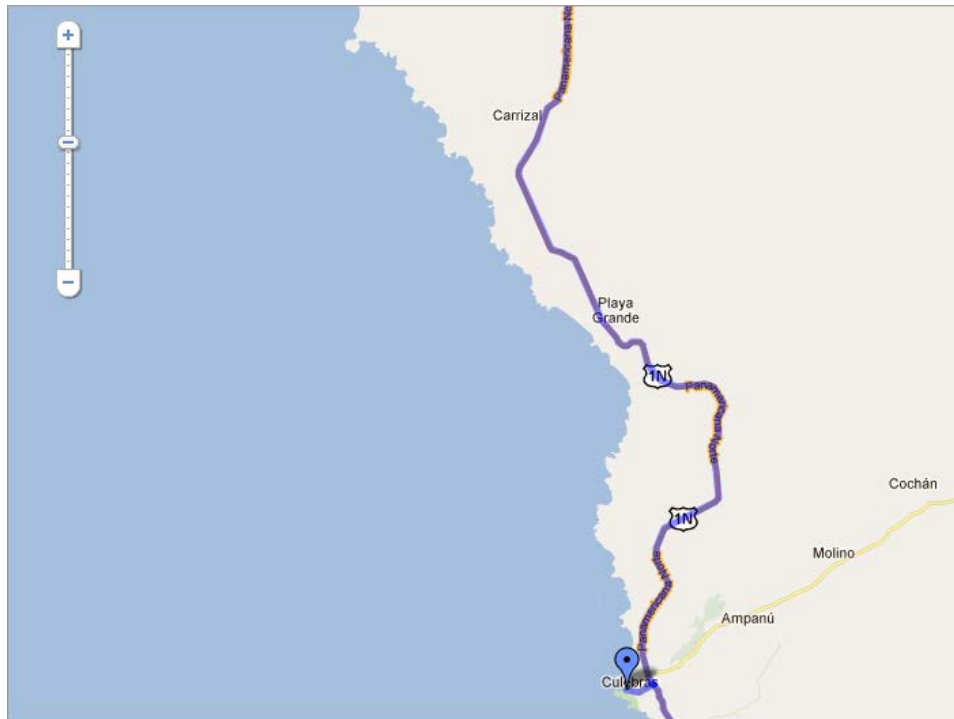
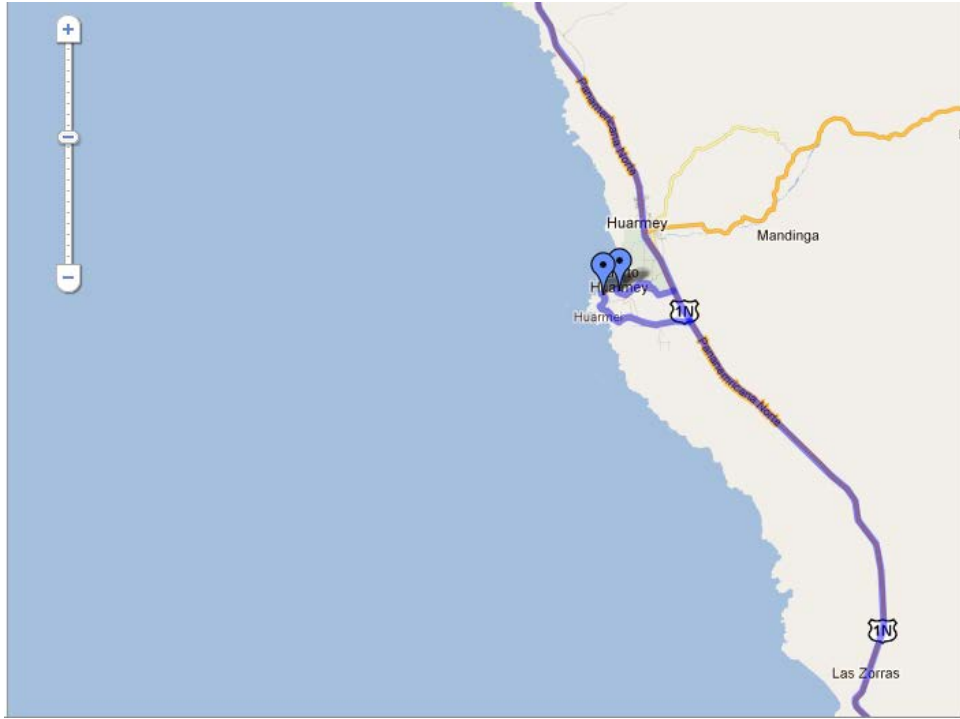
34	AUSTRAL GROUP S.A.A	PREDIO FUNDO LA PAMPA SECTOR EL PALOMAR PUERTO MALABRIGO	LA LIBERTAD	ASCOPE	RAZURI	72	150	55
35	PESQUERA BAHIA S.A.C.	PLAYA NORTE LOTE 1B-1 y 1B-2. PUERTO MALABRIGO	LA LIBERTAD	ASCOPE	RAZURI	65	150	55
36	TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	CALETA VEGETA S/N	LIMA	HUAURA	VEGUETA	89	200	12
37	CORPORACION PESQUERA INCA S.A.C.	AV. ROOSEVELT S/N (CARRETERA AL PUERTO)	LIMA	HUARAL	CHANCAY	51	150	3
38	PESQUERA HAYDUK S.A.	CALETA DE VEGUETA S/N - ALTURA DEL KM 163.5 PANAMERICANA NORTE	LIMA	HUAURA	VEGUETA	104	200	12
39	AUSTRAL GROUP S.A.A	PROLONGACION ROOSEVELT 1008 (ANTIGUA CARRETERA CHANCAY)	LIMA	HUARAL	CHANCAY	106	200	4
40	NEGOCIACION PESQUERA DEL SUR S.A	AV. LA MARINA N° 121 U.O. 3411	LIMA	BARRANCA	SUPE	71	150	14

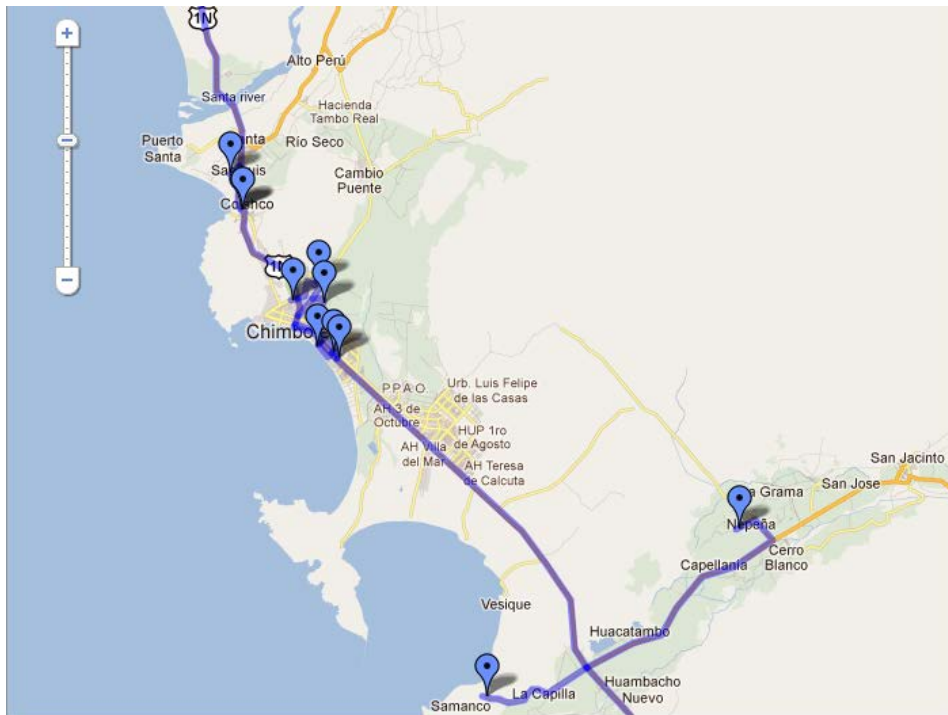
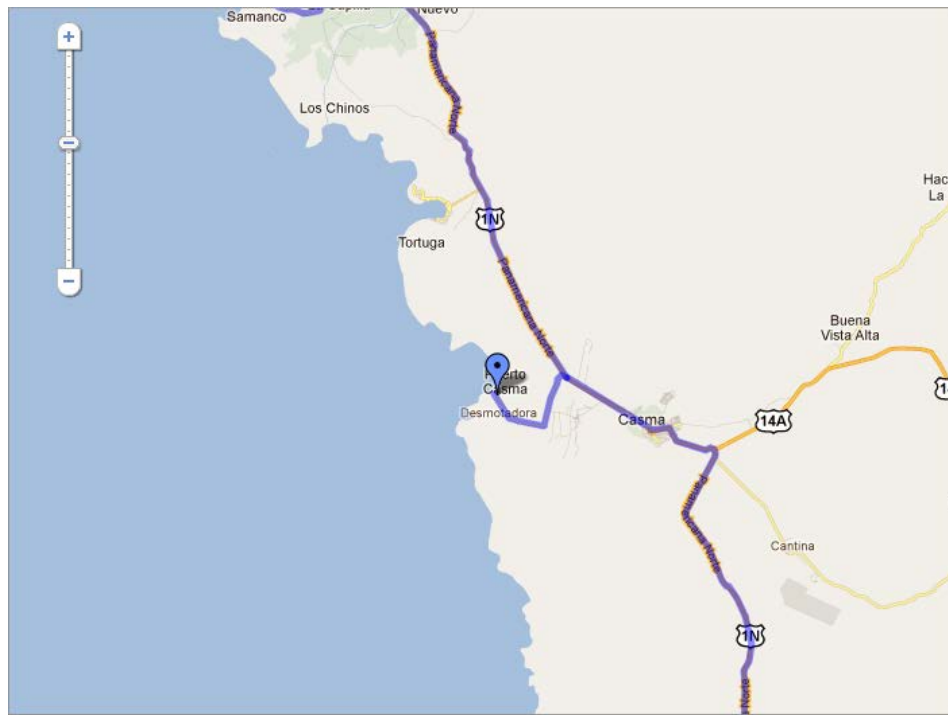
ANEXO 6

