

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**CONTROL DE PARÁMETROS OPERATIVOS PARA  
OPTIMIZAR EL FUNCIONAMIENTO DE LA RED PRINCIPAL  
DE TRANSPORTE Y DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL  
SECO DEL PROYECTO CAMISEA I**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN INGENIERÍA  
CON MENCIÓN EN APLICACIÓN ENERGÉTICA DE GAS NATURAL**

**ELABORADO POR**

**ING. VÍCTOR ALFREDO AYBAR CHÁVEZ**

**ASESOR**

**DR. SALOMÉ GONZÁLES CHÁVEZ**

**LIMA – PERU**

**2 013**

## AGRADECIMIENTO

El presente trabajo de investigación no pudo haber sido realizado sin la colaboración de varias personas, que merecen mención y agradecimientos especiales.

Agradezco a mi familia, pequeña en número pero inmensa en amor, por haber sido solidaria conmigo y haber tenido el desprendimiento suficiente como para permitirme dedicar varias horas que inicialmente estaban dedicadas a ella, para orientarlas a la elaboración de esta investigación. Asimismo, le doy las gracias por preocuparse por mí y estar pendiente de que no descuide mi salud por algún desgaste físico y/o mental, debido al esfuerzo efectuado.

Agradezco a la Facultad de Ingeniería Mecánica, especialmente a los docentes de Postgrado, mi asesor y a los revisores de esta tesis, por haberse dado tiempo dentro de las innumerables actividades académicas y profesionales a que se dedican, para brindarme parte sus invalorable conocimientos en la estructuración del trabajo y posterior consecución de los resultados que se esperaban.

Finalmente, y no por ello menos importante, agradezco a Omar por haberme brindado las facilidades para la obtención de la neurálgica información que necesité para la aplicación del modelo desarrollado en esta tesis. Sin su ayuda hubiera sido imposible forjar este trabajo.

**DEDICATORIA**

**A DIOS**

A toda mi familia

A todos los amigos que colaboraron con esta realización

A los docentes de la unidad de Postgrado - FIM

A mi asesor y a los revisores de este trabajo

## TABLA DE CONTENIDO

<b>Agradecimiento</b>	<b>ii</b>
<b>Dedicatoria</b>	<b>iii</b>
<b>Resumen</b>	<b>xii</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Introducción</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I: DESCRIPCIÓN Y ASPECTOS METODOLÓGICOS DE LA INVESTIGACIÓN</b>	<b>4</b>
1.1 Ámbito del desarrollo de la investigación	4
1.2 Antecedentes bibliográficos	4
1.3 Planteamiento y formulación del problema	7
1.3.1 Planteamiento de la realidad problemática	7
1.3.2 Formulación del problema	9
1.3.3 Problemas específicos	9
1.4 Objetivos	10
1.4.1 Objetivo general	10
1.4.2 Objetivos específicos	10
1.5 Hipótesis	11
1.5.1 Hipótesis general	11
1.5.2 Hipótesis específicas	11
1.6 Variables e indicadores	12
1.7 Metodología de la investigación	12
1.7.1 Tipo y nivel de investigación	12
1.7.2 Período de investigación	13
1.7.3 Técnicas e instrumentos de recolección de la información y procesamiento de datos	13
1.8 Justificación e importancia de la investigación	15
1.9 Alcance y limitaciones	16

<b>CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y MARCO CONCEPTUAL DE LA INVESTIGACIÓN</b>	<b>18</b>
2.1 Ecuaciones sobre el comportamiento del gas en un gasoducto	19
2.2 Ecuaciones sobre el comportamiento de unidades de compresión	23
2.2.1 Representación algebraica del dominio $D^{unit}_{(i,j)}$	31
2.2.2 Función de consumo para un compresor centrífugo	33
2.3 Restricciones de la operación de una red de gasoductos	37
2.4 Optimización de la operación de una red de gasoductos	38
2.5 Marco conceptual	42
<b>CAPÍTULO III: MARCO NORMATIVO</b>	<b>46</b>
3.1 Relacionados a la promoción del desarrollo de la industria del gas natural y eficiencia energética	46
3.1.1 Ley de promoción del desarrollo de la industria del gas natural	46
3.1.2 Reglamento de la Ley de promoción del desarrollo de la industria del gas natural	48
3.1.3 Norma reglamentaria de la Ley 28552	49
3.1.4 Ley de promoción del uso eficiente de la energía	50
3.1.5 Reglamento de la Ley de promoción del uso eficiente de la energía	51
3.2 Relacionados al transporte de gas natural por ductos	51
3.2.1 Reglamento de transporte de hidrocarburos por ductos	52
3.2.2 Norma del servicio de transporte de gas natural por ductos	54
3.2.3 Orden de prioridad para la asignación de capacidad de transporte de gas natural	58
3.3 Relacionados a la distribución de gas natural por ductos	59
3.4 Contratos BOOT (Build, own, operate and transfer) de transporte y distribución de gas natural seco	61
3.4.1 Contrato BOOT de concesión de transporte de gas natural por ductos de Camisea al City Gate	62
3.4.2 Contrato BOOT de distribución de gas natural por red ductos en el departamento de Lima y la provincia Constitucional del Callao	67

3.5 Contratos de prestación de servicio entre los agentes que conforman la cadena de valor del gas natural	70
<b>CAPÍTULO IV: DEFINICIÓN DE VARIABLES Y ESTABLECIMIENTO DE SUPOSICIONES</b>	<b>72</b>
4.1 Determinación de las variables, indicadores y parámetros	72
4.2 Establecimiento de suposiciones	75
<b>CAPÍTULO V: DESARROLLO DEL MODELO</b>	<b>77</b>
5.1 Esquema numérico	77
5.2 Función objetivo	79
5.3 Técnicas de pre-procesamiento	80
5.4 Desarrollo del método de solución	82
5.4.1 Programa computacional a utilizar	83
5.4.2 Procedimiento de asignación de flujos	86
5.4.3 Procedimiento de búsqueda de presiones óptimas	91
<b>CAPÍTULO VI: APLICACIÓN DEL MODELO</b>	<b>95</b>
6.1 Descripción del sistema objetivo	95
6.1.1 Red de transporte	96
6.1.2 Red de distribución	102
6.2 Condiciones de contorno e iniciales	107
6.2.1 Condiciones de contorno	107
6.2.2 Condiciones iniciales	111
6.3 Aplicación en el sistema deseado	114
6.4 Aplicación en sistemas no optimizados	119
<b>CAPÍTULO VII: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS Y CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS</b>	<b>124</b>
7.1 Análisis en el sistema optimizado	124
7.2 Comparación y análisis entre el sistema optimizado y el no optimizado	131
7.3 Contrastación de las hipótesis formuladas	133

<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>137</b>
A. Conclusiones	137
B. Recomendaciones	139
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>141</b>
<b>APÉNDICES</b>	
Apéndice N° 1: Cantidad máxima diaria (CDM) y Cantidad diaria contractual (CDC) a nominar por PLUSPETROL PERU CORPORATION S.A. a GNLC S.A.	146
Apéndice N° 2: Contratos de gas natural	148
Apéndice N° 3: Topología de la red principal a analizar	157
Apéndice N° 4: Estimado de los coeficientes $A_H$ , $B_H$ , $C_H$ , $D_H$ , $A_E$ , $B_E$ , $C_E$ y $D_E$ de los compresores	159
Apéndice N° 5: Modelo desarrollado en el programa GAMS	162
Apéndice N° 6: Algunas consideraciones sobre la posible conformación de un "COES del gas"	171

## LISTA DE SÍMBOLOS

$H$	Altura o cabeza adiabática (N.m/kg)
$U$	Capacidad de transporte del ducto (MMPCD)
$Q$	Caudal ( $m^3/s$ )
$m$	Coefficiente específico de calor
$A_c$	Conjunto de arcos compresores presentes en una red
$A_p$	Conjunto de arcos ductos presentes en una red
$A$	Conjunto de arcos presentes en una red ( $A = A_p \cup A_c$ )
$N$	Conjunto de nodos presentes en una red
$R$	Constante del gas (J/mol.K)
$R_u$	Constante universal de los gases ideales (J/mol.K)
$g$	Consumo de combustible de una unidad compresora (lbf.pie/min, W)
$S_g$	Densidad relativa del gas natural
$d$	Diámetro interior del gasoducto (pie, pulgada)
$D^{unit}$	Dominio de operación factible de un compresor
$\eta$	Eficiencia adiabática de compresor
$Z$	Factor de compresibilidad
$f$	Factor de fricción
$x$	Flujo de masa en un arco (kg/s)
$b$	Flujo de masa neto en un nodo (kg/s)
$L$	Longitud de ducto (km, mi)
$M$	Masa molecular del gas (kg/mol)
$i, j$	Nodos
$Re$	Número de Reynolds
$p$	Presión absoluta (bar-a, psi-a)
$p_d$	Presión de descarga (bar)
$p_s$	Presión de succión (bar)
$C$	Resistencia del ducto ( $psia^2/MMsPCD^2$ )
$T$	Temperatura (K)
$t$	Tiempo (s)
$S$	Velocidad de funcionamiento de compresor (rpm)



## LISTA DE TABLAS

	<b>Página</b>
Tabla 5.1: Tabla de costos incurridos por configuraciones óptimas de operación	93
Tabla 6.1: Características principales del ducto de transporte de gas	101
Tabla 6.2: Características principales del ducto de distribución de gas	105
Tabla 6.3: Capacidad del flujo de gas en cada ducto del sistema a modelar	109
Tabla 6.4: Límites de presión máximo y mínimo en cada nodo del sistema a modelar	110
Tabla 6.5: Flujos volumétricos considerados en diez escenarios, para proceder con la simulación del modelo numérico	113
Tabla 6.6: Consumo de combustible mínimo por arco compresor y total, en lbf.pie/min	115
Tabla 6.7: Consumo de combustible mínimo por arco compresor y total, en W	115
Tabla 6.8: Cabeza adiabática por arco compresor, en N.m/kg	116
Tabla 6.9: Eficiencia de cada arco compresor, en %	116
Tabla 6.10: Presiones en cada nodo para los primeros 5 escenarios, en bar-a	117
Tabla 6.11: Presiones en cada nodo para los escenarios restantes, en bar-a	118
Tabla 6.12: Consumo de combustible real por arco compresor y total, en lbf.pie/min	120
Tabla 6.13: Consumo de combustible real por arco compresor y total, en lbf.pie/min	120
Tabla 6.14: Sistema no optimizado. Presiones en cada nodo para los primeros cinco escenarios, en bar-a	122
Tabla 6.15: Sistema no optimizado. Presiones en cada nodo para los escenarios restantes, en bar-a	123
Tabla 7.1: Resumen de resultados del consumo de combustible real por arco compresor y total (en W), para el sistema optimizado y el no optimizado	131
Tabla 7.2: Diferencia relativa (en %), entre el sistema optimizado y el no optimizado	132
Tabla A2.1: Contratos de suministro de gas natural celebrados por la empresa Pluspetrol Peru Corporation S.A.	149
Tabla A2.2: Contratos de servicio de transporte de gas natural celebrados por Transportadora de Gas del Perú S.A.	151
Tabla A2.3: Contratos de servicio de transporte de gas natural vía la red principal de distribución celebrados por Gas Natural de Lima y Callao S.A.	155

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Página</b>
Figura 2.1: Volumen de control	20
Figura 2.2: Configuración de red referencial	22
Figura 2.3: Compresor centrífugo (Lee)	24
Figura 2.4: Típica curva de funcionamiento de un compresor centrífugo	25
Figura 2.5: Dominio factible $D_{unit}(i,j)$ para una unidad compresora centrífuga	28
Figura 2.6: Dominio factible $D_{unit}(i,j)$ cuando $x_{ij}$ está fija	30
Figura 2.7: Dominio factible $D_{unit}(i,j)$ cuando $p_i$ está fija	30
Figura 2.8: Frontera de operación factible $D'$ definido por (2.14), (2.15), (2.16b) y (2.17b)	33
Figura 2.9: Eficiencia adiabática como función de $Q/S$	35
Figura 2.10: Gráfica de la función de consumo de combustible cuando $p_i$ está fija	36
Figura 2.11: Red de gasoductos típica	39
Figura 2.12: Región de funcionamiento de una estación de compresión	41
Figura 5.1: Topología de grado 1	87
Figura 5.2: Topología de grado mayor a 1	87
Figura 5.3: Algoritmo de asignación clásica	88
Figura 5.4: Topología de grado 1 para el ejemplo	89
Figura 5.5: Primera iteración para el ejemplo aplicativo	90
Figura 5.6: Segunda iteración para el ejemplo aplicativo	90
Figura 5.7: Tercera iteración para el ejemplo aplicativo	91
Figura 6.1: Recorrido de los ductos de transporte de TGP	97
Figura 6.2: Características del sistema de transporte puesto en operación comercial el año 2004	98
Figura 6.3: Características del sistema de transporte modificado el año 2009	98
Figura 6.4: Características del sistema de transporte modificado el año 2010	99
Figura 6.5: Construcción del loop costa	100
Figura 6.6: Planta de compresión en Chiquintirca	100
Figura 6.7: Esquema de la red principal en Lima y Callao	104
Figura 6.8: Construcción de la red principal en Lima y Callao	104
Figura 6.9: Parte del city gate ubicado en Lurín	105
Figura 7.1: Gráfico de consumo de combustible (en W) a través de los escenarios	125
Figura 7.2: Gráfico de porcentaje promedio de participación de cada arco compresor en el consumo total	125
Figura 7.3: Gráfico de variación de la cabeza adiabática (en N/m/kg) para la compresión en el ducto de transporte	126
Figura 7.4: Gráfico de variación de la cabeza adiabática (en N/m/kg) para la compresión en el ducto de distribución	126
Figura 7.5: Gráfico de variación de la eficiencia (en %) para las estaciones de compresión en estado de optimización	127

Figura 7.6: Gráfico de la variación de presión a lo largo de todos los nodos (en bar-a), para el escenario del 26/11/2012	128
Figura 7.7: Gráfico de la variación de presión a lo largo de todos los nodos (en bar-a), para el escenario del 15/10/2012	128
Figura 7.8: Gráfico de la variación de presión a lo largo de todos los nodos (en bar-a), para el escenario del 15/09/2012	129
Figura 7.9: Gráfico de la variación de presión a lo largo de todos los nodos (en bar-a), para el escenario del 15/08/2012	129
Figura 7.10: Gráfico de la variación de presión a lo largo de todos los nodos (en bar-a), para el escenario del 01/07/2012	130
Figura A3: Topología de la red principal a analizar	158

## RESUMEN

Los sistemas actuales de transporte y distribución de gas natural seco correspondientes al proyecto Camisea I mueven millones de pies cúbicos diarios de este hidrocarburo; su capacidad y confiabilidad operativa repercuten en el consumidor final. La operación o el funcionamiento adecuado de ellos permite obtener un aprovechamiento eficiente de este recurso.