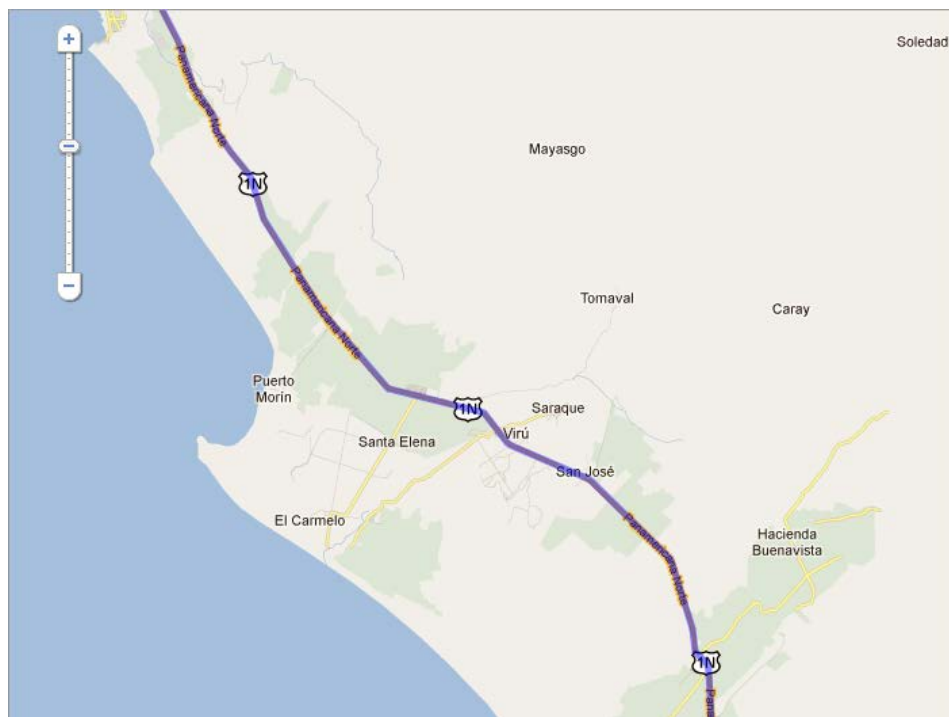
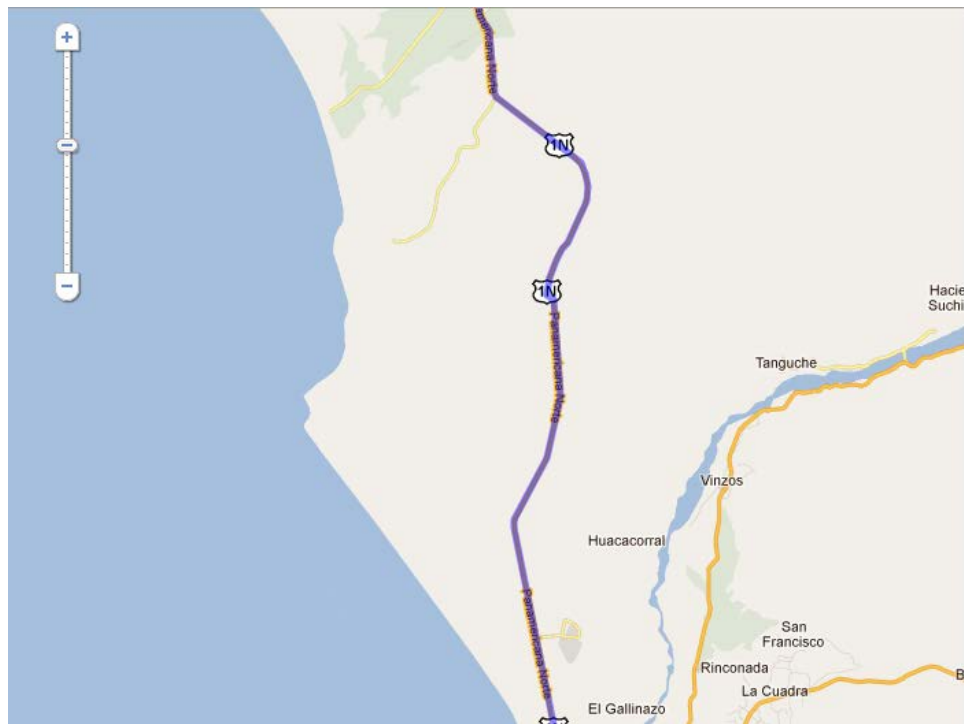


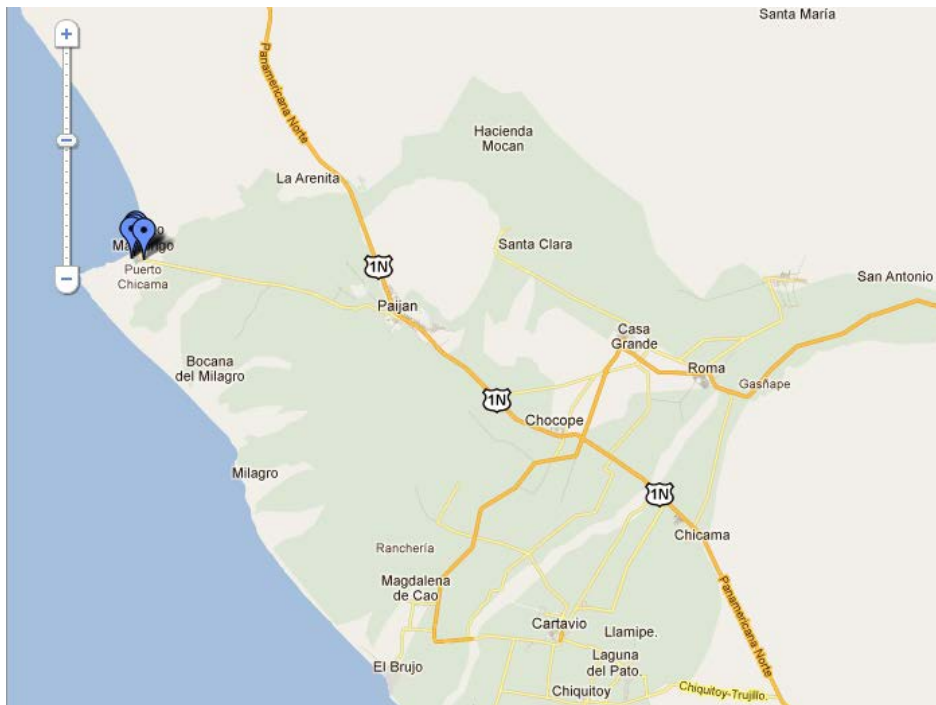
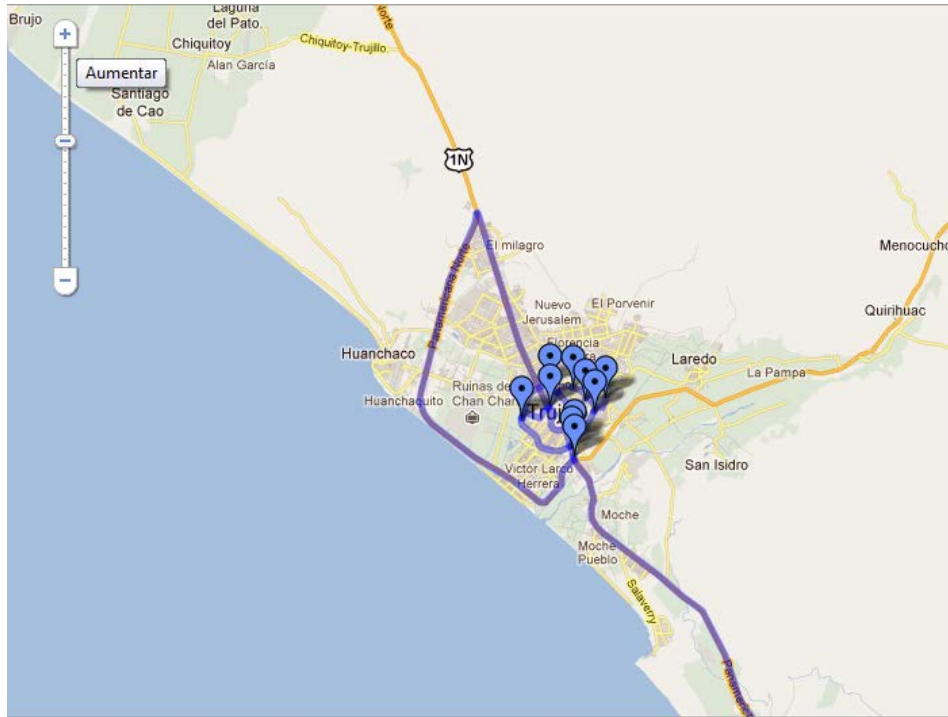


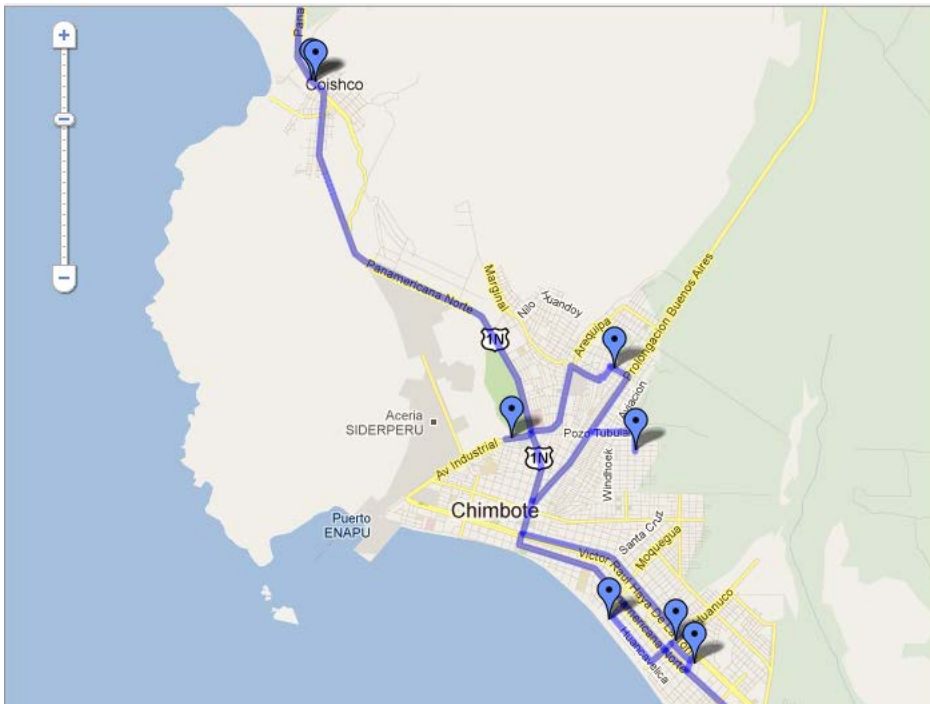
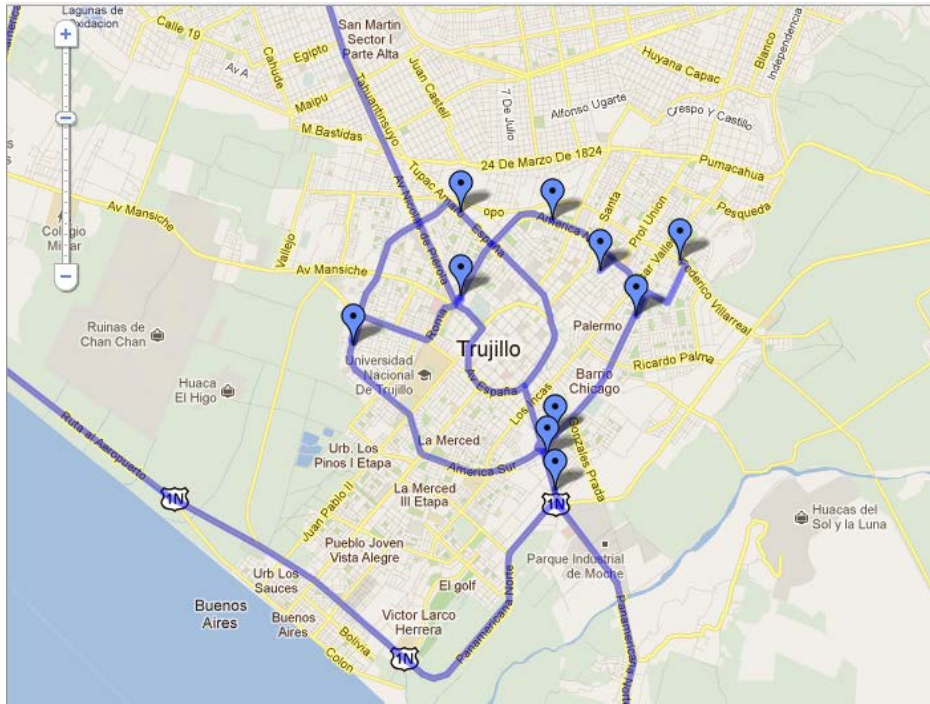












ANEXO 7

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	inf	104.75	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
2	104.75	inf	2.80	inf	2.84	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
3	inf	2.80	inf	0.58	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
4	inf	inf	0.58	inf	1.50	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
5	inf	2.84	inf	1.50	inf	6.00	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
6	inf	inf	inf	inf	6.00	inf	63.00	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
7	inf	inf	inf	inf	inf	63.00	inf	2.10	1.85	inf	11.30	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
8	inf	inf	inf	inf	inf	inf	2.10	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
9	inf	inf	inf	inf	inf	inf	1.85	inf	inf	1.20	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
10	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	1.20	inf	8.65	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
11	inf	inf	inf	inf	inf	inf	11.30	inf	inf	8.65	inf	7.35	5.70	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
12	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	7.35	inf	3.45	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
13	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	5.70	3.45	inf	27.30	inf	inf	inf	inf	inf	inf
14	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	27.30	inf	98.70	inf	inf	inf	inf	inf
15	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	98.70	inf	6.50	2.00	inf	inf	inf
16	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	6.50	inf	inf	inf	inf	inf
17	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	2.00	inf	inf	4.30	21.00	inf
18	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	4.30	inf	inf	inf
19	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	21.00	inf	inf	1.70
20	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	1.70
21	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	72.40
22	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
23	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
24	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
25	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf

25.60	inf	inf	15.72	6.70	22.72	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	15.72	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	6.70	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	22.72	inf	inf	inf	0.21	inf	0.38	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	0.21	inf	0.41	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf

41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf

46	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
47	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
48	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
49	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
50	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
51	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
52	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
53	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
54	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
55	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf

inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.41	inf	0.16	inf	inf	2.80	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.16	inf	1.12	0.88	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	1.12	inf	0.24	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.88	0.24	inf	1.92	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	2.80	inf	inf	1.92	inf	0.47	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.47	inf	1.30	inf	inf	1.00	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	1.30	inf	0.93	1.24	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.93	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	1.24	inf	inf	1.98	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	1.00	inf	inf	1.98	inf	0.37	6.50	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.37	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	6.50	inf	inf	2.43
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	2.43	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.80

inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
0.80	118.50	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	0.48	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	23.40	inf	inf
inf	0.48	inf	0.38	inf	inf	inf	inf	2.50	3.26	3.95	inf	inf	inf	inf
inf	inf	0.38	inf	2.10	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	2.10	inf	1.40	1.40	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	1.40	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	1.40	inf	inf	1.10	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	1.10	inf	1.13	inf	inf	inf	inf	inf	inf
inf	inf	2.50	inf	inf	inf	inf	1.13	inf	0.85	inf	0.62	inf	inf	inf
inf	inf	3.26	inf	inf	inf	inf	inf	0.85	inf	2.20	inf	1.40	inf	inf
inf	inf	3.95	inf	inf	inf	inf	inf	inf	2.20	inf	inf	2.15	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	0.62	inf	inf	inf	0.86	inf	inf
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	1.40	2.15	0.86	inf	11.70	inf
inf	23.40	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	11.70	inf	57.90
inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	inf	57.90	inf

ANEXO 8

Años 2011 y 2012:

Se pretende abastecer a las empresas identificadas con los nodos 3 y 14 con 6 cisternas para todas las operaciones. Ejecutando la rutina "proyecto1.m" tenemos la siguiente información:

```
>> [ruta, distancia]=proyecto1([1 3 14])
```

El volumen total a entregar en las plantas satélites es el 95% de la capacidad total de almacenamiento de las mismas:

$$300 * 0.95 = 285 \text{ m}^3 \text{ GNL.}$$

El volumen real entregado por cisterna según la Tabla N° 41, es 46.0275 m³ de GNL, por lo tanto el número de vehículos máximo que necesitamos para satisfacer la demanda de esta ruta es: 6.1920 vehículos

Tabla N° A8.1.-Número de cisternas para el año 2011 y 2012

N°nodo	Volumen asignado	N° cisternas asignadas
1	0.000000	0.000000
3	142.500000	3.095975
14	142.500000	3.095975

Fuente: Elaboración propia

La información obtenida sirve para diseñar rutas para las cisternas y que se abastezca por completo a los clientes.

De la tabla anterior dada por la rutina de matlab, para satisfacer la demanda de los clientes, despreciando la parte decimal que es pequeña y como sólo se cuenta con 6 cisternas para la distribución, se dispondrá de 3 cisternas para cada empresa

```
>> [ruta distancia]=dijkstra1(1,3,mc)
```

```
ruta =
```

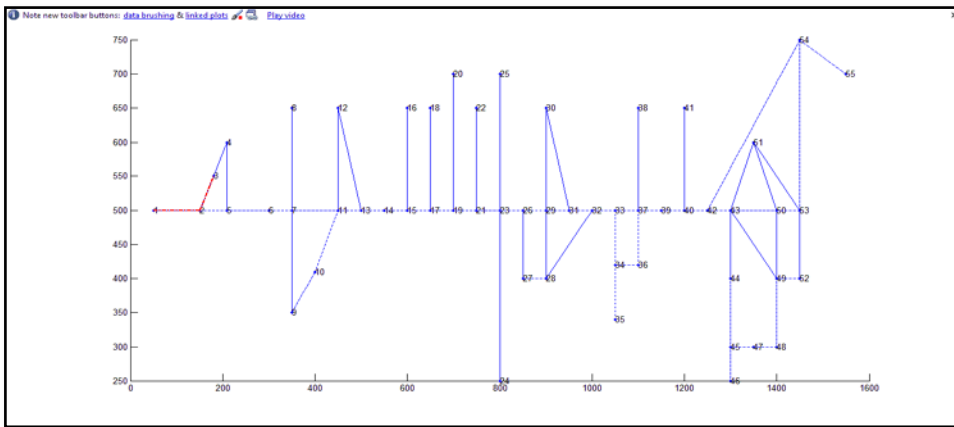
```
1 2 3
```

```
distancia =
```

```
107.5500 (en km y solo de ida)
```

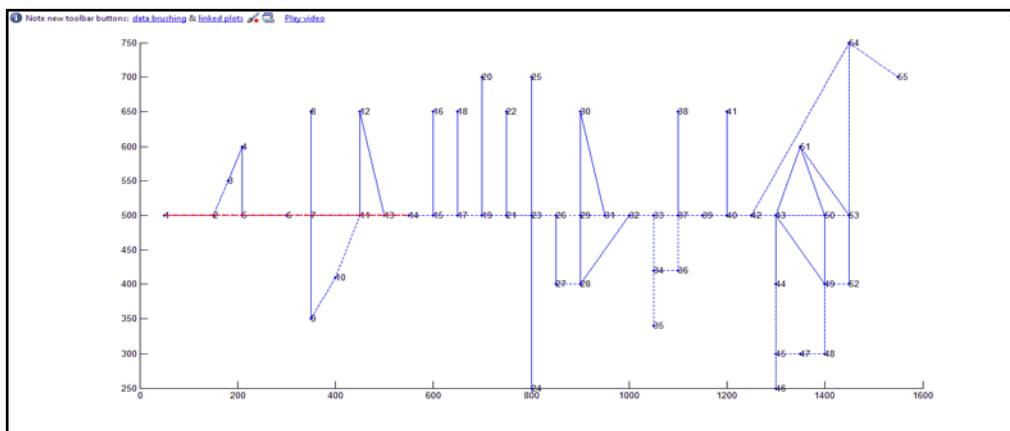
```
>> [ruta distancia]=dijkstra1(1,14,mc)
ruta =
    1    2    5    6    7   11   13   14
distancia =
220.8900          (en km y solo de ida)
```

Figura N°A.8.1-Ruta de abastecimiento al nodo 3 (Ida y vuelta)



Fuente: Elaboración propia

Figura N°A.8.2.-Ruta de abastecimiento al nodo 14 (Ida y vuelta)



Fuente: Elaboración propia

El costo de transporte para satisfacer la demanda de estas dos empresas será:

$$\text{Costo} = 0.649 * 3 * (107.55 * 2 + 220.89 * 2) = \$ 1,278.94$$

Años 2013 y 2014:

Se pretende abastecer a las empresas identificadas con los nodos 3, 6 y 14 con 7 cisternas para todas las operaciones. Ejecutando la rutina proyecto.m tenemos la siguiente información

>> [ruta distancia]=proyecto1([1 3 6 14])

El volumen total a entregar en las plantas satélites es el 95% de la capacidad total de almacenamiento de las mismas:

$$330 * 0.95 = 313.50 \text{ m}^3 \text{ GNL.}$$

El volumen real entregado por cisterna según la tabla N°40, es 46.0275 m³ de GNL, por lo tanto el número de vehículos máximo que necesitamos para satisfacer la demanda de esta ruta es: 6.8111 cisternas

Tabla N°A.8.2.-Número de cisternas para el año 2013 y 2014

N°nodo	Volumen	N° cisternas asignadas
1	0.000000	0.000000
3	142.500000	3.095975
6	28.500000	0.619195
14	142.500000	3.095975