Esta tesis tiene como objetivo demostrar que, a través del control sobre determinados parámetros operativos (específicamente, valores de presión y flujos de consumo de gas en puntos clave del sistema), es posible obtener un funcionamiento eficiente de la red principal (representado por el consumo de combustible de las estaciones de compresión). Todo ello, garantizando el libre acceso de los usuarios y cumpliendo con las condiciones contractuales entre los miembros que conforman la cadena de valor del gas.

La metodología empleada consistió en desarrollar modelos matemáticos integrados de los sistemas de transporte y distribución de gas seco, a través del uso de ecuaciones fundamentales que gobiernan el funcionamiento de los fluidos compresibles; estos modelos incluyeron variables de tipo operativo y económico. Uno de estos modelos permite la manipulación de las variables independientes para calcular valores de consumos de combustibles totales, mientras que otro calcula directamente los valores óptimos de presión y flujo.

Como resultado final se logró demostrar que es posible obtener valores de presión y flujo demandado -técnica y normativamente factibles- que reducen al mínimo el consumo de combustible de las estaciones de compresión; esto, sin contravenir con los contratos suscritos entre concesionarios y clientes finales.

**PALABRAS CLAVE:** gas natural, transporte, distribución, optimización, modelo, costos mínimos, presión, flujo.

## ABSTRACT

Current piping systems for transportation and distribution of dry natural gas in the Camisea I project, involve the movement of millions of cubic feet of natural gas daily. Their capacity and operational reliability affect the final consumers. Their adequate operation and performance allows obtaining an efficient use of this resource.

The objective of this thesis is to demonstrate that, through the control of certain operational parameters (specifically, values of pressure and flow of gas consumption in key points of the system), it's possible to get an efficient performance of the net (represented by users fuel consumption of the compressor stations). All of this, assumes free access of the users, and complying with contractual conditions among the members that conform the value chain of gas market.

The methodology used consists in developing integrated mathematical models for transportation and distribution systems of dry gas, through the use of fundamental equations that govern the performance of compressible fluids inside pipes; these models included variables of operative and economic type. One of the models allows the manipulation of independent variables to calculate values of total fuel consumption, while another calculates directly optimal values of pressure and flow.

As a result, it was demonstrated that it is possible to get values of pressure and demanded flow -feasible technically and normatively- that reduce fuel consumption of compression stations to the minimum, without contravening signed contracts between dealers and end users.

**KEYWORDS:** natural gas, transportation, distribution, optimization, model, minimum costs, pressure, flux.

## INTRODUCCIÓN

Debido a la gran escasez de reservas de petróleo, surge el gas natural como la alternativa en los diferentes campos energéticos, como la electricidad, la industria, el transporte, el uso doméstico, etc. El reemplazo del diesel y de otros combustibles líquidos por el gas natural genera mayor competitividad entre las diferentes empresas nacionales, siendo un combustible limpio y barato.

De las fuentes de gas natural que existen en nuestro país, la que se halla en Camisea se constituye como la mayor esperanza energética del Perú, pues debido a su magnitud permite y permitirá ahorrar otros tipos de combustible, al mismo tiempo que favorecerá a la creación de industrias paralelas, como la petroquímica. Asimismo, provee energía limpia y barata en el corto y mediano plazo, de manera que se logre revertir el déficit en la balanza comercial de hidrocarburos, al sustituir paulatinamente las importaciones por las exportaciones. El uso racional de este energético es un tema de vital importancia para el desarrollo de nuestro país.

En esta tesis se pretende demostrar que es posible controlar ciertas condiciones operativas de las redes de manera que se obtenga un funcionamiento óptimo de los sistemas de transporte y distribución de gas natural. Para lograr este objetivo, se organizó el trabajo de la siguiente manera:

En el Capítulo I, titulado "Descripción y aspectos metodológicos de la investigación", se describen la situación actual, desde un punto de vista de funcionalidad integral, de la cadena de valor del gas natural correspondiente al

proyecto Camisea I; se discute, además, la problemática que existe en torno al manejo de este energético de manera independiente entre los miembros que conforman los eslabones de la cadena. A partir de ello, se formula el problema que da origen a la hipótesis que es la que se debe demostrar en el presente trabajo. Posteriormente, y a raíz de dicha hipótesis, se establece el objetivo principal y los objetivos que se desprenden para la consecución de aquél, Asimismo, se describe el método de trabajo utilizado, la justificación, alcances y las limitaciones que posee esta tesis, así como también se hace una breve reseña de los principales trabajos que existen sobre el modelamiento y optimización de gasoductos.

En el Capítulo II, denominado "Marco teórico y marco conceptual de la investigación", se hace una descripción del comportamiento termofluidodinámico del gas dentro de un ducto, de las unidades de compresión de gas, y de las restricciones asociadas a la operación de gasoductos. Se exponen los modelos simplificados que permiten su resolución numérica en un programa computacional, y cuya efectividad ya fue demostrada en otros trabajos. Posteriormente, se hace una mención de los criterios de optimización encontrados en la literatura revisada y se señala cuál es el más recomendable, a criterio del tesista, para el caso específico que se propone en esta tesis. Finalmente, se exponen los conceptos de la terminología que se considera importante para el desarrollo de la tesis.

En el Capítulo III, titulado "Marco normativo", se hace una revisión general del marco normativo aplicable a los sistemas de transporte y distribución de gas natural en el Perú. Se mencionan las leyes y reglamentos vigentes; los contratos del productor, transportista y distribuidor con el Estado Peruano; así como también se indican cuáles son los contratos que existen entre las principales entidades privadas asociadas al gas.

En el Capítulo IV, el cual lleva como nombre "Definición de variables y establecimiento de suposiciones", se exponen las variables existentes dentro del problema a resolver y se describe su clasificación. Luego se mencionan las suposiciones consideradas para modelar el sistema expuesto.

A partir de las formulaciones desarrolladas en el Capítulo 2, se implementan en el Capítulo V, el cual se denomina "Desarrollo del modelo", los esquemas numéricos para la integración de aquéllas en un computador; para ello, se integran los criterios de planificación óptima y establecimiento de la función objetivo descrito en capítulos anteriores. Luego se hace una breve descripción de las técnicas de pre-procesamiento consideradas para reducir la complejidad computacional de la resolución. Finalmente, con todos estos aspectos establecidos, se desarrolla el método de solución computacional considerado.

En el Capítulo VI, al que se le ha nombrado "Aplicación del modelo", se hace una descripción detallada del sistema a modelar (la red principal), se construyen distintos sistemas experimentales sobre los cuales probar las estrategias de control desarrolladas en el capítulo anterior –a través de las condiciones iniciales y de contorno supuestas–, se ejecutan y muestran algunos ejemplos de aplicación de las herramientas de optimización. Posteriormente, se ejecutan diferentes casos para condiciones operativas que no cumplen con las condiciones de optimización.

En el Capítulo VII, titulado "Análisis de los resultados y contrastación de hipótesis", precisamente se realiza el análisis de los resultados obtenidos para la operación eficiente, luego se hace la comparación con los escenarios no optimizados y se analizan los resultados obtenidos. Finalmente, se efectúa la contrastación de las hipótesis específicas y general en base a las deducciones conseguidas.

En la última sección se muestran las conclusiones del trabajo realizado a lo largo de la tesis, las propuestas y recomendaciones derivadas de aquéllas, incluyendo los asuntos pendientes que quedan para futuros trabajos de investigación. Además, se han incluido al final de la tesis la bibliografía consultada y los apéndices correspondientes.



# **CAPÍTULO I**

## **DESCRIPCIÓN Y ASPECTOS METODOLÓGICOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.1 ÁMBITO DEL DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN**

La presente investigación se desarrolló en el contexto de la red principal de gas natural correspondiente al proyecto denominado "Camisea I", la misma que se encuentra ubicada dentro de los departamentos de Cusco, Ayacucho, Huancavelica, Ica, Lima y la Provincia Constitucional del Callao. Una mayor descripción del sistema se encuentra en la sección 6.1.

### **1.2 ANTECEDENTES BIBLIOGRÁFICOS**

El primer trabajo en el desarrollo de un método para determinar la operación eficiente de redes de gas natural es atribuido a WONG & LARSON (1968)<sup>1</sup>; en dicho trabajo usan herramientas matemáticas de programación dinámica (DP, por sus siglas en inglés) para resolver problemas de optimización en redes sencillas de gas natural. Señalan que las principales ventajas de la DP son que garantizan el cálculo de un óptimo global y que la no linealidad del problema puede ser fácilmente manejada. Por otro lado, indican que una desventaja que se tiene al usar DP en este tipo de problemas es su limitación a redes con estructuras sencillas, por ejemplo redes tipo línea recta y tipo árbol, además que los cálculos se incrementan exponencialmente según la dimensión del problema. De igual manera, manifiestan

---

<sup>1</sup> WONG, LARSON: "*Optimization of natural gas pipeline systems via dynamic programming*". Artículo técnico. Industrial and Engineering Chemistry (EE.UU.). Año 1968.

que la aplicabilidad de DP en problemas con topologías simples obedece al hecho que es posible predeterminar los flujos de antemano, lo cual reduce el problema a encontrar los valores óptimos de presiones; y que en redes tipo malla, esta propiedad no se aplica, por lo que deben considerarse también a las presiones y flujos en el proceso de optimización.

Otro tipo de metodología para resolver este tipo de problemas fue la empleada por PERCELL & RYAN (1987)<sup>2</sup>, quienes aplican el método de optimización no lineal del Gradiente Reducido Generalizado (GRG). La ventaja que ellos muestran es que, a diferencia de la programación dinámica, el aumento de la dimensionalidad del problema no le afecta tan dramáticamente y, por tanto, permite aplicarse a redes con ciclos. No obstante, también advierten que el precio que se paga por esto es que al estar el método basado en un proceso de búsqueda de gradiente que satisface condiciones de optimización local, no se garantiza encontrar un óptimo global en un problema no convexo.

Por otro lado, TAO & TI (1998)<sup>3</sup> establecen una analogía entre un gasoducto por el que circula gas natural y una red eléctrica, a partir de la cual se puede describir el comportamiento del gas en estado transitorio en el interior del gasoducto por ecuaciones diferenciales ordinarias de primer orden. Los resultados que obtienen mediante este método son equiparables a los obtenidos por una resolución aproximada de ecuaciones en derivadas parciales, y computacionalmente es más eficiente, por lo que concluyen que el método es susceptible de ser utilizado en el control de las redes de distribución.

KIM (1999)<sup>4</sup> trabajó en un procedimiento de solución heurística para el PMCC (problema de minimización de consumo de combustible) en topologías con ciclos. Esta metodología de solución heurística se basa en un procedimiento iterativo que

---

<sup>2</sup> P.B. PERCELL, M.J. RYAN: "*Steady-state optimization of gas pipeline network operation*". Artículo técnico. Proceedings of the 19th PSIG Annual Meeting (EE.UU). Año 1987.

<sup>3</sup> W.Q. TAO, H.C. TI: "*Transient Analysis of Gas Pipeline Network*". Artículo técnico. Chemical Engineering Journal (EE.UU.). Año 1998.

<sup>4</sup> KIM, S.: "*Minimum-cost fuel consumption on natural gas transmission network problem*". Artículo técnico. Universidad de Texas A&M (EE.UU). Año 1999.

consta de dos etapas. Kim precisa que, en cada iteración, como primera etapa, las variables de flujo de gas son fijadas y las variables de presiones óptimas son encontradas utilizando DP; en el segundo estado, las variables de presiones son fijas y se intenta encontrar un conjunto de variables de flujo, las cuales mejoran la función objetivo al explotar la estructura fundamental de la red.

VILLALOBOS (2002)<sup>5</sup> perfeccionó un modelo para la optimización de redes de gas natural, mostrando que existen formas más efectivas de manejar la función de consumo de combustible, lo cual fue corroborado en una evaluación computacional de las funciones de aproximación a la función de minimización. La aportación más significativa de su trabajo fue la de mostrar que las técnicas de pre-procesamiento logran mejorar significativamente el desempeño de los algoritmo de optimización conocidos hasta entonces. Estas técnicas se aplican en el presente trabajo.

BORRAZ (2004)<sup>6</sup>, tomando como base el trabajo de Villalobos, provee un método de búsqueda efectivo basado en técnicas no tradicionales de programación no lineal, como es el caso de la técnica de programación dinámica no secuencial y la técnica de reducción, para encontrar soluciones de buena calidad al problema de optimización de redes. Igualmente, propone la implementación de una heurística de búsqueda denominada tabú, como promesa efectiva para obtener soluciones aproximadas de buena calidad sobre sistemas cíclicos de transmisión de gas natural, integrando todas estas técnicas dentro de una metodología de solución como parte de un esquema refinado de optimización, la cual se divide básicamente en cuatro fases:

a) Fase de pre-procesamiento: Esta fase tiene dos objetivos, el primero es refinar el dominio factible de operación, y el segundo, ser aplicado en las siguientes fases para reducir el tamaño de la red (sin alterar su estructura matemática).

---

<sup>5</sup> VILLALOBOS MORALES, Y.: *"Pre-procesamiento de un problema de optimización de redes de gas natural"*. Tesis doctoral. Universidad Autónoma de Nueva León (México). Año 2002.

<sup>6</sup> BORRAZ, C.: *"Una metodología de solución basada en programación dinámica no secuencial y búsqueda tabú para la operación eficiente de sistemas de transporte de gas natural en estado estable"*. Tesis de maestría. Universidad Autónoma de Nueva León (México). Año 2004.

- b) Fase de asignación de flujos: Esta fase es ejecutada basándose en una técnica de asignación “clásica” y un algoritmo de grafo reducido que emplea una técnica de reducción.
- c) Fase de solución óptima para las variables de presión: Esta fase se realiza al aplicar una técnica de DP no secuencial.
- d) Fase de ejecución del procedimiento heurístico: Esta fase está particularmente desarrollada para reflejar la optimización tanto en las variables del flujo másico como en las variables de presión, ya que se aplica una heurística de búsqueda tabú que emplea una técnica de DP no secuencial y un esquema de memoria corta.

Un punto en común de la revisión bibliográfica expuesta, está constituido en el hecho que los trabajos han ido dirigidos al control de las estaciones de compresión; sin embargo, hay otros elementos susceptibles de ser controlados para el correcto funcionamiento de la red, tal como lo analizó HERRÁN (2008)<sup>7</sup>. Él se enfocó principalmente en la presión de descarga y flujos de salida de algunas de las fuentes de suministro de gas. Como se verá más adelante, en este trabajo de investigación se aplicarán las técnicas relacionadas al control operativo de las estaciones de compresión.