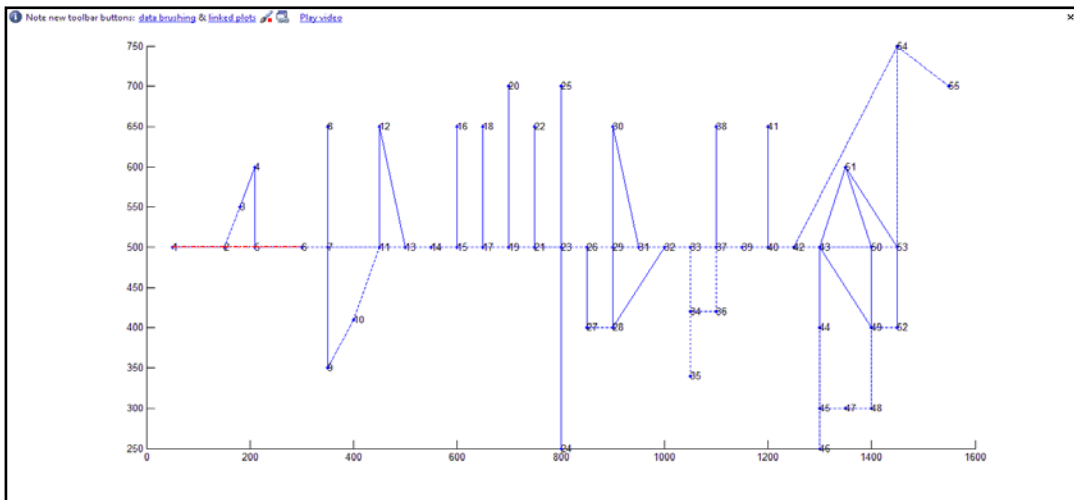
Fuente: Elaboración propia

Como 6 cisternas ya abastecen a los nodos 3 y 14, la última cisterna se encargará de abastecer al cliente adicional que está en el nodo 6. El volumen que requiere el nodo 6 es de 28.5 m³ de GNL y como la cisterna tiene una capacidad real de transporte de 46.0275 m³ de GNL, los 17.5 m³ restantes pueden ser distribuidos a los nodos 3 ó 14. Como el nodo 14 está a 107.3 km del nodo 6 se calculará el costo de dejar 4.42 m³ de GNL en el nodo 3 antes de regresar a Lurín.

```
>> [ruta distancia]=dijkstra1(1,6,mc)
ruta =
    1    2    5    6
distancia =
    113.5900      (en km y solo de ida)
```

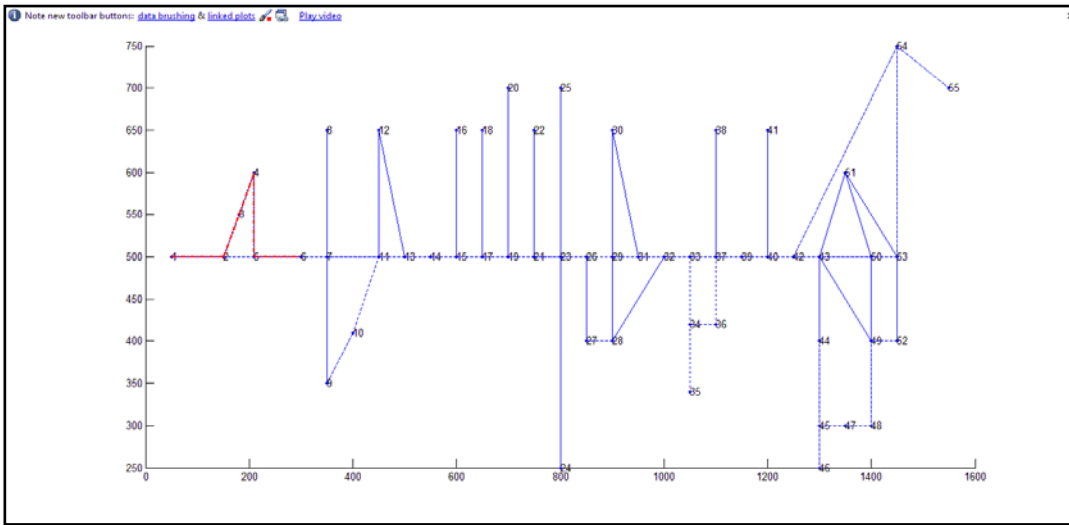
```
>> [ruta distancia]=proyecto1([6 3 1])
ruta =
    1    2    3    3    4    5    6
distancia =
    115.6300      (en km - regreso)
```

Figura N°A.8.3.-Ruta de abastecimiento de la tercera cisterna ida



Fuente: Elaboración propia

Figura N°A.8.4.-Ruta de abastecimiento de la tercera cisterna vuelta



Fuente: Elaboración propia

El costo de transporte para satisfacer la demanda de estos tres clientes será:

$$Costo = \$ 1278.94 + 0.649 \frac{\$}{km} * (113.59 + 115.63) km = \$1,427.71$$

Año 2015:

Se pretende abastecer a las empresas identificadas con los nodos 3, 6, 8, 9 y 14 con 8 cisternas para todas las operaciones. Ejecutando la rutina proyecto.m tenemos la siguiente información:

```
>> [ruta distancia]=proyecto1([1 3 6 8 9 14])
```

El volumen total a entregar en las plantas satélites es el 95% de la capacidad total de almacenamiento de las mismas:

$$390 * 0.95 = 370.50 \text{ m}^3 \text{ GNL.}$$

El volumen real entregado por cisterna según la tabla N° 40, es 46.0275 m³ de GNL, por lo tanto el número de vehículos máximo que necesitamos para satisfacer la demanda de esta ruta es: 8.0495 cisternas

Tabla N°A.8.3.-Número de cisternas para el año 2015

N° nodo	Volumen	N° cisternas asignadas
1	0.000000	0.000000
3	142.500000	3.095975
6	28.500000	0.619195
8	28.500000	0.619195
9	28.500000	0.619195
14	142.500000	3.095975

Fuente: Elaboración propia

Como 6 cisternas ya abastecen a los nodos 3 y 14, las dos últimas cisternas se encargarán de abastecer a las empresas adicionales ubicadas en los nodos 6, 8 y 9. El volumen que requiere cada uno de los nodos 6, 8 y 9 es de 28.5 m^3 de GNL y se cuenta con 2 cisternas de 46.0275 m^3 de capacidad real.

Las últimas dos cisternas realizarán las rutas:

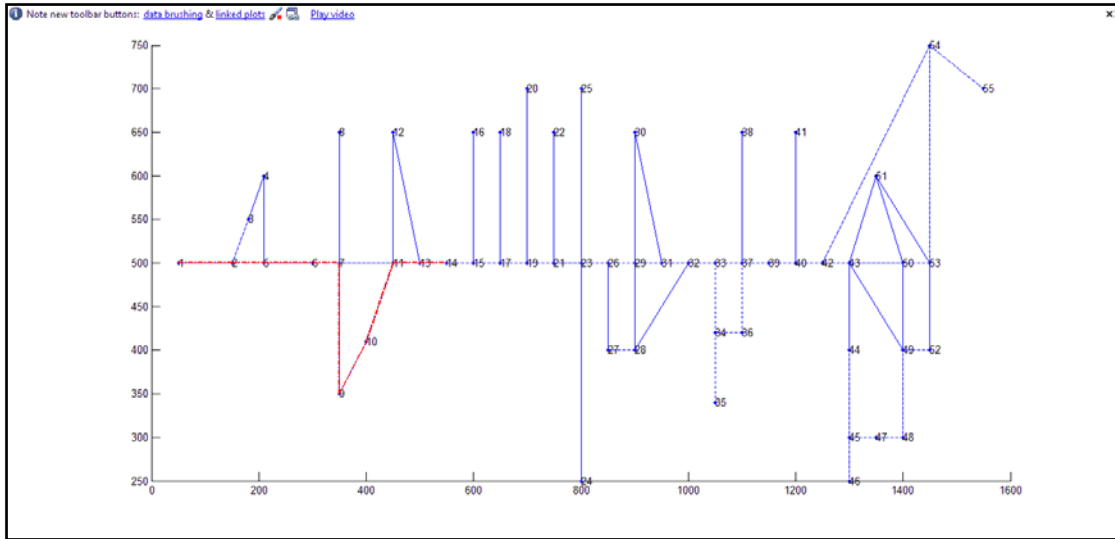
- **Cisterna 7:**

Esta cisterna descargará 11 m^3 en el nodo 6 (lo que faltaba abastecer), luego abastecerá por completo al nodo 9 (28.5 m^3) y finalmente, como el nodo 14 esta cercano, descargará los 4.42 m^3 que no abasteció las 6 primeras cisternas.

```
>> [ruta distancia]=proyecto1([1 6 9 14])
ruta =
    1    2    5    6    6    7    9    9   10   11   13   14
distancia =
    221.2900 (en km y solo de ida)
```

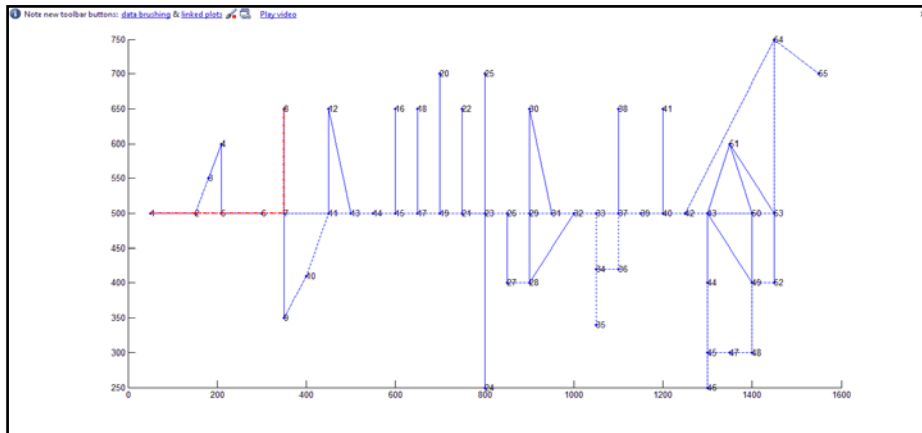
```
>> [ruta distancia]=dijkstra1(14,1,mc)
ruta =
    14   13   11    7    6    5    2    1
distancia =
    220.8900 (en km - regreso)
```

Figura N°A.8.5.-Ruta de abastecimiento de la cisterna en la ida



Fuente: Elaboración propia

Figura N^oA.8.6.-Ruta de abastecimiento de la cisterna en la vuelta



Fuente: Elaboración propia

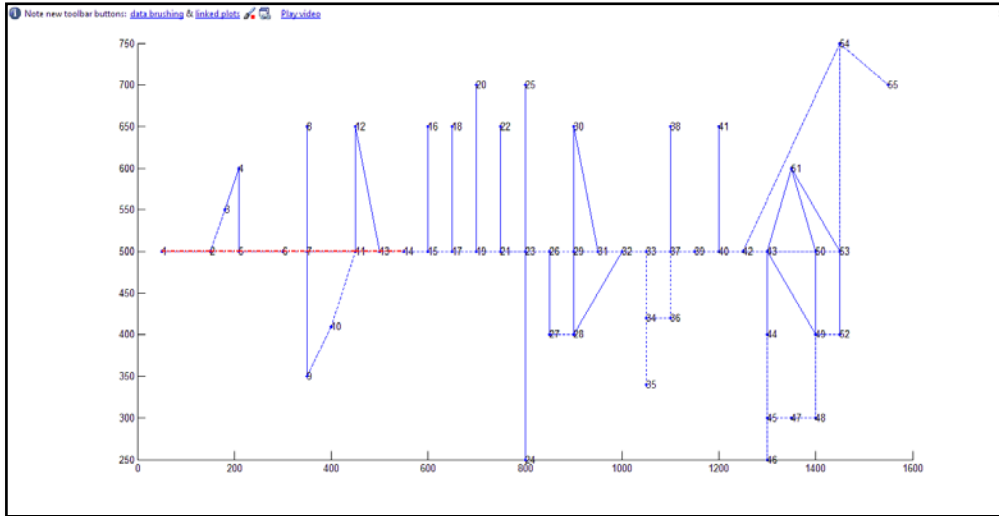
- **Cisterna 8:**

Esta cisterna descargara 17.5 m^3 en el nodo 6 (lo que faltaba abastecer), luego abastecerá por completo al nodo 8 (28.5 m^3).

>> [ruta distancia]=proyecto1([1 6 8])
 ruta =

1 2 5 6 6 7 8
 distancia =
 178.6900 (en km – Ida y vuelta será lo mismo)

Figura NºA.8.7.-Ruta de abastecimiento de la cisterna en la ida y vuelta



Fuente: Elaboración propia

El costo de transporte para satisfacer la demanda de estos cinco clientes será:

$$\text{Costo} = \$ 1278.94 + 0.649 \frac{\$}{\text{km}} * (221.29 + 220.89 + 178.69 * 2) \text{km} = \$ 1,797.86$$

Año 2016:

Se pretende abastecer a los clientes identificados con los nodos 3, 6, 8, 9, 10, 13 y 14 con 9 cisternas para todas las operaciones. Ejecutando la rutina proyecto.m tenemos la siguiente información

```
>> [ruta distancia]=proyecto1([1 3 6 8 9 10 13 14])
```

El volumen total a entregar en las plantas satélites es el 95% de la capacidad total de almacenamiento de las mismas:

$$450 * 0.95 = 427.5000 \text{ m}^3 \text{ GNL.}$$

El volumen real entregado por cisterna según la tabla N°40, es 46.0275 m³ de GNL, por lo tanto el número de vehículos máximo que necesitamos para satisfacer la demanda de esta ruta es: 9.2879 cisternas

Tabla N°A.8.4.-Número de cisternas para el año 2016

N°nodo	Volumen	N°cisternas asignadas
1	0.000000	0.000000
3	142.500000	3.095975
6	28.500000	0.619195
8	28.500000	0.619195
9	28.500000	0.619195
10	28.500000	0.619195
13	28.500000	0.619195
14	142.500000	3.095975

Fuente: Elaboración propia

Como 6 cisternas ya abastecen a los nodos 3 y 14, las tres últimas cisternas se encargarán de abastecer a las empresas adicionales ubicadas en los nodos 6, 8, 9, 10 y 13. El volumen que requiere cada uno de los nodos 6, 8, 9, 10 y 13 es de 28.5 m³ de GNL y se cuenta con 3 cisternas de 46.0275 m³ de capacidad real. La séptima cisterna hará el mismo recorrido que la cisterna 8 del año 2015.

Las últimas dos cisternas realizarán las siguientes rutas:

- **Cisterna 8:**

Esta cisterna descargará con 11 m³ de GNL al nodo 6, abastecerá por completo al nodo 9 (28.5 m³) y al nodo 13 con lo restante 6.5 m³ de GNL.

>> [ruta distancia]=proyecto1([1 6 9 13])

```
ruta =  
  1  2  5  6  6  7  9  9  10  11  13  
distancia =  
 193.9900 (en km-ida)
```

```
>> [ruta distancia]=dijkstra1(13,1,mc)  
ruta =  
 13 11  7  6  5  2  1  
distancia =  
 193.5900 (en km-regreso)
```

- **Cisterna 9:**

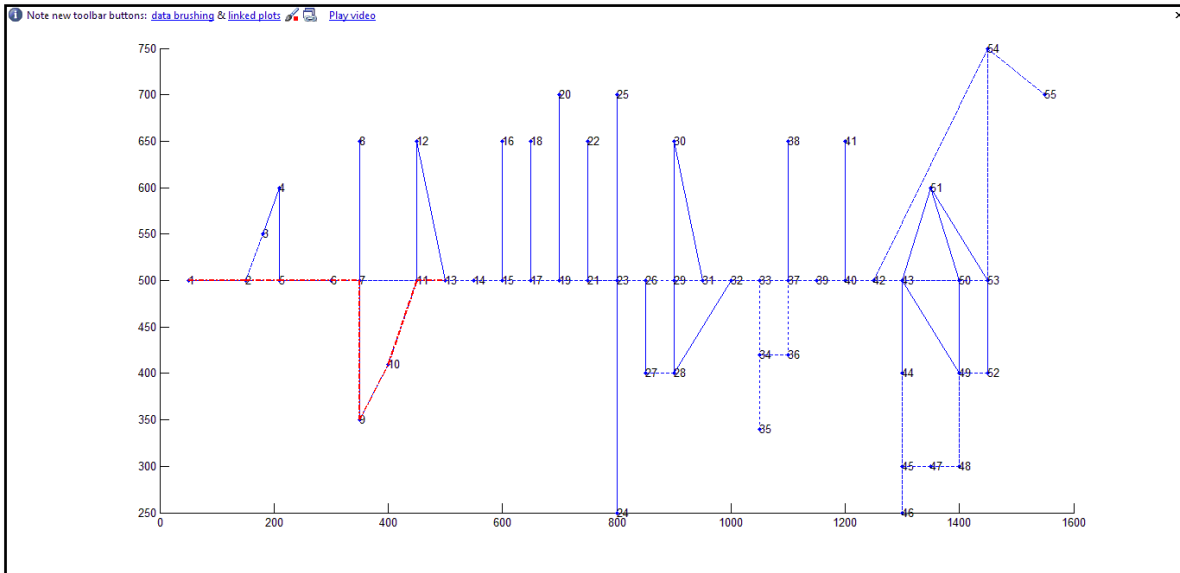
Esta cisterna abastecerá por completo al nodo 10 ($28.5 m^3$ de GNL) y al nodo 13 con lo restante, $17.5 m^3$ de GNL.

```
>> [ruta distancia]=proyecto1([1 6 9 13])  
ruta =  
  1  2  5  6  6  7  9  9  10  11  13  
distancia =  
 193.9900 (en km-ida)
```

```
>> [ruta distancia]=dijkstra1(13,1,mc)  
ruta =  
 13 11  7  6  5  2  1  
distancia =  
 193.5900 (en km-regreso)
```

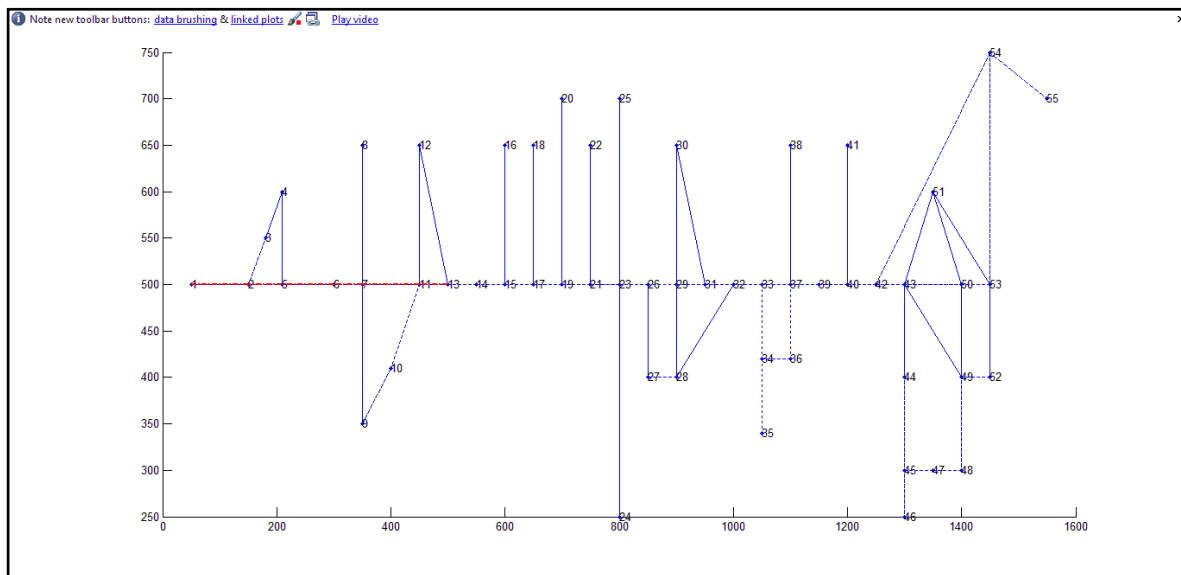
Las rutas de las cisternas 8 y 9 son idénticas.

Figura NºA.8.8.-Ruta de abastecimiento de la cisterna en la ida



Fuente: Elaboración propia

Figura NºA.8.9.-Ruta de abastecimiento de la cisterna en la vuelta



Fuente: Elaboración propia

El costo de transporte para satisfacer la demanda de estos siete clientes será:

$$\begin{aligned} \text{Costo} &= \$ 1278.94 + 0.649 \frac{\$}{\text{km}} * (178.69 * 2 + 2 * (193.99 + 193.59)\text{km}) \\ &= \$ 2,013.96 \end{aligned}$$

Año 2017:

Se pretende abastecer a las empresas identificadas con los nodos 3, 6, 8, 9, 10, 13, 14 y 27 con 10 cisternas para todas las operaciones. Ejecutando la rutina proyecto.m tenemos la siguiente información

>> [ruta distancia]=proyecto1([1 3 6 8 9 10 13 14 27])

El volumen total a entregar en las plantas satélites es el 95% de la capacidad total de almacenamiento de las mismas:

$$480 * 0.95 = 456 \text{ m}^3 \text{ GNL.}$$

El volumen real entregado por cisterna según la tabla N °40, es 46.0275 m³ de GNL, por lo tanto el número de vehículos máximo que necesitamos para satisfacer la demanda de esta ruta es: 9.9071 cisternas

Tabla N°A.8.5.-Número de cisternas para el año 2017

N°nodo	Volumen	N°cisternas asignadas
1	0.000000	0.000000
3	142.500000	3.095975
6	28.500000	0.619195
8	28.500000	0.619195
9	28.500000	0.619195
10	28.500000	0.619195
13	28.500000	0.619195
14	142.500000	3.095975
27	28.500000	0.619195