### **1.3 PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

#### **1.3.1 PLANTEAMIENTO DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA**

El sistema de transporte y distribución de gas natural de Camisea I, viéndolo como un todo, es un sistema de gran escala y muy complejo, que tiene cientos de kilómetros de gasoductos, además de estaciones de compresión, y muchos otros dispositivos como válvulas y reguladores. A medida que el gas fluye por la red, tiene lugar una pérdida de energía y de presión debido a la fricción del gas con la pared interior de los gasoductos y a la transferencia de calor entre el gas y sus alrededores.

---

<sup>7</sup> HERRÁN GONZÁLEZ, A.: *"Modelado, planificación y control de sistemas de distribución de gas y derivados del petróleo"*. Tesis doctoral. Universidad Complutense de Madrid (España). Año 2008.

Si se pretende que el gas demandado llegue con la presión adecuada a los correspondientes puntos de entrega, las caídas de presión no deseadas deberán ser restablecidas periódicamente. De dicho restablecimiento periódico de las presiones se encargan las mencionadas estaciones de compresión instaladas en la propia red y que suelen consumir entre 3 y 5% del total del gas transportado. Por otro lado, puede ocurrir que en tramos ascendentes el gas sufra un aumento de presión existiendo la posibilidad de que ciertos límites de seguridad puedan ser sobrepasados. Para ello, se tienen instalados en la red unos reguladores de presión capaces de rebajar la presión del gas hasta valores por debajo de los límites de seguridad, los cuales consumirán una fracción del total del gas transportado por la red para realizar dicha tarea. Dichos costos de operación de las estaciones compresoras prendidas representan entre un 25% y 50% del presupuesto de operación total de las compañías operadoras<sup>8</sup>.

En nuestro país, el control del flujo y presiones a través de los gasoductos se realiza de forma no coordinada, esto es, los transportistas y distribuidores se dedican a entregar gas encasillándose a minimizar sus gastos operativos (consumo de combustible de sus estaciones de compresión, anulando la posibilidad de realizar venteos operativos) de forma independiente. De los antecedentes bibliográficos expuestos en la sección anterior, se ha observado que las redes que operan coordinadamente reducen sus costos operativos si se les compara con operaciones efectuadas de forma aislada.

Estos hechos ponen de manifiesto que la actual operación que se practica en la red principal es ineficiente y que, por tanto, resulta relevante optimizarla, toda vez que existen herramientas que permiten ello (basados en el control de parámetros operativos). En ese contexto, es que la presente investigación se desarrolló en el ámbito de dicha red acoplada (transporte más distribución).

---

<sup>8</sup> VILLALOBOS MORALES, Y., *op. cit.*

### **1.3.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

¿En qué medida el control de parámetros operativos se constituye en una herramienta para optimizar el funcionamiento de la red principal de transporte y de distribución de gas natural seco del proyecto Camisea I?

### **1.3.3 PROBLEMAS ESPECÍFICOS**

Producto de la formulación del problema general, y considerando el escenario de la realidad problemática descrito en la sección 1.3.1, se enumeran a continuación los problemas específicos que determinan los objetivos que persigue el presente trabajo:

1. Dentro de la literatura consultada para la elaboración de esta tesis, y de la información recogida de los concesionarios de transporte y distribución en nuestro país, no se ha encontrado evidencia de que se cuente con una herramienta matemática que modele el funcionamiento de sus estaciones de compresión a partir de datos operacionales.
2. Los concesionarios de transporte y de distribución poseen sistemas de control automático para la operación, en tiempo real, de sus redes de gas. No obstante, no existe una herramienta computacional que simule el funcionamiento de la red principal del proyecto Camisea I, como un sistema integrado.
3. No se ha efectuado hasta la fecha el estudio o estimado de escenarios operativos factibles para la red principal, en los cuales se reduzca al mínimo el consumo de combustible en las estaciones de compresión.
4. Actualmente el venteo operativo para los operadores de instalaciones de gas natural está prohibido por norma; ello ha sido establecido sin tomar en cuenta si es posible la atención de demandas de flujo y presiones en los grandes consumidores de gas natural.
5. De la misma manera en que el transportista y el distribuidor operan independientemente uno de otro, el productor de gas natural también trabaja dentro su política de negocios particular. En tal sentido, no se ha establecido

si las condiciones de entrega del gas al transportista influyen en el problema de optimización de la operación del sistema.

6. Dentro del problema de optimización de la operación de la red principal del proyecto Camisea I, es primordial evaluar si el control de parámetros operativos genera zonas críticas de funcionamiento dentro de la red.

## **1.4 OBJETIVOS**

### **1.4.1 OBJETIVO GENERAL**

Lograr, mediante el control de parámetros operativos, la optimización del funcionamiento de la red principal de transporte y de distribución de gas natural seco del proyecto Camisea I.

### **1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

El problema de optimizar el funcionamiento –vale decir, minimizar el consumo de combustible de las estaciones compresoras y anular el venteo operativo de las válvulas reguladoras– cumplirá con los requerimientos técnicos del manejo de ductos, y con los compromisos contractuales y normativos aplicables para cada actor en la cadena de valor del gas. Para poder lograr esta meta, y como consecuencia de los resultados que se esperan obtener, se enumeran a continuación los objetivos específicos:

1. Modelar el funcionamiento de las estaciones de compresión a partir de los datos operacionales que se poseen.
2. Elaborar una herramienta computacional en un lenguaje amigable con el usuario, que permita simular el funcionamiento de la red principal del proyecto Camisea I; ello, a partir de modelos matemáticos del comportamiento termofluidodinámico del gas natural en el interior de un gasoducto y de las estaciones de compresión.

3. Determinar escenarios operativos factibles y eficientes, en los cuales se reduzca al mínimo el consumo de combustible en las estaciones de compresión. Se debe corroborar esto para distintos escenarios.
4. Averiguar si es posible la atención de demandas de flujo y presiones en puntos asociados a los grandes consumos de gas natural, con la anulación del venteo operativo.
5. Determinar si las condiciones de entrega del gas al transportista influyen en el problema de optimización de la operación del sistema.
6. Encontrar si existen zonas críticas de funcionamiento dentro de la red, y proponer alternativas de solución para esta situación.

## **1.5 HIPÓTESIS**

### **1.5.1 HIPÓTESIS GENERAL**

Controlando parámetros operativos, se optimizará el funcionamiento de la red principal de transporte y de distribución de gas natural seco del proyecto Camisea I.

### **1.5.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICAS**

1. A partir de los datos operacionales de las estaciones de compresión existentes es posible modelar su funcionamiento.
2. Mediante una herramienta computacional se puede simular el funcionamiento de la red principal del proyecto Camisea I.
3. Es posible encontrar escenarios operativos factibles donde se reduzca el consumo de combustible en las estaciones de compresión, en comparación con condiciones operativas reales.
4. Es posible atender las demandas de flujo y presiones en puntos claves del sistema sin la necesidad de efectuar venteos operativos.
5. Las condiciones de entrega del gas al transportista influyen en el problema de optimización de la operación del sistema.



6. Existen zonas críticas dentro de la red principal, donde los parámetros operativos fluctúan cerca del límite permitido técnica y normativamente.

## **1.6 VARIABLES E INDICADORES**

Variable independiente o explicativa (X).-

X: Control de parámetros operativos

Indicadores.-

X1: Flujo másico a través de un ducto o compresor

X2: Presión absoluta en un nodo

Variable dependiente (Y).-

Y: Optimizar el funcionamiento de la red principal de transporte y distribución

Indicadores.-

Y1: Minimización del consumo de combustible en las estaciones compresoras

Y2: Anulación del venteo operativo

## **1.7 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**

Dentro de este contexto, se busca exponer el proceso seguido para el desarrollo de este trabajo, y en el cual se consideraron los siguientes aspectos:

### **1.7.1 TIPO Y NIVEL DE INVESTIGACIÓN**

El tipo de investigación es correlacional, analítico explicativo, toda vez que se ha desmembrado el sistema de transporte y distribución de gas en sus principales componentes (gas, nodos, arcos y estaciones compresoras), de manera que se puedan observar su naturaleza, comportamiento, y las relaciones entre ellos; analizando y explicando el comportamiento de una variable en función de otras, con relación de causa-efecto.

### **1.7.2 PERÍODO DE INVESTIGACIÓN**

El período de análisis está comprendido dentro de los meses de julio y noviembre del año 2012.

### **1.7.3 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN Y PROCESAMIENTO DE DATOS**

La técnica de recolección de datos se dio a través de análisis de documentos e investigaciones de registros, ya que las características físicas de los sistemas de transporte y distribución de gas, y los parámetros operativos estadísticos se obtuvo de información proporcionada por los concesionarios y de lo disponible en las páginas web de organismos estatales (ver direcciones en la bibliografía).

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

- Por medio de la tabulación para la recolección de las características físicas del gas transportado y de los componentes de los sistemas de distribución y transporte de gas (tipos y características de compresores; longitudes, diámetros, materiales, etc. de los ductos; ramificaciones y puntos de derivaciones de los ductos; etc.).
- Por medio de la síntesis para seleccionar los antecedentes bibliográficos que más se acerquen a lo que se busca resolver en este trabajo. Asimismo, para ordenar y filtrar los valores flujos de gas demandados en distintos escenarios, debido a que en los portales web de los concesionarios y los organismos estatales existe una innumerable información operativa (por día desde agosto del 2004) sobre las presiones y flujos de gas demandados a lo largo del sistema.

Una síntesis de los pasos seguidos para llevar a cabo la presente tesis es la que sigue:

1. Se estudió el comportamiento del flujo de gas natural en el interior de un ducto, a través de las ecuaciones de conservación básicas, y se revisaron trabajos afines al presente estudio, para seleccionar las relaciones simplificadas que más se acerquen a un modelamiento exacto de dicho comportamiento.
2. Se analizó y eligieron las ecuaciones que mejor representan el comportamiento de los compresores centrífugos típicos que se utilizan en la industria del transporte y distribución del gas natural.
3. Se investigó y describió el funcionamiento de la red principal de transporte y distribución de gas natural en estudio, orientándolo a un modelo que permita obtener su operación óptima.
4. Se recolectaron y procesaron datos de las características de los componentes del sistema, y de condiciones operativas específicas.
5. Se investigó y evaluaron diversas técnicas de pre-procesamiento de simuladores de redes de gas y de esquemas numéricos que permitan la integración del modelo; en esta etapa nos apoyamos fuertemente en el trabajo presentado en Villalobos<sup>9</sup>.
6. Se modeló matemáticamente la formulación matemática mediante el uso de programa GAMS, versión 23.9.2. La experimentación se llevó a cabo en una computadora personal que cuenta con el sistema *Windows 7 ultimate*.
7. Se calcularon valores de consumo de combustible con los mismos valores de flujo que los considerados en el punto anterior, pero modificando los valores de presiones con otros que estén dentro de los rangos operativos de los compresores y que satisfagan las ecuaciones de flujo en ductos (operación no óptima). Este cálculo se efectuó en el programa *Excel*.
8. Finalmente, se compararon los resultados obtenidos en los dos párrafos anteriores para varios casos, consiguiendo las diferencias entre el estado operativo óptimo con el no óptimo.

---

<sup>9</sup> VILLALOBOS MORALES, Y., *op. cit.*

## 1.8 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN

La presente investigación se justifica porque actualmente resulta claro que el Perú no tiene un conjunto de políticas explícitas en materia energética, en particular aquellas que aseguren el uso óptimo del gas natural. Las empresas de este sector, privadas en su mayoría, han implementado una política de negocios, pero no una política energética coherente a nivel nacional, pues cada una de ellas toma sus decisiones en base a su propia estrategia empresarial<sup>10</sup>. Las decisiones que tomen individualmente los agentes de la cadena de valor, por racionales y eficientes que puedan resultar desde criterios de evaluación microeconómicos, no garantizan que se alcancen objetivos de uso eficiente y explotación racional a nivel nacional. Si bien puede ser argumentado que dichas conductas responden a señales que surgen de las autoridades nacionales, al no circunscribirse éstas en claras directivas de política energética bajo criterios integrales de largo plazo, pueden, con mucha previsibilidad, condicionar el panorama futuro de uso de los recursos energéticos nacionales en direcciones no deseadas y hasta opuestas a ciertas líneas estratégicas enunciadas por las propias autoridades.

Al entregar el productor el gas natural al transportista, bajo condiciones operativas y de calidad que ha establecido previamente con sus consumidores, el gas debe pasar por el ducto de transporte y los ductos de distribución que son propiedad de los concesionarios correspondientes. Estos dos sistemas se constituyen como las piezas clave para optimizar la operación (uso) eficiente del gas, si se trabajan de manera coordinada, respetando las condiciones del gas cuando se recibe y como debe entregarse al usuario final.

Es por ello importante desarrollar un mecanismo que ayude a establecer valores operativos de ambos sistemas integrados que permite un uso racional del gas, a través de la minimización del consumo de combustible de las estaciones de compresión.

---

<sup>10</sup> CENERGÍA; Fundación Bariloche. "Estrategia para el desarrollo del sector energético del Perú". Artículo técnico. GART – OSINERGMIN (Perú). Año 2009.

## 1.9 ALCANCE Y LIMITACIONES

Utilizando ecuaciones provenientes de las leyes de conservación de masa, momento y energía, se modelará la dinámica de presión y caudal del gas en el interior de un gasoducto de sección circular variable de modo discreto (no continuo), tal como sucede con la red principal. Empleando relaciones cuyas eficacias ya fueron demostradas en otros trabajos, se obtendrá un modelo simplificado fácilmente integrable en un computador mediante los esquemas numéricos que se expondrán. A través de este modelo, y utilizando técnicas de optimización matemáticas, se encontrarán los caudales y presiones en puntos definidos de la red que hagan que la misma opere de la manera más eficiente posible.

El sistema de control de la red de gasoductos desarrollada en esta tesis, es aplicable a la red cuya topología se basa en la conexión en serie o en ciclo de varios gasoductos mediante estaciones de compresión o válvulas de paso, y sus puntos de derivación hacia los lugares de demanda, considerando sólo los flujos y presiones necesarios en dichos puntos para satisfacer la demanda requerida, ignorando los ductos que conectan la red principal con dichos puntos de demanda (más adelante se demostrará que esta simplificación afecta en grado despreciable al modelo). En ese sentido, el modelo a elaborar no abarca lo siguiente:

- Simular y optimizar el funcionamiento de la red considerando los ductos de uso propio, los ductos que unen la red con las estaciones de regulación y medición y con los clientes iniciales, y la troncal que llevará gas a la región Ica. Únicamente se tomarán en cuenta la salida de estos flujos (a presiones determinadas) en los puntos correspondientes que existen en la red principal.
- La demanda de gas natural varíe continuamente en determinados puntos; se considerarán a las mismas como valores puntuales, sin que sean funciones del tiempo. En tal sentido, se realizarán múltiples ejercicios con valores fijos de demandas.

- La composición exacta del gas a transportar. Esto quiere decir que no se tomarán en cuenta, dentro del fluido a transportar, sustancias que no sean ni metano y etano.
- Restricciones medioambientales por emisión de gas debido a acciones operativas (venteo).
- La variación de la composición del suelo por donde pasa el gasoducto, debido a cambios medioambientales

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO Y MARCO CONCEPTUAL DE LA INVESTIGACIÓN**

En general, una red de gas natural es construida con el propósito de transferir el gas a un caudal y presión determinados, a los consumidores finales de este hidrocarburo.

Las redes de gas pueden ser clasificadas en dos tipos de configuración, llamadas tipo radial y tipo malla. El concepto de radial y malla como entes matemáticos fue propuesto por primera vez por Kirchhoff, en relación con la definición de circuitos fundamentales utilizados en el análisis de circuitos eléctricos. La red de gas tipo radial es aquella que no contiene lazos cerrados en su recorrido, mientras que las redes tipo malla sí los contiene.

Es mucho más fácil resolver los cálculos de simulación para las redes tipo radial, si se le compara con los cálculos correspondientes para las redes tipo malla; esto es debido a la naturaleza de los lazos cerrados, que provoca que no sea tan fácil estimar la dirección del flujo dentro de las tuberías. En el presente capítulo se van a brindar los conceptos para la simulación de redes de ambos tipos; para ello, se va a desarrollar un breve resumen de las ecuaciones a utilizar para modelar el funcionamiento de los principales componentes que conforman una red de gas: gasoductos y estaciones de compresión.

## 2.1 ECUACIONES SOBRE EL COMPORTAMIENTO DEL GAS EN UN GASODUCTO

Un tratamiento riguroso de las ecuaciones que describen la dinámica del gas en el interior de un gasoducto requiere de la aplicación de los métodos usados en teorías de flujos turbulentos. Sin embargo, de acuerdo a Shapiro<sup>11</sup> esto es innecesariamente complicado, ya que es posible hacer una muy buena aproximación utilizando modelos unidimensionales.

El flujo unidimensional significa un flujo en el cual todas las propiedades del fluido son uniformes a través de cualquier sección transversal al ducto. Siendo más precisos, significa un flujo en el cual el grado de cambio de las propiedades del fluido en una sección normal a las líneas de corriente es despreciable si se le compara con el grado de cambio que ocurre a lo largo de las líneas de corriente.

Cuando se aplican los criterios de flujo unidimensional dentro de ductos, donde es bien conocido que las propiedades varían sobre cada sección de corte, hacemos frente a ciertas clases de propiedades promedio en cada sección de corte. Los errores al predecir el grado de cambio de las propiedades a lo largo del eje del ducto se pueden esperar despreciables siempre y cuando:

- i. El grado de cambio del área transversal con respecto a la distancia a lo largo del eje es pequeña ( $dA / A \cdot dx \ll 1$ ).
- ii. El radio de curvatura del eje del ducto es grande en comparación con el diámetro del mismo.
- iii. Las formas de los perfiles de velocidad y temperatura son aproximadamente invariables de una sección a otra a lo largo del eje del ducto.

---

<sup>11</sup> SHAPIRO, ASCHER: *"The dynamics and thermodynamics of compressible fluid flow"* (libro). Editorial The Ronald Press Company (EE.UU.). Año 1953.



La gran virtud de la aproximación unidimensional es la maravillosa simplicidad que ofrece, permitiendo su modelamiento en una gran variedad de problemas de ingeniería. Además, la información que resulta desde este punto de vista es, cuando se interpreta cuidadosamente, tan útil y tan confiable que este método es una de las herramientas más poderosas en la ingeniería.

Teniendo en cuenta lo anterior, se procede a continuación (en base a la figura 2.1) con describir las ecuaciones que rigen la dinámica de presión y caudal del gas en el interior de un gasoducto, las cuales son las normalmente presentadas en libros de mecánica de fluidos:

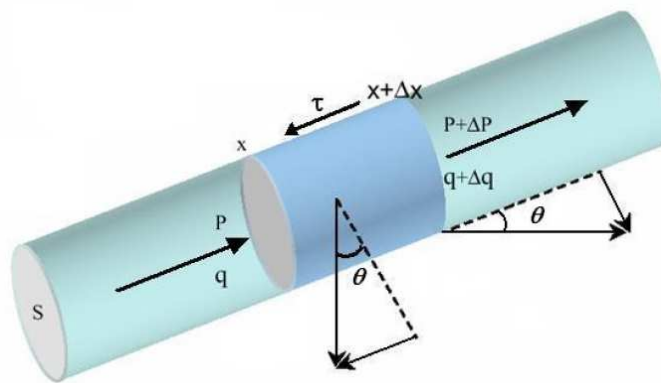


Figura 2.1: Volumen de control

**Ecuación de continuidad:**

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v) = 0 \quad (2.1)$$

**Ecuación de conservación de la cantidad de movimiento:**

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho v S) + \frac{\partial}{\partial x}(p S + \rho v^2 S) + |\tau| \pi D + \rho S g \cdot \text{sen } \theta = 0 \quad (2.2)$$

**Ecuación de conservación de la energía:**

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[ \left( e + \frac{1}{2} v^2 \right) \rho S \right] + \frac{\partial}{\partial x} \left[ \left( h + \frac{1}{2} v^2 \right) \rho v S \right] - \Omega + \rho S g v \cdot \text{sen } \theta = 0 \quad (2.3)$$

### Ecuación de estado de los gases reales:

$$p = \rho \frac{ZR_u T}{M} = \rho Z R_g T \quad (2.4)$$

En las ecuaciones anteriores,  $\rho$  es la densidad,  $t$  el tiempo,  $x$  es longitud,  $v$  es la velocidad del fluido,  $S$  es el área de la sección del ducto,  $p$  es la presión absoluta,  $\tau$  es la tensión tangencial,  $D$  el diámetro del ducto,  $g$  es la aceleración de la gravedad,  $\theta$  el ángulo de inclinación del ducto,  $e$  es la energía interna específica,  $h$  la entalpía específica,  $\Omega$  es la transferencia de calor por unidad de longitud,  $Z$  es el factor de compresibilidad del gas,  $R_u$  es la constante universal de los gases,  $T$  es la temperatura absoluta,  $R_g$  es la constante del gas y  $M$  es el peso molecular del gas.

En base a las ecuaciones anteriores, Osiadacz<sup>12</sup> realizó un amplio estudio para la reducción de estas ecuaciones en la aplicación de gases a alta presión (mayores a 20 barg); las ecuaciones obtenidas han sido probadas satisfactoriamente en los trabajos de Villalobos<sup>13</sup>, Borraz<sup>14</sup> y Ríos-Mercado<sup>15, 16, 17, 18</sup>. En virtud a ello, es que en esta tesis se van a utilizar dichas relaciones.

---

<sup>12</sup> OSIADACZ, J.: "Simulation and Analysis of Gas Networks". Artículo técnico. Gulf Publishing Company (EE.UU). Año 1987.

<sup>13</sup> VILLALOBOS MORALES, Y., *op. cit.*

<sup>14</sup> BORRAZ, C., *op. cit.*

<sup>15</sup> R. RÍOS-MERCADO, S. KIM, E. BOYD: "Efficient Operation of Natural Gas Transmission Systems: A Network-Based Heuristic for Cyclic Structures". Artículo técnico. Texas, Institute of Information Technology (EE.UU). Año 2003.

<sup>16</sup> R. RÍOS-MERCADO, S. KIM, E. BOYD: "Optimizing fuel consumption on gas transmission networks: Evaluation of a heuristic for cyclic systems". Artículo técnico. Texas, PROS Revenue Management (EE.UU). Año 2001.

<sup>17</sup> R. RÍOS-MERCADO, D. COBOS-ZALETA: "A MINLP Model for a Minimizing Fuel Consumption on Natural Gas Pipeline Networks". Artículo técnico. Memorias del XI Congreso Latino Iberoamericano de Investigación de Operaciones (Chile). Año 2002.

<sup>18</sup> R. RÍOS-MERCADO, S. WU, RIDGWAY SCOTT, ANDREW BOYD: "Model relaxations for the fuel cost minimization of steady-state Gas Pipeline networks". Artículo técnico. Texas Higher Education Coordinating Board (EE.UU.). Año 1999.

Para describir las ecuaciones a utilizar, tomemos como referencia el gráfico mostrado en la figura 2.2. En dicha figura, sean  $i, j$  un par de nodos que limitan los extremos de un ducto,  $N$  el total de nodos presentes en la red (el  $n$  de la figura sería el  $n$ -ésimo nodo),  $A$  el conjunto de arcos en la red,  $A_p$  el conjunto de arcos ductos y  $A_c$  el conjunto de arcos donde existen compresores ( $A = A_p \cup A_c$ ).

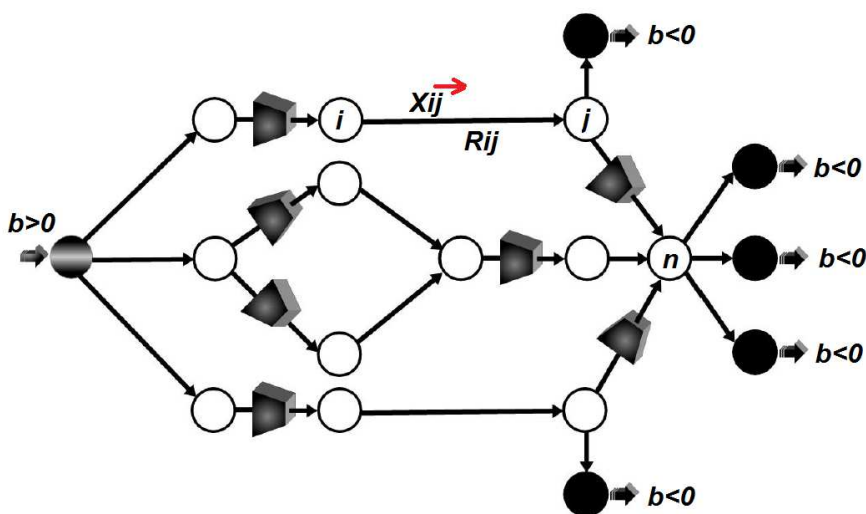


Figura 2.2: Configuración de red referencial

Para la red mostrada, el balance de flujo de masa en cada nodo de la red se calcula mediante la diferencia entre la cantidad que sale y la que entra, resultando así el flujo nodal neto dado por  $b_i$ ,  $i \in N$ . Un valor positivo (negativo) de  $b_i$  indica que el nodo  $i$  es fuente (demanda), si  $b_i$  es igual a cero quiere decir que se trata de un nodo de paso.

Se supone que una red balanceada cumple con  $\sum_{i \in N} b_i = 0$ .

$$\sum_{\{j|(i,j) \in A\}} x_{ij} - \sum_{\{j|(j,i) \in A\}} x_{ji} = b_i \quad i \in N \quad (2.5)$$

El flujo de gas natural a través de cada ducto es una restricción de igualdad no lineal, la cual representa la relación entre la caída de presiones y el flujo. Esta ecuación es la relación más importante determinada por Osiadacz<sup>19</sup>, y es válida para gases de alta presión, como en este caso.

$$p_i^2 - p_j^2 = C_{ij} x_{ij}^2 \quad (i, j) \in A_p \quad (2.6)$$

En esta relación,  $C_{ij}$  es la resistencia del ducto, la cual se representa por la siguiente ecuación:

$$C_{ij} = \frac{KZS_g T f L}{d^5} \quad (2.7)$$

Donde  $K$  es una constante adimensional que toma el valor de  $1,3305 \times 10^5$  (para el sistema métrico inglés),  $Z$  es el factor de compresibilidad,  $S_g$  es la densidad relativa del gas,  $T$  es la temperatura absoluta del fluido,  $f$  es el factor de fricción del tubo,  $L$  es la longitud y  $d$  es el diámetro interior del ducto.

## 2.2 ECUACIONES SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE UNIDADES DE COMPRESIÓN

Las estaciones de compresión están equipadas con compresores que, dependiendo de los requerimientos del sistema y de las capacidades de los dispositivos, pueden conectarse en serie, en paralelo, o en serie-paralelo. Por ejemplo, suelen conectarse en serie cuando la razón de compresión total se logra en base a varias compresiones sucesivas. Por el contrario, suelen conectarse en paralelo cuando la capacidad del dispositivo no es suficiente para comprimir el flujo de gas entrante en cada compresor de la estación, y por tanto, se divide en partes iguales entre todos los compresores de la misma, todos ellos utilizando la misma razón de compresión.

---

<sup>19</sup> OSIADACZ, J., *op. cit.*

Los compresores utilizados en la industria del gas están normalmente clasificados como rotatorios (impulsores y centrífugos), recíprocos (de acción única y de doble acción), y de chorro; sin embargo, el compresor más ampliamente utilizado es el centrífugo y por ello se hace un estudio detallado del mismo en esta sección.

En general, las estaciones de compresión instaladas en una red de distribución de gas pueden llegar a ser extremadamente complicadas, estando formadas por decenas de compresores de varios tipos conectados según diferentes configuraciones. Sin embargo, aquí se consideran tan sólo estaciones de compresión formadas por un determinado número de compresores centrífugos idénticos conectados en paralelo. Este tipo de estaciones es muy común en la industria actual, y la comprensión de su funcionamiento es fundamental para el modelado de estaciones de compresión más complejas.