Fuente: Elaboración propia

En este caso las nueve cisternas hacen el mismo recorrido que en el año 2016. La última cisterna abastece con 4.5 m³ de GNL al nodo 13, con 4.2 m³ de GNL al nodo 14 y abastece por completo al nodo 27 (28.5 m³ de GNL).

```
>> [ruta distancia]=proyecto1([1 13 14 27])
```

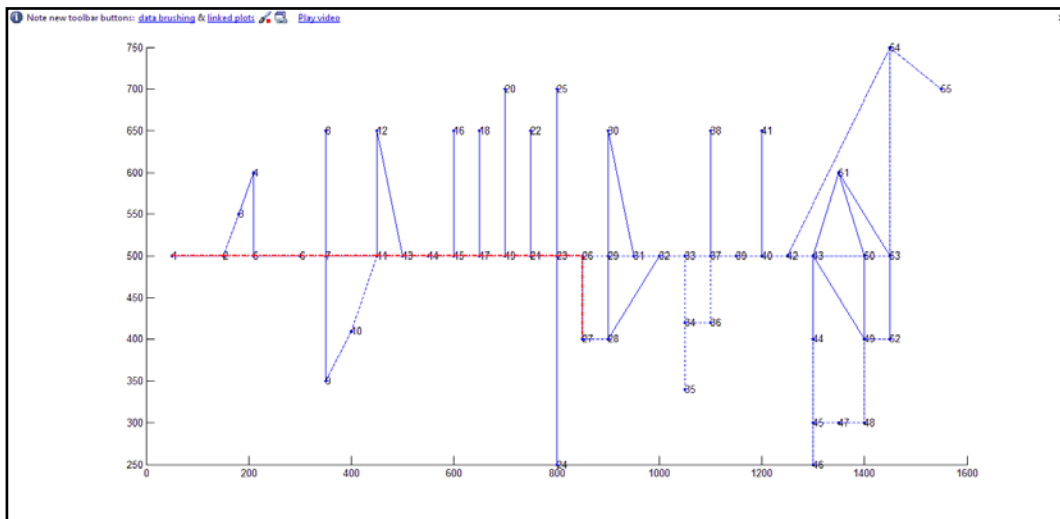
ruta =

```
1 2 5 6 7 11 13 13 14 14 15 17 19 21 23 26 27
```

distancia =

463.5200 (en km – ida y vuelta)

Figura N°A.8.10.-Ruta de abastecimiento de la cisterna en la vuelta



Fuente: Elaboración propia

El costo de transporte para satisfacer la demanda de estas ocho empresas será:

$$Costo = \$ 2,013.96 + 0.649 \frac{\$}{Km} * (2 * 463.52) Km = \$ 2,615.61$$

Año 2018:

Se pretende abastecer a las empresas identificadas con los nodos 3, 6, 8, 9, 10, 13, 14, 27, 28 y 35 con 11 cisternas para todas las operaciones. Ejecutando la rutina proyecto.m tenemos la siguiente información:

```
>> [ruta distancia]=proyecto1 ([1 3 6 8 9 10 13 14 27 28 35])
```

El volumen total a entregar en las plantas satélites es el 95% de la capacidad total de almacenamiento de las mismas:

$$480 * 0.95 = 540 \text{ m}^3 \text{ GNL.}$$

El volumen real entregado por cisterna según la tabla N° 40, es 46.0275 m³ de GNL, por lo tanto el número de vehículos máximo que necesitamos para satisfacer la demanda de esta ruta es: 11.1455 cisternas

Tabla N°A.8.6.-Número de cisternas para el año 2018

N°nodo	Volumen	N°cisterna asignada
1	0.000000	0.000000
3	142.500000	3.095975
6	28.500000	0.619195
8	28.500000	0.619195
9	28.500000	0.619195
10	28.500000	0.619195
13	28.500000	0.619195
14	142.500000	3.095975
27	28.500000	0.619195
28	28.500000	0.619195
35	28.500000	0.619195

Fuente: Elaboración propia

En este caso nueve cisternas hacen el mismo recorrido que el año 2016. La cisterna número diez hace el mismo recorrido que la última cisterna del año 2017, pero antes de regresar al nodo 1 se dirige al nodo 28 para descargar 8.8 m³ de GNL que le sobraban.

>> [ruta distancia]=proyecto1([1 13 14 27 28])
 ruta =

```

1 2 5 6 7 11 13 13 14 14 15 17 19 21 23 26 27
27 28

```

```

distancia =
463.9300 (en km - ida)

```

```

>> [ruta distancia]=dijkstra1(28,1,mc)

```

```

ruta =
28 27 26 23 21 19 17 15 14 13 11 7 6 5 2 1
distancia =

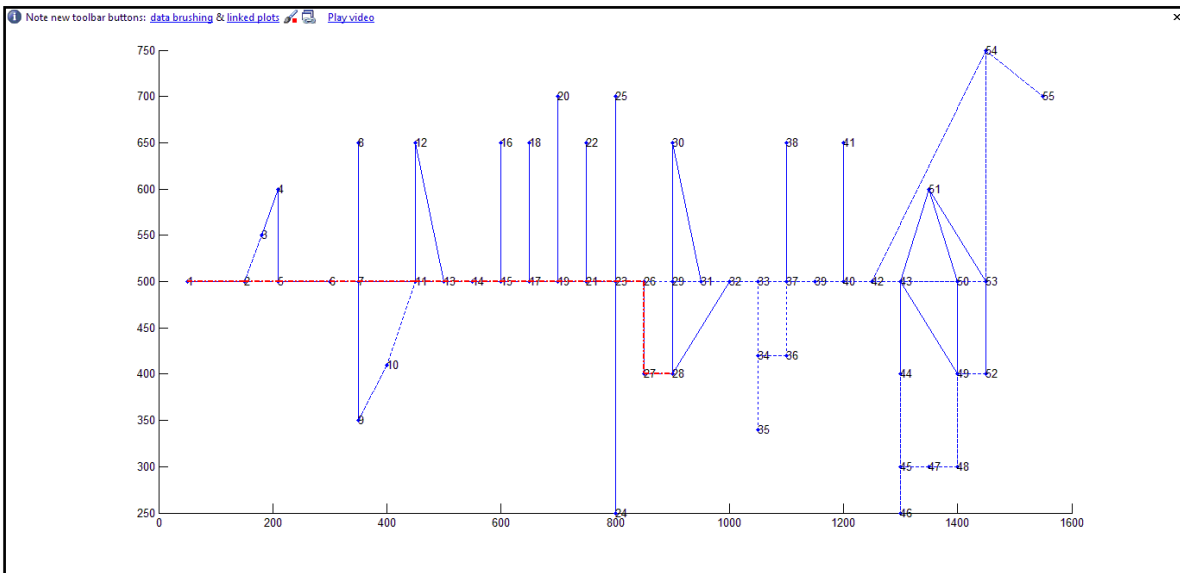
```

```

463.9300 (en km - regreso)

```

Figura N°A.8.11.-Ruta de abastecimiento de la cisterna en la ida y vuelta



Fuente: Elaboración propia

La cisterna número once, abastecerá 19.7 m^3 de GNL que le falta al nodo 28, y 26.5 m^3 de GNL en el nodo 35.

```

>> [ruta distancia]=proyecto1([1 28 35])

```

```

ruta =
1 2 5 6 7 11 13 14 15 17 19 21 23 26 29 28 28
32 33 34 35

```

```

distancia =
469.3500 (en km - ida)

```


>> [ruta distancia]=dijkstra1(35,1,mc)

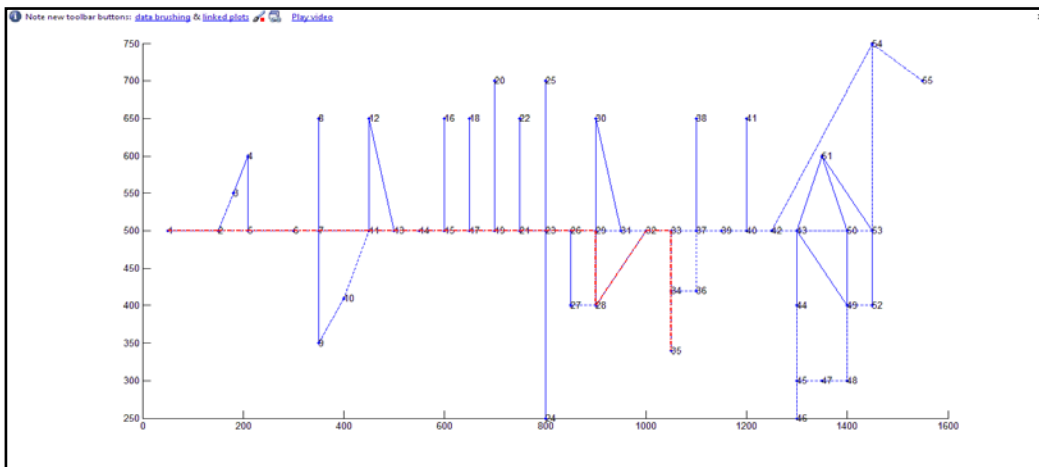
ruta =

35 34 33 32 28 27 26 23 21 19 17 15 14 13 11 7
6 5 2 1

distancia =

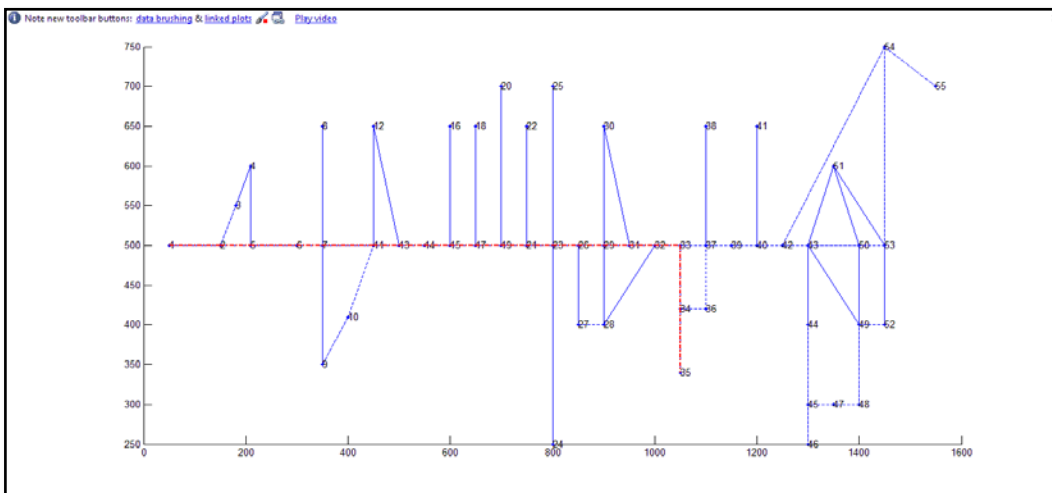
469.1900 (en km - regreso)