El compresor centrífugo es una turbomáquina que consiste de un rotor que gira dentro de una carcasa provista de aberturas para el ingreso y egreso del fluido. El rotor es el elemento que convierte la energía mecánica del eje en cantidad de movimiento y, por tanto, en energía cinética del fluido. En la carcasa se encuentra incorporado el elemento que convierte la energía cinética en energía potencial de presión (el difusor) completando así la escala de conversión de energía. La siguiente figura ilustra un compresor centrífugo típico:

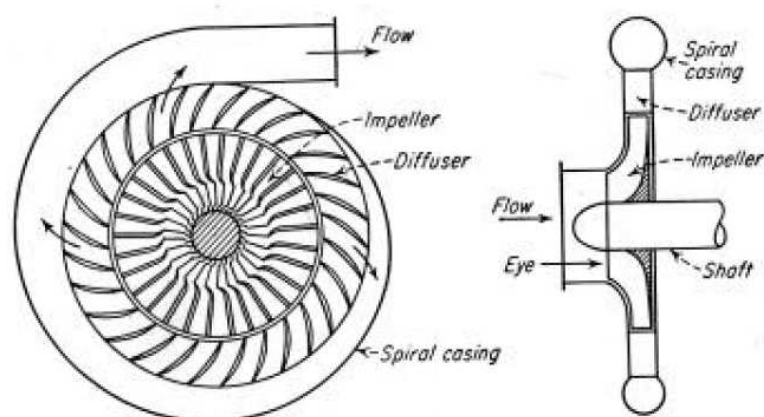


Figura 2.3: Compresor centrífugo (Lee)

La curva de funcionamiento de un compresor centrífugo que puede ser manejado a varias velocidades, se grafica generalmente confrontando el caudal de ingreso de gas natural contra una función de la razón de las presiones de descarga y succión, la cual viene a ser la cabeza adiabática  $H$ :

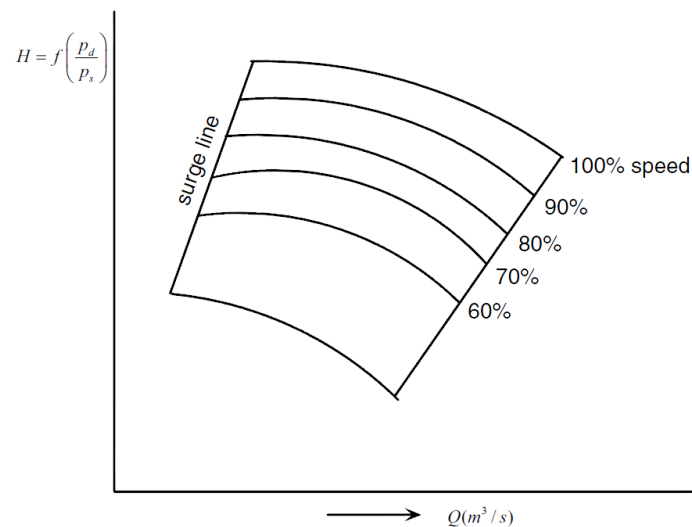


Figura 2.4: Típica curva de funcionamiento de un compresor centrífugo

La curva límite sobre la mano izquierda es llamada la línea *surge*, y representa la máxima razón de presiones que puede conseguirse a una determinada velocidad, más allá de la cual el compresor se hace inestable y pueden surgir fluctuaciones; la línea límite sobre la mano derecha es conocida como el límite *stonewall*, y representa la mínima razón de presiones que puede conseguirse a una determinada velocidad. Las otras dos líneas (superior e inferior) que delimitan la región de funcionamiento del compresor las marcan las velocidades máxima y mínima a las que puede operar el mismo.

Basados en el estudio de Conrado Borraz<sup>20</sup>, presentamos a continuación un estudio matemático minucioso que define el dominio factible de operación de una estación compresora de gas natural; este dominio de operación está definido por un espacio  $(q_{ij}, h_{ij}, s_{ij})$  –entre dos nodos  $ij$  que conforman un arco compresor– basado en las variables de decisión que el operador de la red conoce directamente, a saber:

- $q_{ij}$  Tasa interna del flujo volumétrico en el compresor  $(i,j)$ ;  $(i,j) \in A_c$   
 $h_{ij}$  Cabeza adiabática del compresor  $(i,j)$ ;  $(i,j) \in A_c$   
 $s_{ij}$  Velocidad del compresor  $(i,j)$ ;  $(i,j) \in A_c$

Sin embargo, desde la perspectiva de una implementación computacional, es preferible trabajar en el espacio de  $(x_{ij}, p_i, p_j)$ ; por lo que más adelante se desarrolla y describe una representación algebraica equivalente al dominio de operación factible tratado a continuación; esto, en la mira de dos objetivos en particular: 1) Hacer más eficiente el desempeño de las técnicas a utilizar, al explotar de una mejor manera la estructura matemática de un compresor; y 2) la optimización de los recursos computacionales en la aplicación de los métodos de solución para el desarrollo de este trabajo de investigación.

Es necesario indicar que, por simplicidad en las evaluaciones realizadas en esta tesis, se considera que cada estación compresora instalada en la red es operada por un solo compresor. El resultado final, esto es, el consumo total de combustible en cada estación de compresión, no se verá afectado mediante esta suposición.

En el estudio efectuado por Borraz<sup>21</sup>, el dominio de operación factible de un compresor, denotado por  $D^{unit}(i,j)$  es dado por las siguientes desigualdades:

$$S_{ij}^L \leq s_{ij} \leq S_{ij}^U \quad (2.8)$$

---

<sup>20</sup> BORRAZ, C., *op. cit.*

<sup>21</sup> BORRAZ, C., *op. cit.*

$$R_{ij}^L \leq \frac{q_{ij}}{s_{ij}} \leq R_{ij}^U \quad (2.9)$$

Donde, a su vez,  $h_{ij}$ ,  $q_{ij}$  y  $s_{ij}$  se relacionan de la siguiente forma:

$$\frac{h_{ij}}{s_{ij}^2} = A_H + B_H \left( \frac{q_{ij}}{s_{ij}} \right) + C_H \left( \frac{q_{ij}}{s_{ij}} \right)^2 + D_H \left( \frac{q_{ij}}{s_{ij}} \right)^3 \quad (2.10)$$

Nótese que (2.8) y (2.9) implica:

$$Q_{ij}^L \leq q_{ij} \leq Q_{ij}^U \quad (2.11)$$

Donde  $A_H$ ,  $B_H$ ,  $C_H$  y  $D_H$  son coeficientes que se asumen conocidos, los cuales dependen del tipo de compresor y se estiman típicamente por el método de mínimos cuadrados.  $S_{ij}^L$  y  $S_{ij}^U$  son parámetros conocidos que representan la velocidad mínima y máxima del compresor  $(i,j)$ , respectivamente.  $R_{ij}^L$  y  $R_{ij}^U$  representan la razón mínima y máxima de  $q_{ij}^L/s_{ij}^L$  (surge) y  $q_{ij}^U/s_{ij}^U$  (stonewall) para el compresor  $(i,j)$ , respectivamente.  $Q_{ij}^L$  y  $Q_{ij}^U$  son parámetros que indican las cotas mínimas y máximas de la tasa de flujo del compresor  $(i,j)$ , respectivamente. Para cada  $q_{ij}$  en este rango,  $h_{ij}$  es acotada inferiormente tanto por  $S_{ij}^L$  como por  $R_{ij}^U$ , y acotada superiormente por  $S_{ij}^U$  y  $R_{ij}^L$ .

Posteriormente, en un análisis realizado desde la perspectiva de la optimización en redes, se llegó a la determinación de que es preferible trabajar en un espacio de operación factible definido por las variables de decisión  $(x_{ij}, p_i, p_j)$ , ya que el flujo másico  $x_{ij}$  se conserva en cada nodo. Por lo tanto, la relación del dominio definido por  $(q_{ij}, h_{ij}, s_{ij})$  y el dominio  $D^{mit}_{(i,j)}$  en el espacio  $(x_{ij}, p_i, p_j)$  se obtiene de un mapeo representado por las siguientes ecuaciones:



$$h_{ij} = \frac{ZRT_s}{m} \left[ \left( \frac{p_j}{p_i} \right)^m - 1 \right] \quad (2.12)$$

$$q_{ij} = ZRT_s \frac{x_{ij}}{p_i} \quad (2.13)$$

Donde los siguientes parámetros se asumen conocidos:

$T_s$  Temperatura del gas natural

$Z$  Factor de compresibilidad del gas natural

$R$  Constante del gas natural

$m$  Coeficiente específico de calor;  $m = \frac{k-1}{k}$ , siendo  $k=1,297$

Finalmente, tenemos el dominio de operación factible  $D^{unit}_{(i,j)}$  definido por:

$$D^{unit}_{(i,j)} = \{ (x_{ij}, p_i, p_j) : p_i^L \leq p_i \leq p_i^U, (2.10), (2.12) \text{ y } (2.13) \text{ se cumplen} \}$$

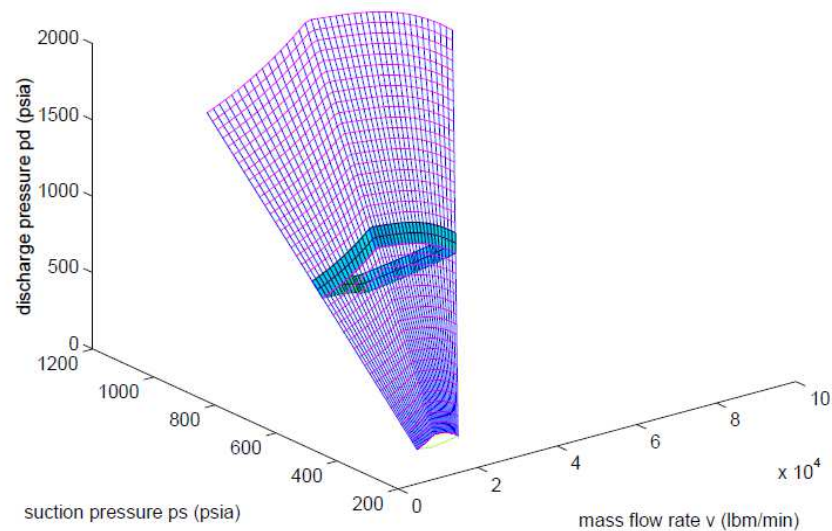


Figura 2.5: Dominio factible  $D^{unit}_{(i,j)}$  para una unidad compresora centrífuga

En la Figura 2.5 se muestra el dominio no convexo  $D^{unit}_{(i,j)}$  de operación factible en función de las variables  $(x_{ij}, p_i, p_j)$ . Este comportamiento es común en los compresores centrífugos. Por ejemplo, al observar esta figura se identifica una franja oscura en el centro, la cual corresponde a la superficie del dominio cuando la presión de descarga es fijada en un valor dentro de los rangos factibles de operación. Esto puede verse más detalladamente en las figuras 2.6 y 2.7, las cuales muestran el dominio de operación factible bajo el espacio  $(x_{ij}, p_i, p_j)$  para  $x_{ij}$  y  $p_i$  fijos, respectivamente.

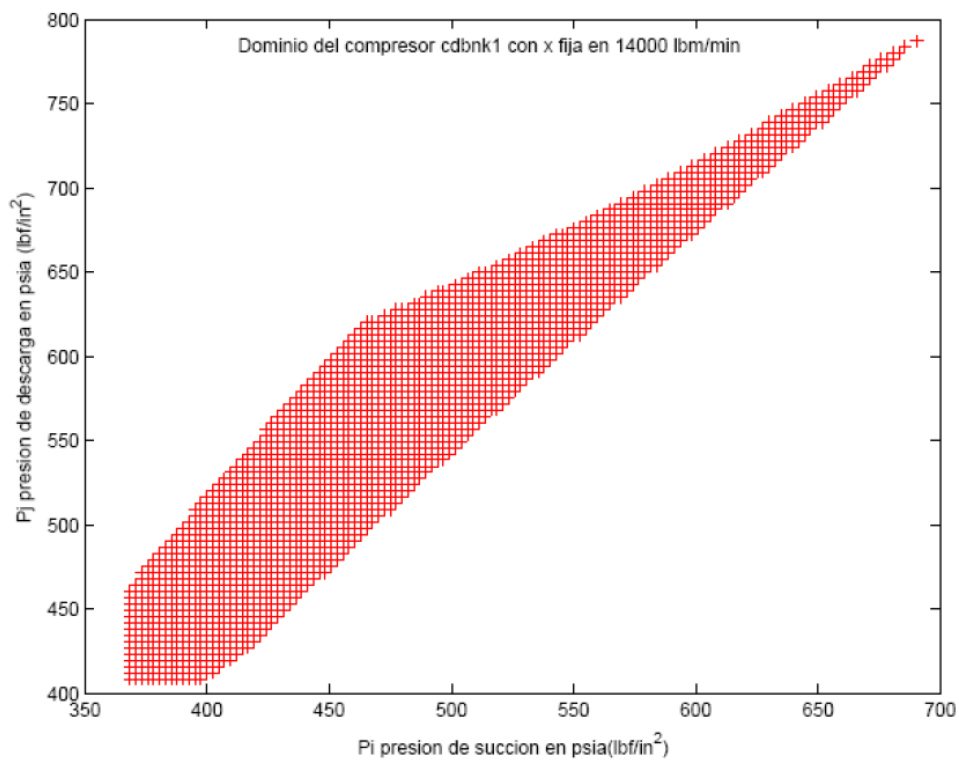


Figura 2.6: Dominio factible  $D^{unit}_{(i,j)}$  cuando  $x_{ij}$  está fija

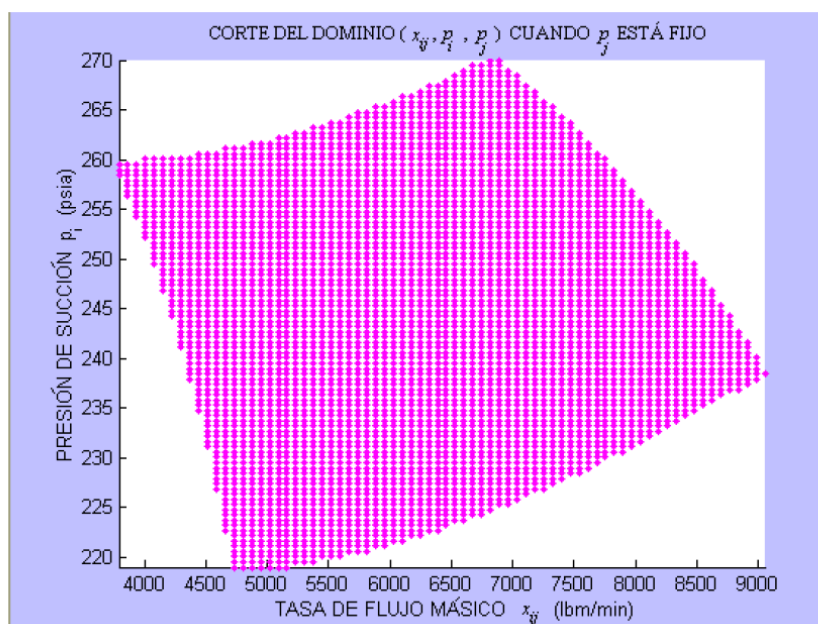


Figura 2.7: Dominio factible  $D^{unit}_{(i,j)}$  cuando  $p_i$  está fija

### 2.2.1 REPRESENTACIÓN ALGEBRAICA DEL DOMINIO $D^{unit}_{(i,j)}$

Dado que desde la perspectiva de una implementación computacional es preferible trabajar sobre un espacio factible de operación de una estación compresora definido por  $(x_{ij}, p_i, p_j)$  y, por supuesto, ya que en la sección anterior hemos descrito detalladamente el dominio factible en cuestión en función del dominio  $(q_{ij}, h_{ij}, s_{ij})$ , en esta sección procedemos a desarrollar una representación algebraica equivalente al dominio  $D^{unit}_{(i,j)}$ .

A continuación, se describe el desarrollo general de esta representación algebraica  $D^{unit}_{(i,j)}$  como un modelo basado en cuatro desigualdades, que corresponden a las cuatro desigualdades que definen el dominio de operación factible en el espacio  $(q_{ij}, h_{ij}, s_{ij})$  dada por (2.8) y (2.9), las cuales son construidas esencialmente mediante operaciones matemáticas básicas. Este modelo define de manera equivalente el espacio factible de búsqueda (ver figura 2.5) de una estación compresora representado por  $D^{unit}_{(i,j)}$ .

El modelo se desarrolla como sigue. Sea

$$\phi\left(\frac{Q}{S}\right) = A_H + B_H\left(\frac{Q}{S}\right) + C_H\left(\frac{Q}{S}\right)^2 + D_H\left(\frac{Q}{S}\right)^3$$

$$\alpha = \frac{\beta}{m}, \text{ donde } \beta = ZRT_S$$

Por lo tanto, para acotar inferiormente el dominio de operación factible nos basamos en (2.8), (2.12) y (2.13), obteniendo de esta manera la primera restricción del modelo:

$$\alpha \left[ \left( \frac{p_j}{p_i} \right)^m - 1 \right] \geq (S_{ij}^L)^2 \phi \left( \frac{\beta \frac{x_{ij}}{p_i}}{S_{ij}^L} \right) \quad (2.14)$$

De manera similar, pero delimitando la parte superior del dominio factible tenemos a la segunda restricción representada por:

$$\alpha \left[ \left( \frac{p_j}{p_i} \right)^m - 1 \right] \leq (S_{ij}^U)^2 \phi \left( \frac{\beta \frac{x_{ij}}{p_i}}{S_{ij}^U} \right) \quad (2.15)$$

Ahora bien, sea  $\frac{Q_{ij}^L}{S_{ij}^L} = R_{ij}^L$ , entonces  $S_{ij}^L = \frac{Q_{ij}^L}{R_{ij}^L}$  (2.16a)

Basándonos en (2.8), (2.12), (2.13) y (2.16a) acotamos inferiormente, adyacente a (2.14), al dominio factible con la tercera restricción representada por:

$$\alpha \left[ \left( \frac{p_j}{p_i} \right)^m - 1 \right] \geq (S_{ij}^L)^2 \phi(R_{ij}^L) \quad (2.16b)$$

Finalmente, sea  $\frac{Q_{ij}^U}{S_{ij}^U} = R_{ij}^U$ , entonces  $S_{ij}^U = \frac{Q_{ij}^U}{R_{ij}^U}$  (2.17a)

Con un análisis similar a (2.16b), y en base a (2.17a), la cuarta restricción es representada por:

$$\alpha \left[ \left( \frac{p_j}{p_i} \right)^m - 1 \right] \leq (S_{ij}^U)^2 \phi(R_{ij}^U) \quad (2.17b)$$

Por tanto, en el modelo matemático (2.1)-(2.7), la restricción (2.6), la cual representa el dominio  $D^{mit}$  de operación de una estación compresora, es reemplazada por el siguiente modelo algebraico  $D'$ :

$$D'_{(i,j)} = \{ (x_{ij}, p_i, p_j): p_i^L \leq p_i \leq p_i^U, (2.14), (2.15), (2.16b) \text{ y } (2.17b) \text{ se cumplen} \}$$

En la Figura 2.8 se muestra la frontera de operación factible definido por el modelo basado en las ecuaciones (2.14), (2.15), (2.16b) y (2.17b).

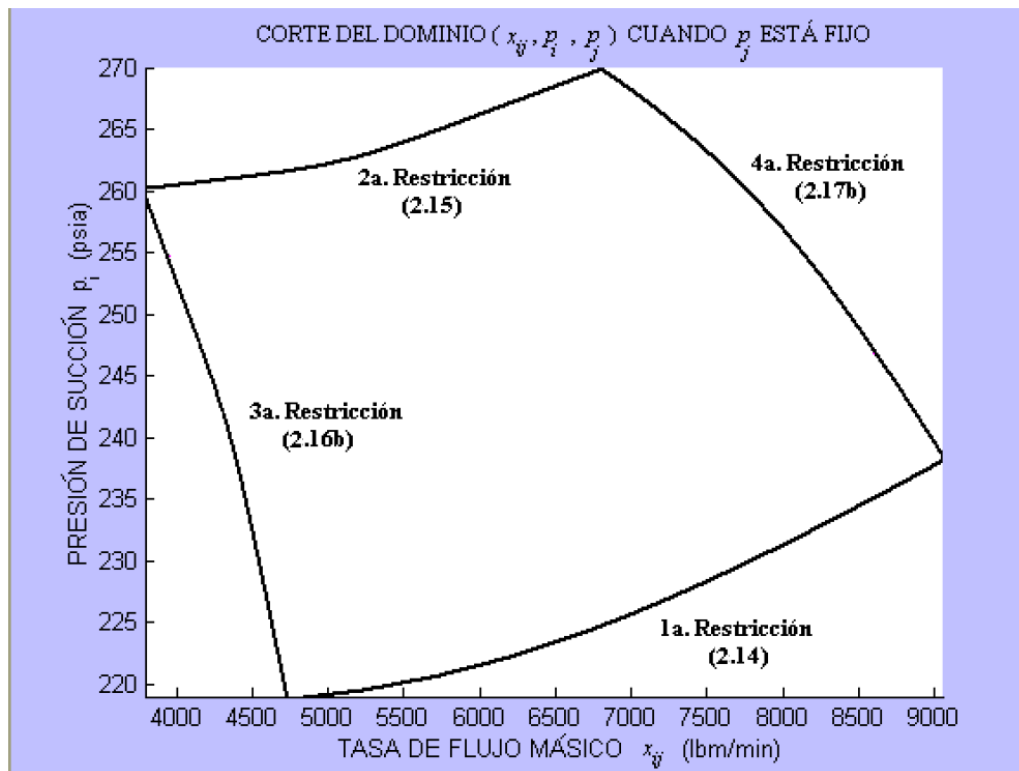


Figura 2.8: Frontera de operación factible  $D'$  definido por (2.14), (2.15), (2.16b) y (2.17b)

Con esta representación algebraica  $D'$ , equivalente al dominio factible  $D^{unit}$ , un punto  $(x_{ij}, p_i, p_j)$  será factible siempre que satisfaga completamente las ecuaciones establecidas en el modelo  $D'_{(i,j)}$ ,  $\forall (i,j) \in A_c$ ; por otro lado, un punto  $(x_{ij}, p_i, p_j)$  será considerado no factible, cuando éste se encuentre fuera de la frontera definida por el modelo  $D'$ .

## 2.2.2 FUNCIÓN DE CONSUMO PARA UN COMPRESOR CENTRÍFUGO

En esta sección describimos la función presentada por un modelo matemático de programación no lineal (en adelante, NLP, por sus siglas en inglés) que representa el consumo de combustible de una estación compresora centrífuga  $(i,j)$ ,  $\forall (i,j) \in A_c$ .

Básicamente, la función de consumo es el considerado por Borraz<sup>22</sup>, la cual puede definirse en base al espacio  $(x_{ij}, p_i, p_j)$  como sigue:

$$g_{(i,j)}(x_{ij}, p_i, p_j) = \frac{cx_{ij} \left[ \left( \frac{p_j}{p_i} \right)^m - 1 \right]}{\eta}, \forall (x_{ij}, p_i, p_j) \in D^{mit} \quad (2.18)$$

Con:

$$c = \frac{\alpha ZRT_s}{m}$$

Donde  $\alpha$  es una constante positiva, la cual por simplicidad se supone igual a 1, ya que el gas que se está manejando es de alta presión.

La eficiencia adiabática es representada por  $\eta$ , y está dada por la siguiente ecuación:

$$\eta = A_E + B_E \left( \frac{q_{ij}}{s_{ij}} \right) + C_E \left( \frac{q_{ij}}{s_{ij}} \right)^2 + D_E \left( \frac{q_{ij}}{s_{ij}} \right)^3 \quad (2.19)$$

Donde  $A_E$ ,  $B_E$ ,  $C_E$  y  $D_E$  son coeficientes que dependen del tipo de compresor, y son típicamente estimados por el método de mínimos cuadrados. La forma típica de la curva de la eficiencia está dada en la siguiente figura:

---

<sup>22</sup> BORRAZ, C., *op. cit.*

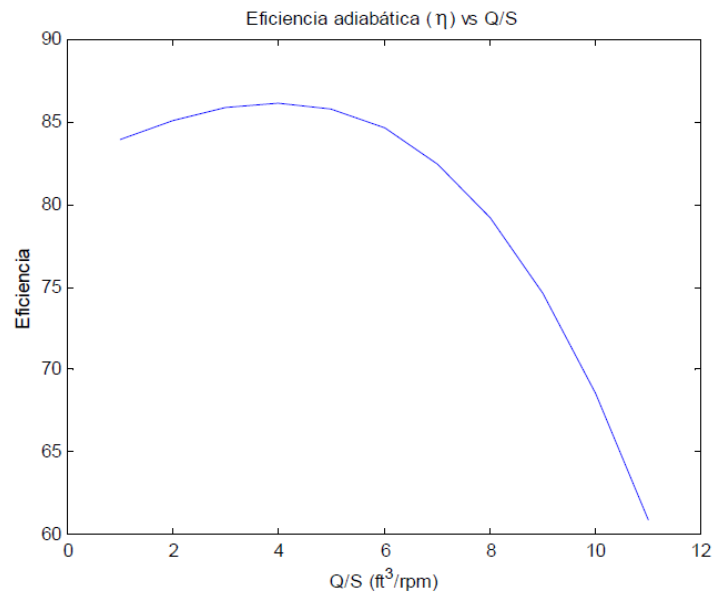


Figura 2.9: Eficiencia adiabática como función de  $Q/S$

La ecuación (2.18) del consumo de combustible formula la potencia necesaria para transportar cierta cantidad de flujo másico ( $x_{ij}$ ) a través del arco compresor ( $i,j$ ). El desempeño de esta función depende de las características de la unidad compresora. Sin embargo, es típico observar que la función de costo  $g^{unit}_{(i,j)}$  del consumo de combustible se incrementa en relación a una razón de ( $p_j/p_i$ ) y a la tasa del flujo volumétrico  $Q_{ij}$  o ( $x_{ij}/p_i$ ), y disminuye con respecto a la presión de succión  $p_i$ .

En la figura 2.10 podemos observar la gráfica de la función del consumo de combustible para una estación compresora en el espacio ( $x_{ij}$ ,  $p_i$ ,  $p_j$ ) con la variable de presión de succión ( $p_i$ ) fija.



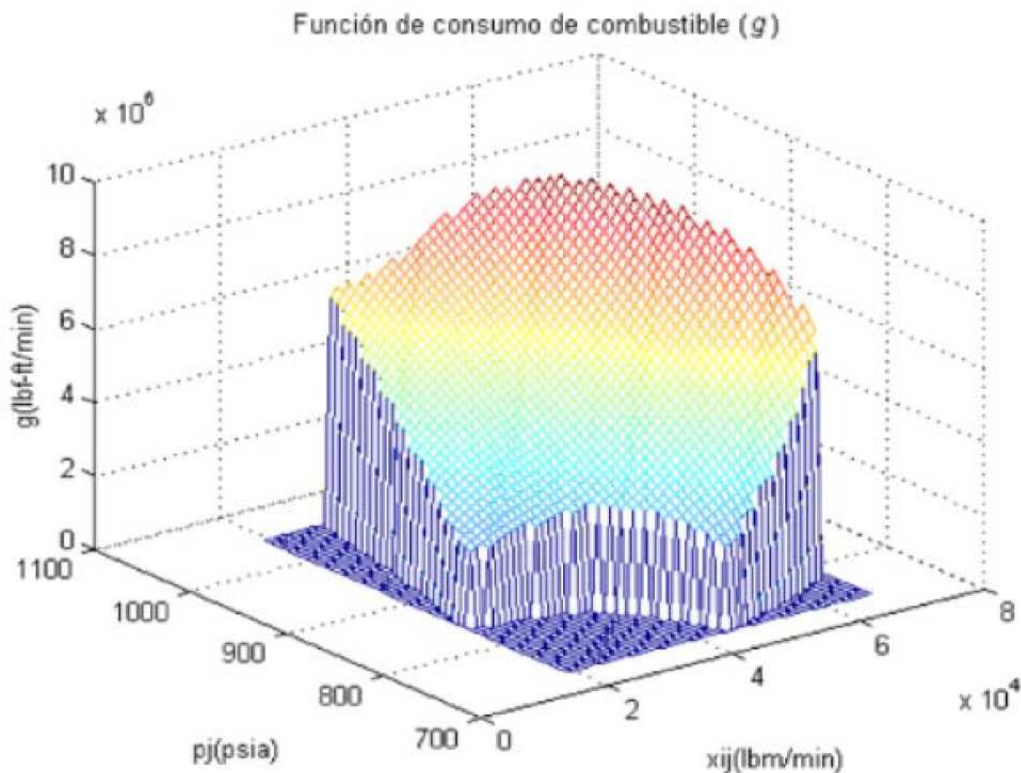


Figura 2.10: Gráfica de la función de consumo de combustible cuando  $p_i$  está fija

Nótese que la evaluación para hallar el consumo de combustible no es directa. Para evaluar un punto en esta función tenemos que resolver las siguientes ecuaciones no lineales:

1. Calcular  $H$  y  $Q$  de (2.12) y (2.13), respectivamente
2. Obtener  $S$  de (2.10), lo cual implica encontrar las raíces de una función
3. Evaluar (2.19) para obtener el denominador
4. Evaluar (2.18).

Resumiendo, en esta sección hemos presentado un modelo de equivalencia operacional del dominio de operación factible de una estación compresora, el cual ya ha sido probado en otros trabajos como herramienta de un mejor desempeño del esfuerzo computacional en la implementación de las técnicas de solución del problema. Además, se presentó la definición de una función de costo no convexa para medir el consumo de combustible de las estaciones compresoras.