Figura N°A.8.12.-Ruta de abastecimiento de la cisterna en la ida



Fuente: Elaboración propia

Figura N°A.8.13.-Ruta de abastecimiento de la cisterna en la vuelta



Fuente: Elaboración propia

El costo de transporte para satisfacer la demanda de estos 11 clientes será:

$$\text{Costo} = \$2,013.96 + 0.649 \frac{\$}{\text{Km}} * (2 * 463.93 + 469.35 + 469.19) \text{km} = \$3,225.26$$

Año 2019:

Se pretende abastecer a las empresas identificadas con los nodos 3 6 8 9 10 13 14 27 28 35 38 y 42 con 12 cisternas para todas las operaciones. Ejecutando la rutina proyecto.m tenemos la siguiente información

>> [ruta distancia]=proyecto1([1 3 6 8 9 10 13 14 27 28 35 38 42])

El volumen total a entregar en las plantas satélites es el 95% de la capacidad total de almacenamiento de las mismas:

$$600 * 0.95 = 570 \text{ m}^3 \text{ GNL.}$$

El volumen real entregado por cisterna según la tabla N° 40, es 46.0275 m³ de GNL, por lo tanto el número de vehículos máximo que necesitamos para satisfacer la demanda de esta ruta es: 12.3839 cisternas

Tabla N°A.8.7.-Número de cisternas para el año 2019

N°nodo	Volumen	N°cisterna asignada
1	0.000000	0.000000
3	142.500000	3.095975
6	28.500000	0.619195
8	28.500000	0.619195
9	28.500000	0.619195
10	28.500000	0.619195
13	28.500000	0.619195
14	142.500000	3.095975
27	28.500000	0.619195
28	28.500000	0.619195
35	28.500000	0.619195
38	28.500000	0.619195
42	28.500000	0.619195

Fuente: Elaboración propia

En este caso 11 cisternas hacen el mismo recorrido que el año 2018. La cisterna número 12 abastecerá equitativamente a los nodos 38 y 42, es decir 23 m^3 de GNL a cada una.

>> [ruta distancia]=proyecto1([1 38 42])

ruta =

1 2 5 6 7 11 13 14 15 17 19 21 23 26 29 31 32
33 37 38 37 39 40 42

distancia =

596.1300 (en km - ida)

>> [ruta distancia]=dijkstra1(1,42,mc)

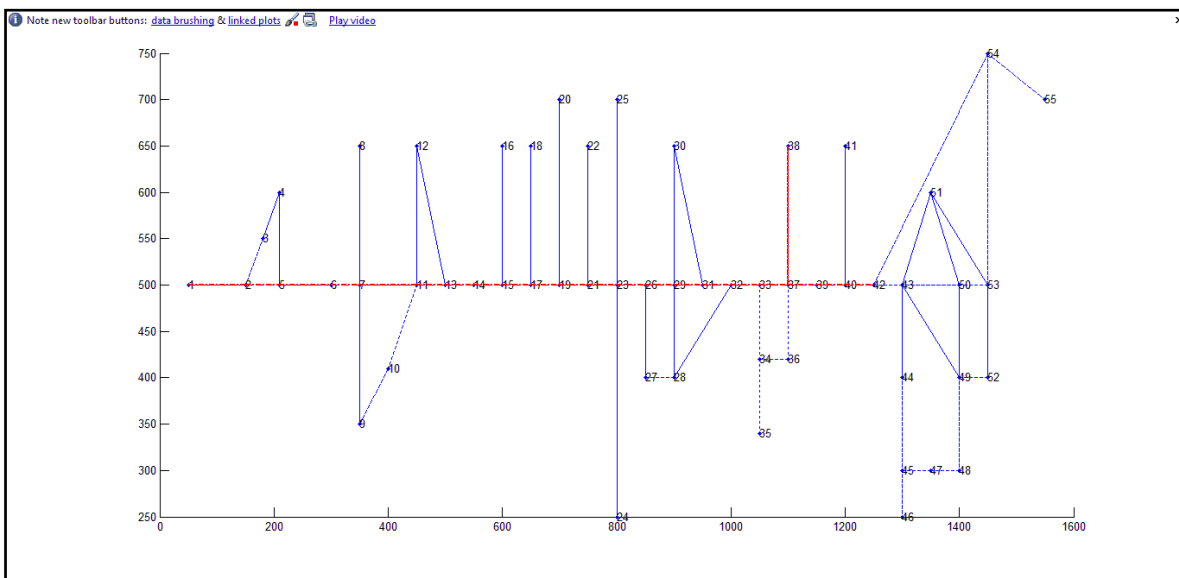
ruta =

42 40 39 37 33 32 31 29 26 23 21 19 17 15 14 13
11 7 6 5 2 1

distancia =

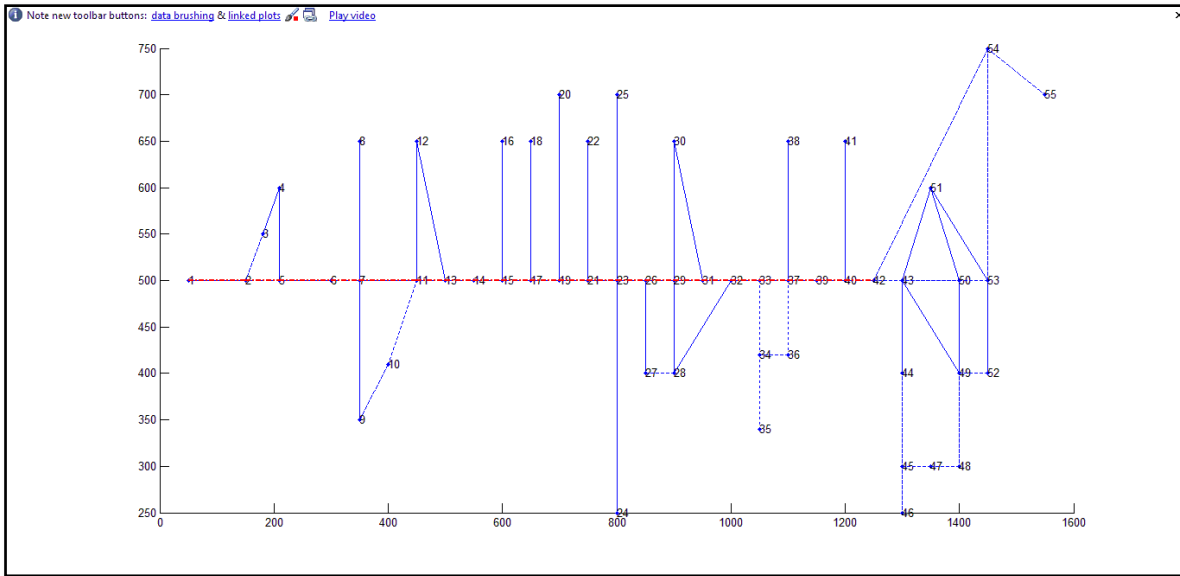
595.3900 (en km - regreso)

Figura N°A.8.14.- Ruta de abastecimiento de la cisterna en la ida



Fuente: Elaboración propia

Figura N°A.8.15.- Ruta de abastecimiento de la cisterna en la vuelta



Fuente: Elaboración propia

El costo de transporte para satisfacer la demanda de estos 12 clientes será:

$$Costo = \$ 3,225.26 + 0.649 \frac{\$}{Km} * (596.13 + 595.39) km = \$ 3,998.55$$

Año 2020:

Se pretende abastecer a las empresas identificadas con los nodos 3 6 8 9 10 13 14 27 28 35 38 42 y 43 con 13 cisternas para todas las operaciones. Ejecutando la rutina proyecto.m tenemos la siguiente información

>> [ruta distancia]=proyecto1 ([1 3 6 8 9 10 13 14 27 28 35 38 42 43])

El volumen total a entregar en las plantas satélites es el 95% de la capacidad total de almacenamiento de las mismas:

$$630 * 0.95 = 598.5 \text{ m}^3 \text{ GNL.}$$

El volumen real entregado por cisterna según la tabla N°40, es 46.0275 m³ de GNL, por lo tanto el número de vehículos máximo que necesitamos para satisfacer la demanda de esta ruta es: 13.0031 cisternas

Tabla N°A.8.8.-Número de cisternas para el año 2020

N°nodo	Volumen	N°cisterna asignada
1	0.000000	0.000000
3	142.500000	3.095975
6	28.500000	0.619195
8	28.500000	0.619195
9	28.500000	0.619195
10	28.500000	0.619195
13	28.500000	0.619195
14	142.500000	3.095975
27	28.500000	0.619195
28	28.500000	0.619195
35	28.500000	0.619195
38	28.500000	0.619195
42	28.500000	0.619195
43	28.500000	0.619195

Fuente: Elaboración propia

En este caso 12 cisternas hacen el mismo recorrido que el año 2019. La cisterna número 13 abastecerá de 5.5 m^3 de GNL al nodo 38, de 5.5 m^3 de GNL al nodo 42, 6.5 m^3 de GNL entre los nodos 3 y 35 y finalmente de 28.5 m^3 de GNL al nodo 43.

>> [ruta distancia]=proyecto1([1 3 35 38 42 43])
 ruta =

Columns 1 through 27

1 2 3 3 4 5 6 7 11 13 14 15 17 19 21 23 26
29 31 32 33 34 35 35 34 33 37

Columns 28 through 35

38 38 37 39 40 42 42 43

distancia =

603.1100 (en km - ida)

>> [ruta distancia]=dijkstra1(1,43,mc)