### 2.3 RESTRICCIONES DE LA OPERACIÓN DE UNA RED DE GASODUCTOS

De los estudios realizados por Villalobos<sup>23</sup>, Kim<sup>24</sup>, Borraz<sup>25</sup> y Ríos-Mercado<sup>26</sup>, podemos plantear las restricciones asociadas a la operación de una red de gasoductos. Para ello, primero se enumeran los elementos que conforman el modelo de una red de gasoductos, algunos de los cuales ya fueron mencionados en las secciones anteriores:

- a. **Conjunto de nodos ( $N$ )**, dividido a su vez en tres subconjuntos: *nodos fuente* ( $N_f$ ) (centros de suministro donde se inyecta el gas al sistema), *nodos demanda* ( $N_d$ ) (puntos donde se requiere el gas) y *nodos de paso* ( $N_p$ ), donde no se suministra ni consume gas.  

$$N = N_f \cup N_d \cup N_p, \text{ con } |N| = n \text{ (cantidad total de nodos en la red).}$$
- b. **Conjunto de arcos en la red ( $A$ )**, dividido en dos subconjuntos: *arcos ductos* ( $A_p$ ) (arcos por donde se transporta el gas) y *arcos compresores* ( $A_c$ ) (arcos donde se encuentra una estación compresora).  

$$A = A_p \cup A_c$$
- c. **Límites de presión en cada nodo.** Presión mínima en el nodo  $i$  ( $p_i^L$ ), presión máxima en el nodo  $i$  ( $p_i^U$ ).
- d. **Flujo neto en cada nodo ( $b_i$ )**. Cantidad de flujo que se inyecta en los nodos suministro ( $b_i > 0$  si  $i \in N_f$ ) y cantidad de flujo que se requiere en los nodos de demanda ( $b_i < 0$  si  $i \in N_d$ ).
- e. **Propiedades físicas de cada ducto.** Constante del ducto ( $C$ ), factor de fricción ( $f$ ), longitud del ducto ( $L$ ), diámetro interior del ducto ( $d$ ).
- f. **Propiedades físicas del gas natural.** Factor de compresibilidad ( $Z$ ), gravedad específica ( $S_g$ ), temperatura promedio ( $T$ ) y la constante del gas ( $R$ ).

<sup>23</sup> VILLALOBOS MORALES, Y., *op. cit.*

<sup>24</sup> KIM, S., *op. cit.*

<sup>25</sup> BORRAZ, C., *op. cit.*

<sup>26</sup> R. RÍOS-MERCADO, S. WU, RIDGWAY SCOTT, ANDREW BOYD: "A reduction technique for natural gas transmission network optimization problems". Artículo técnico. Texas Higher Education Coordinating Board (EE.UU.). Año 2001.

Las limitaciones que se imponen a los valores que pueden tomar los parámetros operativos de la red se enumeran en las siguientes restricciones, a las cuales hay que agregar aquéllas expuestas en las ecuaciones (2.5), (2.6) y (2.7):

- a. **Capacidad del flujo de gas en cada ducto.** Flujo máximo que puede pasar por cada ducto. En la práctica, éste es típicamente fijado por el distribuidor a un valor un poco menor que la capacidad actual para compensar por posibles desbalances; para este trabajo, las capacidades las obtenemos de los contratos expuestos en el capítulo 3.

$$0 \leq x_{ij} \leq U_{ij} \quad (i, j) \in A_p \quad (2.20)$$

Donde  $U_{ij}$  es la capacidad del ducto.

- b. **Rango de presión permisible.** Los límites inferior y superior de la presión para cada nodo de la red son dados por el transportista y distribuidor, en cada contrato con el consumidor final. La restricción que los define se muestra a continuación:

$$p_i^L \leq p_i \leq p_i^U \quad i \in N \quad (2.21)$$

- c. **Límites de operación en cada compresor.** Estos límites definen el dominio en el cual el compresor puede operar en la industria, y ya fueron descritos en la sección anterior:

$$(x_{ij}, p_i, p_j) \in D_{(i,j)} \quad (i, j) \in A_c \quad (2.22)$$

## 2.4 OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DE UNA RED DE GASODUCTOS

Para explayarnos en el tema de la optimización de la operación de una red de gasoductos, partamos recapitulando lo expresado en secciones anteriores. El gas

natural es transportado mediante presión a través de la red de gasoductos que forman el sistema de distribución de gas. A medida que el gas fluye por la red, tiene lugar una pérdida de energía y de presión como consecuencia de la fricción del gas con la pared interior de los gasoductos, la transferencia de calor entre el gas y sus alrededores y la posible inclinación de cada uno de los gasoductos de la red. Si se pretende que el gas llegue con la presión adecuada a los correspondientes puntos de entrega, las caídas de presión no deseadas deberán ser restablecidas periódicamente. De esta tarea se encargan las estaciones de compresión instaladas en la propia red, llegando a consumir para su funcionamiento en torno al 3 y el 5% del total del gas transportado. La idea del control óptimo en la distribución de gas es, por tanto, obtener un sistema de control que sea capaz de mantener la presión dentro del rango factible de operación, a la vez que se minimiza el gasto asociado al funcionamiento de las estaciones de compresión. En ocasiones, dichos sistemas de transmisión están controlados de forma no automática. Es decir, unos operadores de red, basándose en la experiencia adquirida, modifican los parámetros de actuación de los compresores desde la central de control para proporcionar al gas la presión apropiada. De esta forma, los operadores de red logran su objetivo, pero mediante una estrategia de actuación que no será la óptima. La figura 2.11 muestra una red de estas características.

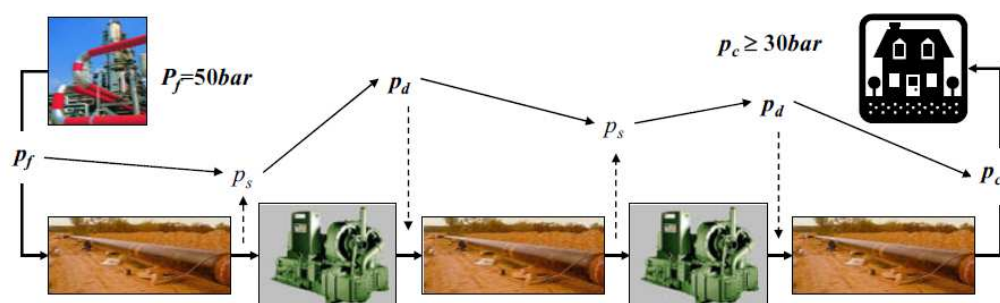


Figura 2.11: Red de gasoductos típica

Una fuente proporciona el gas natural a través del primer gasoducto de la red a una presión conocida. El gas debe llegar a su destino, situado a la salida del tercer gasoducto con una presión mayor o igual que un determinado valor incluido en las

especificaciones del problema. Para ello, los compresores irán restableciendo las caídas en la presión del gas desde la presión de succión,  $p_s$ , hasta la presión de descarga,  $p_d$ , consumiendo una cierta energía en este proceso. Dichas presiones de descarga son las variables de control del proceso. Así, el problema de control consiste en este caso en encontrar la presión a la que se debe comprimir el gas en cada una de dichas estaciones en cada instante para que el gas llegue a su destino en las condiciones requeridas, minimizando el consumo de energía asociado a este proceso de transporte.

En las secciones anteriores se vio cómo el dominio de operación de las estaciones de compresión depende de la presión de succión y del número de compresores para comprimir el gas. La figura 2.12 muestra la variación de dicha región en función de la presión de succión y del número de compresores utilizados por la estación. Como puede verse, el hecho de que la estación opere con diferente número de compresores determina los límites en la presión de descarga de la misma. Además, la eficiencia con la que opera cada uno de los compresores es una función no lineal del flujo de gas a comprimir, el cual es función a su vez del número de compresores utilizados. Todo esto hace que el problema conlleve la resolución de un problema de optimización no lineal mixta-entera, en donde las variables manipuladas son ahora tanto las presiones de descarga en cada compresor como el número de compresores que se deben poner en funcionamiento en cada instante. Por simplicidad, tal como se mencionó anteriormente, en este trabajo se asumirá que el número de compresores presentes en cada estación de compresor es igual a uno.

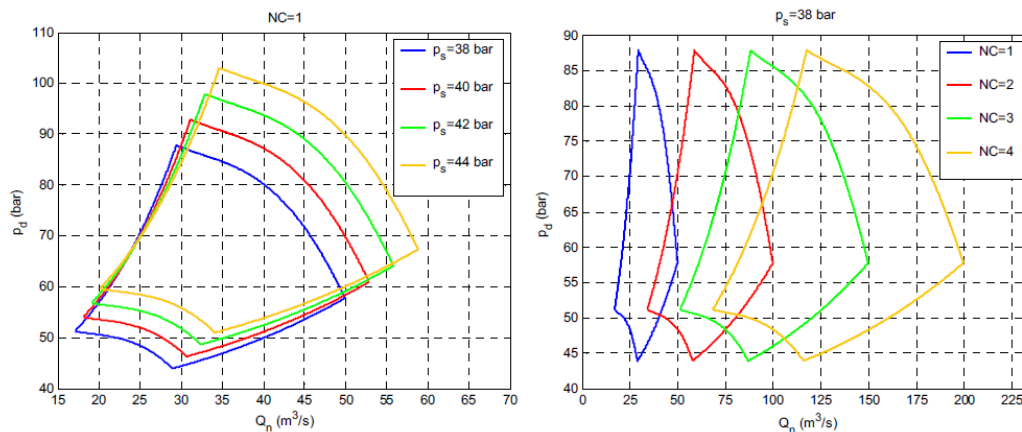


Figura 2.12: Región de funcionamiento de una estación de compresión

La principal complejidad del problema se encuentra, por tanto, en mantener todas las variables del proceso dentro de sus límites. Así, el problema de control aquí planteado puede resolverse encontrando la solución al problema de optimización mostrado en la ecuación (2.18), sumando todos los consumos de los compresores existentes en la red, además de incluir todas las restricciones expuestas en la sección 2.3.

El costo asociado al consumo de cada estación de compresión es una función no lineal de las presiones de succión y descarga, así como del flujo de masa que pasa a través de la misma. Además de ello, se deben satisfacer las ecuaciones de estado para cada gasoducto. Las ecuaciones correspondientes a la topología de la red establecen las conexiones entre los diferentes elementos de la red. En primer lugar, la presión de entrada al primer gasoducto es igual a la presión que la fuente suministra el gas a la red. La presión del gas natural a la salida de cada gasoducto previo a una estación compresora coincide con la presión de succión de la estación a la que está conectado. Análogamente, la presión de descarga de cada estación será la presión de entrada al siguiente gasoducto. Los gasoductos pueden estar conectados en serie o en paralelo, con diversas ramificaciones. Además, los límites en la presión de entrada a cada gasoducto posterior a una estación (presión de descarga de la estación conectada al mismo) deben obtenerse teniendo en cuenta la región de funcionamiento de cada estación de compresión.

Resumiendo, podemos afirmar que la medida de desempeño adecuada para nuestro problema es minimizar “el consumo total de combustible en la red”, denotada por  $g(x_{ij}, p_i, p_j)$ . La función objetivo del modelo matemático, como ya se mencionó antes, es una función no lineal y no convexa. Las restricciones (2.5) y (2.20) son lineales y son clásicas en un modelo de flujo en redes. Las siguientes tres restricciones (2.6), (2.21) y (2.22) son propias del problema en cuestión y son las que en unión con la función objetivo hacen que el modelo sea difícil de resolver, ya que estas son no lineales y definen un conjunto no convexo.

## 2.5 MARCO CONCEPTUAL

- a. Búsqueda local.- Método de optimización matemática, en el cual los algoritmos se mueven entre posibles soluciones dentro del espacio de soluciones de candidatos (el espacio de búsqueda) mediante la aplicación de los cambios locales, hasta que se considere que el óptimo haya sido encontrado o haya transcurrido un plazo establecido.
- b. Búsqueda tabú.- Método de optimización matemática, perteneciente a la clase de técnicas de búsqueda local. La búsqueda tabú aumenta el rendimiento del método de búsqueda local mediante el uso de estructuras de memoria: una vez que una potencial solución es determinada, se la marca como "tabú", de modo que el algoritmo no vuelva a visitar esa posible solución.
- c. Cadena de valor del gas natural.- Grupos de procesos (eslabones) que por su naturaleza generan cambios físicos sobre dicho recurso o permiten su disposición para el consumidor final, razón por la cual constituyen en sí mismos una actividad productiva. Los eslabones de la cadena de valor del gas natural son: exploración, perforación, producción, procesamiento, transporte y distribución.

- d. Estación de compresión de gas natural.- Recinto que cuenta con equipos para realizar el proceso de compresión del gas natural a presiones elevadas, con la finalidad de transportarlo o distribuirlo.
- e. Gradiente reducido generalizado.- Algoritmo para el tratamiento de los problemas de optimización no lineal con restricciones, en el cual el óptimo es buscado a través de una sucesión de soluciones aproximadas. Para ello, en cada paso, si no se cumplen las condiciones de terminación, se procede, primero, a “reducir” el problema planteado con restricciones a otro no restringido, teniendo en cuenta las relaciones que se encuentran “activas” en ese punto. Esta reducción permitirá expresar las variables dependientes en función de las independientes.
- f. Modelamiento matemático.- Tipo de modelo científico que emplea algún tipo de formulismo matemático para expresar relaciones, proposiciones sustantivas de hechos, variables, parámetros, entidades y relaciones entre variables y/o entidades u operaciones, para estudiar comportamientos de sistemas complejos ante situaciones difíciles de observar en la realidad.
- g. Óptimo global.- Dentro de problemas de optimización, es el valor óptimo de una función en un espacio de búsqueda grande.
- h. Óptimo local.- Dentro de problemas de optimización, es una solución que sea óptima (ya sea máxima o mínima ) dentro de un conjunto vecino de soluciones. This is in contrast to a Esto es en contraste con un óptimo global , que es la solución óptima entre todas las soluciones posibles.
- i. Problema convexo.- Problema de optimización en el cual la función objetivo es convexa, es decir, trata de un problema de minimización. La convexidad de una curva o una superficie, es la zona que se asemeja al exterior de una circunferencia o una superficie esférica, es decir, que tiene su parte sobresaliente dirigida al observador.



- j. Programación dinámica.- Método para reducir el tiempo de ejecución de un algoritmo mediante la utilización de subproblemas superpuestos y subestructuras óptimas. Resuelve el problema original combinando las soluciones para subproblemas más pequeños, de modo que parte de estos pequeños problemas y avanza hacia los más grandes.
- k. Programación no lineal.- Proceso de resolución de un sistema de igualdades y desigualdades sujetas a un conjunto de restricciones sobre un conjunto de variables reales desconocidas, con un función objetivo a maximizar (o minimizar), cuando alguna de las restricciones o la función objetivo no son lineales.
- l. Proyecto Camisea I.- Proyecto compuesto por tres módulos: explotación de gas natural seco y líquidos de gas natural en los yacimientos de Camisea; transporte de líquidos y gas seco hacia la costa central del Perú; y distribución de gas en Lima y Callao. En este proyecto, Pluspetrol Perú Corp. participa como operador del módulo de explotación, Transportadora de Gas del Perú y Gas Natural de Lima y Callao (Cálidda) se encargan del transporte y distribución, respectivamente.
- m. Red principal.- Red de ductos destinada al transporte de gas y a la distribución en la red de alta presión, incluida las conexiones a los clientes iniciales. Está constituida por la red de transporte de gas y la red de distribución
- n. Regulador de presión.- Instrumentos de control diseñados para mantener una presión constante aguas abajo de los mismos. Este debe ser capaz de mantener la presión, sin afectarse por cambios en las condiciones operativas del proceso para el cual trabaja. La selección, operación y mantenimiento correcto de los reguladores garantiza el buen desempeño operativo del equipo al cual provee el gas.