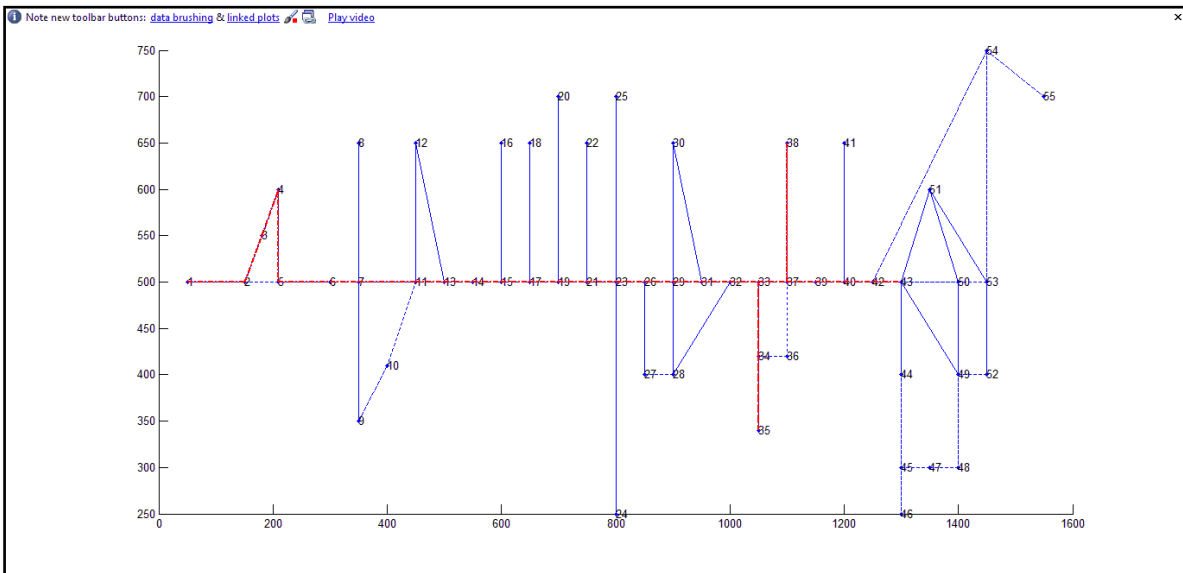
ruta =

1 2 5 6 7 11 13 14 15 17 19 21 23 26 29 31 32
33 37 39 40 42 43

distancia =

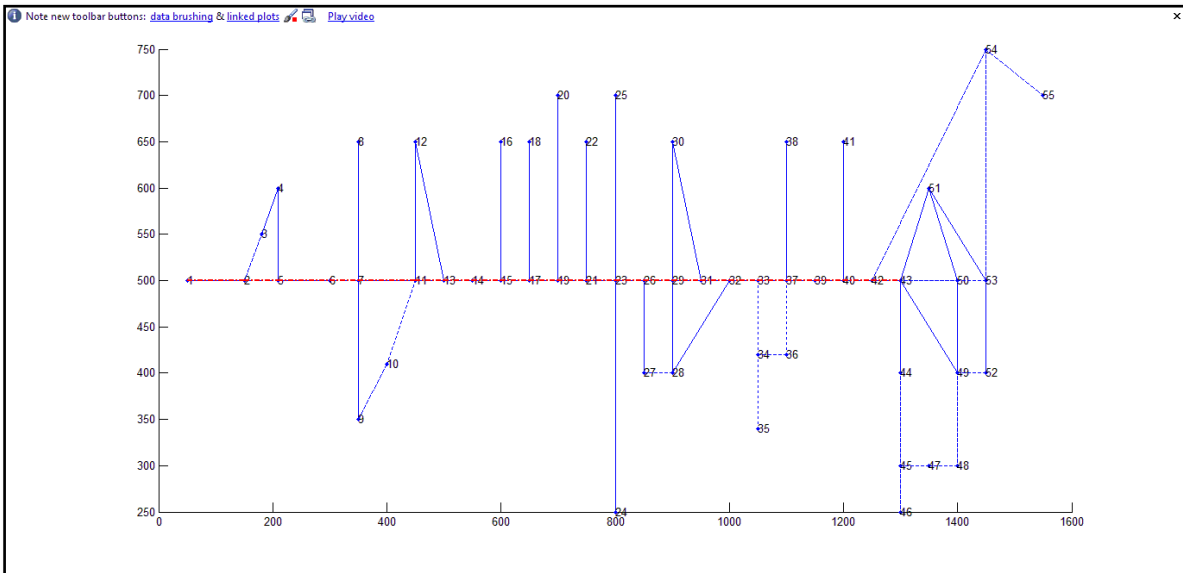
595.8700 (en km - regreso)

Figura N°A.8.16.- Ruta de abastecimiento de la cisterna en la ida



Fuente: Elaboración propia

Figura N°A.8.17.- Ruta de abastecimiento de la cisterna en la vuelta



Fuente: Elaboración propia

El costo de transporte para satisfacer la demanda de estos 13 clientes será:

$$Costo = \$ 3,998.55 + 0.649 \frac{\$}{km} * (603.11 + 595.87)km = \$ 4,776.69$$

Del análisis de la ruta mínima en cada año se tiene los costos variables por transporte proyectada al 2020.

Programas utilizados en la simulación de las rutas de costo mínimo.

```
function [ruta,distan]=proyecto1(nod_vist)
% mc : matriz de costo
% nod_vist : vector  nodos a visitar en el paseo
% vol_dist : vector volumen total a distribuir en el paseo

% volum : Es una matriz con los siguientes datos: La primera fila
representa los volúmenes de las plantas
% satelites instaladas en cada empresa, la segunda fila representa la
% demanda real de cada cliente

%Observacion: Como los nodos 39 y 55 tienen varias empresas, solo que
fueron agrupadas
%en un mismo nodo por su cercanía, la entrada 55 del vector volum
variara dependiendo del caso en estudio
```



```
volum=[0 0 150 200 0 30 0 30 30 30 0 200 30 150 0 150 0 200 0 150 0 150 0
200 150 0 30 30 0 150 0 0 0 0 30 200 0 30 150 0 150 30 30 30 30 30 30
0 30 30 30 0 0 150;
    0 0 51 106 0 10 0 10 10 10 0 95 10 71 0 61 0 94 0 60 0 65 0
95 65 0 10 10 0 57 0 0 0 0 10 79 0 10 64 0 62 10 10 10 10 10 10 0
10 10 10 0 0 72];
```

```
v=sort(nod_vist);
k=length(v);
```

```
vol_com=0;
for i=1:k
    vol_com=vol_com + volum(1,nod_vist(i));
end
```

```
disp('El volumen total a distribuir considerando que las plantas
satelites se llenan al 95% es:')
disp(vol_com*0.95)
```

```
pause
```

```
disp('Como se debe considerar 5% de vaporizacion de GNL en el traslado,
el volumen total que se debe llevar a las empresas será:')
disp(vol_com)
```

```
pause
```

```
disp('Como el volumen de las cisternas es 51 m3 de GNL, y estas se llenan
al 95% para el traslado, el numero de vehiculos maximo que necesitamos
para satisfacer la demanda de esta ruta es :')
disp(vol_com/(51*0.95))
```

```
fprintf('\n N°nodo Volumen N°veh asignado');
for i=1:k
    fprintf('\n%2.0f%10.6f%10.6f\n', v(i) , volum(1,v(i))*0.95 ,
volum(1,v(i))/ (51*0.95));
end
```

```
pause
```

```
pause
```

```
figure(1);
clf;
hold on;
```

```

netXloc = [50 150 180 210 210 300 350 350 350 400 450 450 500 550 600 600
650 650 700 700 750 750 800 800 800 850 850 900 900 900 950 1000 1050
1050 1050 1100 1100 1100 1150 1200 1200 1250 1300 1300 1300 1300 1350
1400 1400 1400 1350 1450 1450 1450 1550];
netYloc = [500 500 550 600 500 500 500 650 350 410 500 650 500 500 500 650
500 650 500 700 500 650 500 250 700 500 400 400 500 650 500 500 500
420 340 420 500 650 500 500 650 500 500 400 300 250 300 300
400 500 600 400 500 750 700];

```

```
mc
```

```

nodeNodes = size(mc,1);
for i = 1:nodeNodes
plot(netXloc(i), netYloc(i), '.');
text(netXloc(i), netYloc(i), num2str(i));
for j = 1:nodeNodes
if mc(i,j) ~= 0
matrix(i,j)=mc(i,j); % establecemos un nodo
line([netXloc(i) netXloc(j)], [netYloc(i) netYloc(j)], 'LineStyle', ':');
else
matrix(i, j) = inf;

end;
end;
end;

```

```
% Calculando la trayectoria menos costosa
```

```

if k>1
ruta2=[];
costo2=0;

for i=1:k-1
[path, cost]=dijkstra(v(i),v(i+1),matrix);
if length(path) ~= 0
for i = 1:(length(path)-1)
line([netXloc(path(i)) netXloc(path(i+1))], [netYloc(path(i))
netYloc(path(i+1))], 'Color','r','LineWidth', 2.20, 'LineStyle', '-.');
end;
end;

ruta2=[ruta2 path];
costo2=costo2+cost;
end

ruta=ruta2;
distan=costo2;
else [ruta, distan]=dijkstra(1,v(1),matrix);
if length(ruta) ~= 0
for i = 1:(length(ruta)-1)
line([netXloc(ruta(i)) netXloc(ruta(i+1))], [netYloc(ruta(i))
netYloc(ruta(i+1))], 'Color','r','LineWidth', 2.20, 'LineStyle', '-.');
end;

```

```

end

holdoff;

end

function [r_path, r_cost] = dijkstral(pathS, pathE, transmat)

% [path, cost]= dijkstra(pathStart, pathEnd, transMatrix)
%
% PARAMETROS:
%   pathS : nodo de inicio
%   pathE : nodo final
% transmat: la matriz de costos o matriz de transicion
%
% Recuerde que la matriz de costos es una matriz cuadrada

if ( size(transmat,1) ~= size(transmat,2) )
error( 'detect_cycles:Dijkstra_SC', ...
'La matriz de transicion no es cuadrada' );
end

nodeNode = size(transmat, 1);

for i = 1:nodeNode
parent(i) = 0;
distance(i) = Inf;
end

queue = [];

% comenzando del nodo pathS

for i=1:nodeNode
if transmat(pathS, i)~=Inf
distance(i) = transmat(pathS, i);
parent(i)    = pathS;
queue       = [queue i];
end
end

%
while length(queue) ~= 0

hopS = queue(1);
queue = queue(2:end);

```

```

for hopE = 1:nodeNode
if distance(hopE) > distance(hopS) + transmat(hopS,hopE)
distance(hopE) = distance(hopS) + transmat(hopS,hopE);
parent(hopE) = hopS;
queue = [queue hopE];
end
end

end

%
r_path = [pathE];
i = parent(pathE);

while i~=pathS && i~=0
r_path = [i r_path];
i = parent(i);
end

if i==pathS
r_path = [i r_path];
else
r_path = []
end

r_cost = distance(pathE);

figure(1);
clf;
hold on;

netXloc = [50 150 180 210 210 300 350 350 350 400 450 450 500 550 600 600
650 650 700 700 750 750 800 800 800 850 850 900 900 900 950 1000 1050
1050 1050 1100 1100 1100 1150 1200 1200 1250 1300 1300 1300 1300 1350
1400 1400 1400 1350 1450 1450 1450 1550];
netYloc = [500 500 550 600 500 500 500 650 350 410 500 650 500 500 500 650
500 650 500 700 500 650 500 250 700 500 400 400 500 650 500 500 500
420 340 420 500 650 500 500 650 500 500 400 300 250 300 300
400 500 600 400 500 750 700];

for i = 1:nodeNode
plot(netXloc(i), netYloc(i), '.');
text(netXloc(i), netYloc(i), num2str(i));
for j = 1:nodeNode
if transmat(i,j) ~= inf
%matrix(i,j)=mc(i,j); % establecemos un nodo
line([netXloc(i) netXloc(j)], [netYloc(i) netYloc(j)], 'LineStyle', ':');
else
%matrix(i, j) = inf;

```

```
end;
end;
end;

if length(r_path) ~= 0
for i = 1:(length(r_path)-1)
    line([netXloc(r_path(i)) netXloc(r_path(i+1))],
[netYloc(r_path(i)) netYloc(r_path(i+1))], 'Color','r','LineWidth', 2.20,
'LineStyle', '-.');
end;

end

holdoff
```