- o. Sistema de distribución.- Es la parte de los bienes de la concesión de distribución que está conformada por las estaciones de regulación de puerta de ciudad (City Gate), las redes de distribución y las estaciones reguladoras que son operados por el concesionario bajo los términos del Reglamento de Distribución y del Contrato BOOT respectivo.
- p. Sistema de transporte de gas.- Conjunto de bienes muebles e inmuebles, y en general las tuberías, obras, equipos e instalaciones requeridas y utilizados por el concesionario bajo los términos del contrato de concesión para el transporte de gas natural por ductos.
- q. Solución heurística.- Solución de un problema encontrada a través de un conjunto de reglas metodológicas no necesariamente formalizadas, positivas y negativas, que sugieren o establecen cómo proceder y problemas a evitar en la solución de problemas y elaboración de hipótesis.
- r. Técnica de pre-procesamiento.- Técnica de solución de problemas consistente en, antes de optimizar el problema, transformarlo en uno equivalente que tenga mejores propiedades para ser resuelto desde el punto de vista computacional.
- s. Venteo.- Es la acción realizada en una instalación de hidrocarburos mediante la cual se deja fluir libremente a la atmósfera el gas natural, en volúmenes mayores de 0,11 pies cúbicos por segundo.

### **CAPÍTULO III**

#### **MARCO NORMATIVO**

A continuación se exponen algunas de las consideraciones básicas en cuanto a leyes, normas, reglamentos y contratos que rigen el funcionamiento de los sistemas de transporte y distribución de gas natural en nuestro país. Para ello, se las ha clasificado en cinco grandes grupos: las leyes de promoción del desarrollo del gas natural y eficiencia energética, reglamentaciones del transporte de gas natural por ductos, reglamentaciones de la distribución de gas natural por red de ductos, los contratos BOOT de transporte y distribución, y los contratos de prestación de servicio entre los agentes que conforman la cadena de valor del gas.

#### **3.1 RELACIONADOS A LA PROMOCIÓN DEL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL Y EFICIENCIA ENERGÉTICA**

##### **3.1.1 LEY DE PROMOCIÓN DEL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL**

Aprobado mediante la Ley N° 27133 del 4 de junio de 1999<sup>27</sup>, tiene por objeto establecer las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas que incrementen la confiabilidad en el suministro de energía y la competitividad del aparato productivo del país.

---

<sup>27</sup> Modificado por la Ley N° 28552, del 19 de junio del 2005

Algunos aspectos directamente relacionados con la presente investigación se encuentran dados en los siguientes artículos:

“Artículo 2.- Glosario de términos y definiciones

Cuando en la presente Ley se utilicen los términos, con iniciales en mayúsculas, que aparecen a continuación, deberá entenderse por:

2.1. Capacidad.- Volumen de gas a transportar por unidad de tiempo. Se expresa normalmente en millón de pies cúbicos por día o millón de metros cúbicos por día.

2.2. Capacidad(es) Contratada(s).- Capacidad de transporte requerida o demandada por el cliente al operador de la Red Principal, según lo establecido en el contrato de compraventa respectivo.

2.3. Capacidad Garantizada.- Capacidad de transporte por la Red Principal exigida como mínimo, según lo establecido en el Contrato respectivo.

[...] 2.12. Red Principal.- Red de Ductos destinada al Transporte de Gas Natural y a la Distribución en alta presión del Gas Natural, incluidas las conexiones de los Consumidores Iniciales.

[...] 2.15. Usuarios de la Red.- Comprende a los Generadores Eléctricos y otros Consumidores que utilizan la Red Principal.”

“Artículo 4.- Procedimientos adicionales para la explotación de reservas probadas de Gas Natural

Los procedimientos contenidos en la Ley Orgánica de Hidrocarburos para el otorgamiento de derechos de explotación de reservas probadas de Gas Natural deberán tomar en cuenta lo siguiente:

[...] El Gas Natural que no sea vendido durante un período de valorización podrá ser destinado a los siguientes fines, dentro o fuera del Área de Contrato, sin implicancia en la determinación de la retribución o regalía:

1. Utilizado en operaciones de los Contratistas, de conformidad con lo establecido en el artículo 40 de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos;
2. Reinyectado al reservorio;
3. Almacenado en reservorios naturales;
4. Quemado, de conformidad con lo establecido en el artículo 44 de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos.”

### **3.1.2 REGLAMENTO DE LA LEY DE PROMOCIÓN DEL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL**

Aprobado mediante el Decreto Supremo N° 040-99-EM del 15 de setiembre de 1999<sup>28</sup>, reglamenta a la Ley N° 27133. Algunos aspectos directamente relacionados con la presente investigación se encuentran dados en los siguientes artículos:

“Artículo 1. – Glosario de Términos y Definiciones

Cuando en el presente Reglamento se utilicen los términos en singular o plural, con iniciales en mayúsculas, que aparecen a continuación, deberá entenderse por:

[...] 1.32 Punto de Entrega.- Lugar en que el Concesionario entrega el Gas Natural al Usuario de la Red.

1.33 Punto de Recepción.- Lugar en que el Productor entrega al Transportista el Gas Natural requerido por los Usuarios de la Red, constituyendo así el punto de inicio de la Red Principal. Para los fines de la Ley, el Reglamento y el Contrato, se considerarán los términos Punto de Recepción, «boca de pozo» y «punto de fiscalización de la producción» como equivalentes.”

“Artículo 5. – Comercialización del Gas Natural

---

<sup>28</sup> Modificado por los Decretos Supremos N° 018-2000-EM (13/10/2000), 034-2001-EM (14/07/2001), 031-2003-EM (27/09/2003), 048-2008-EM (28/09/08) y 004-2009-EM (20/01/09)

5.1 La compraventa o suministro de Gas Natural será efectuado según lo establecido en las leyes y reglamentos aplicables. Las facturas por la compraventa o suministro de Gas Natural deberán expresar separadamente, entre otros, los costos relacionados con el precio del Gas Natural, el servicio de transporte, el servicio de distribución y comercialización, según corresponda.

5.2 Los Usuarios de la Red que adquieran el Gas Natural al Productor lo deberán hacer en el Punto de Recepción. Adicionalmente, los Usuarios de la Red estarán obligados a suscribir los contratos por el uso de la Red Principal.

5.3 El Gas Natural requerido para la operación de la Red Principal será de cargo del Concesionario. Dicho cargo se encuentra contenido dentro del Costo del Servicio. [...]"

### **3.1.3 NORMA REGLAMENTARIA DE LA LEY 28552**

Aprobado mediante el Decreto Supremo N° 048-2009-EM del 9 de junio de 2009, dicta normas reglamentarias de la Ley N° 28552. Algunos aspectos directamente relacionados con la presente investigación se encuentran dados en los siguientes artículos:

“Artículo 2.- Inclusión de los artículos 19, 20, 21, 22 y 23 en el Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 040-99-EM

Incluir los artículos 19, 20, 21, 22 y 23 en el Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, aprobado por el Decreto Supremo N° 040-99-EM, en los términos siguientes:

#### **VENTEO DE GAS NATURAL**

Artículo 19.- Prohibición del venteo de Gas Natural

El venteo de Gas Natural se encuentra prohibido en todas las Actividades de Hidrocarburos, constituyendo una infracción sancionable por OSINERGMIN la realización de dicha actividad, con excepción del venteo inevitable en casos de Contingencia, de Emergencia y del Venteo

Operativo, calificados como tales por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), previo informe de OSINERGMIN. [...]

Artículo 21.- Procedimiento para la calificación del Venteo Operativo como inevitable

21.1 En el caso de Venteo Operativo, los Titulares de las Actividades de Hidrocarburos deberán remitir a la DGH y al OSINERGMIN, con una anticipación de por lo menos quince (15) días hábiles de la fecha programada del venteo, la respectiva solicitud de calificación del venteo como inevitable, adjuntando la siguiente información:

- a. Descripción detallada de las acciones de venteo y Cronograma de Actividades.
- b. Razones por las cuales no existe otra alternativa factible para la utilización del Gas Natural.
- c. Volúmenes estimados de Gas Natural a ser venteado.
- d. Tiempo estimado de duración del venteo,
- e. Acciones para evitar su repetición o reducir el venteo, adjuntando un Cronograma de Ejecución, de ser el caso. [...]"

“Artículo 7.- Modificación del Decreto Supremo N° 032-2002-EM

Modificar la definición de los términos “Venteo” y “Plan de Contingencia” en el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado por el Decreto Supremo N° 032-2002-EM, en los términos siguientes:

**VENTEO**

Es la acción realizada en una Instalación de Hidrocarburos mediante la cual se deja fluir libremente a la atmósfera el Gas Natural, en volúmenes mayores de 0.11 pies cúbicos por segundo. [...]"

### **3.1.4 LEY DE PROMOCIÓN DEL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA**

Aprobado mediante la Ley N° 27345 del 8 de setiembre del 2000, tiene por objeto declarar de interés nacional la promoción del Uso Eficiente de la Energía (UEE) para

asegurar el suministro de energía, proteger al consumidor, fomentar la competitividad de la economía nacional y reducir el impacto ambiental negativo del uso y consumo de los energéticos.

### **3.1.5 REGLAMENTO DE LA LEY DE PROMOCIÓN DEL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA**

Aprobado mediante el Decreto Supremo N° 053-2007-EM del 23 de octubre del 2007, reglamenta a la Ley N° 27345. Algunos aspectos directamente relacionados con la presente investigación se encuentran dados en los siguientes extractos:

“ANEXO 1

#### **DEFINICIÓN DE TÉRMINOS**

[...] EMPRESAS DE SERVICIOS ENERGÉTICOS (EMSEs):

Empresas que se dedican a realizar estudios de viabilidad, llamados también análisis o diagnósticos energéticos; diseño, incluyendo los planes y estimaciones de costos; dirección del proyecto, compra e instalación de equipos, formación de personal, medición y comprobación de resultados y la garantía por desempeño. [...]

USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA (UEE): Es la utilización de los energéticos en las diferentes actividades económicas y de servicios, mediante el empleo de equipos y tecnologías con mayores rendimientos energéticos y buenas prácticas y hábitos de consumo.”

### **3.2 RELACIONADOS AL TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR DUCTOS**



### **3.2.1 REGLAMENTO DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS**

Aprobado mediante el Decreto Supremo N° 081-2007-EM del 21 de noviembre del 2007<sup>29</sup>, tiene como finalidad normar lo referente a la actividad del Transporte de Hidrocarburos por Ductos, incluyendo los procedimientos para otorgar concesiones, autorizaciones, las tarifas, las normas de seguridad, normas sobre protección del ambiente, disposiciones sobre la autoridad competente de regulación, así como normas vinculadas a la fiscalización. A continuación se expone un extracto de los aspectos directamente relacionados con la presente tesis:

#### “Artículo 2.- Definiciones

Cuando en el presente Reglamento se utilicen los términos o frases que aparecen a continuación con letra inicial mayúscula, se entenderá por:

[...] 2.4 Capacidad de Transporte: Máxima cantidad de Hidrocarburos que el Concesionario está en condiciones de transportar por unidad de tiempo a través del Sistema de Transporte.

2.5. Capacidad Disponible: Diferencia entre la Capacidad de Transporte y la suma de las Capacidades Reservadas Diarias de los Usuarios.

2.6 Capacidad Reservada Diaria: Es el máximo volumen de Hidrocarburos que el Concesionario está obligado a transportar para el Usuario en un Día Operativo, según lo acordado en el Contrato de Transporte que hayan celebrado.

[...] 2.14 Día: Cuando los plazos se señalen por Días, se entenderá que éstos son hábiles, es decir, que van de lunes a viernes, excluyendo los días feriados y los días no laborables. Cuando los plazos se señalen por días calendario, se entiende que son los días naturales que van de lunes a domingo.

2.15 Día Operativo: Un período de veinticuatro horas (24 hrs.) consecutivas que comienza a las seis horas (06:00 hrs.), hora local de

---

<sup>29</sup> Modificado por el D.S. 067-2010-EM, del 10 de diciembre del 2010

Lima y finaliza a las seis horas (06:00 hrs.) del día siguiente, por el que se rigen y miden las operaciones de Transporte.

[...] 2.18 Ducto: Conjunto de tuberías, conexiones, accesorios y estación de bombeo o compresión destinados al Transporte de Hidrocarburos.

[...] 2.32 Metro Cúbico Estándar de Gas Natural: Cantidad de Gas Natural que ocupa un metro cúbico ( $m^3$ ) a una temperatura de quince punto cinco grados centígrados ( $15,5^{\circ} C$ ) y a una presión absoluta de 1 013,25 milibar (mbar).

[...] 2.39 Punto de Entrega: Es el punto en el cual el Concesionario entrega al Usuario los Hidrocarburos transportados.

2.40 Punto de Recepción: Es el punto en el cual el Concesionario recibe los Hidrocarburos para su Transporte.

[...] 2.45 Servicio Firme: El Servicio de Transporte que presta el Concesionario a los Usuarios con la estipulación de que éste no podrá estar sujeto a ninguna interrupción o reducción, salvo disposición en contrario contenida en este Reglamento, las Normas para el Servicio de Transporte, las Normas de Despacho y demás normas aplicables.

2.46 Servicio Interrumpible: Servicio de Transporte que presta el Concesionario a los Usuarios y que está sujeto a interrupciones o reducciones a opción del Concesionario, quien no podrá negarse a prestarlo, salvo por razones técnicas, en tanto exista capacidad disponible en su sistema.

[...] 2.49 Sistema de Transporte: Conjunto de bienes muebles e inmuebles, y en general las tuberías, obras, equipos e instalaciones requeridas y utilizados por el Concesionario bajo los términos del Contrato de Concesión para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos.

[...] 2.54 Usuario: Persona natural o jurídica que contrata con el Concesionario el Servicio de Transporte.”

“Artículo 36.- Obligaciones del Concesionario

El Concesionario está obligado a:

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

[...] m) Asumir las pérdidas de Hidrocarburos por mermas por encima del uno por ciento (1 %) del volumen transportado.

n) Asumir el costo de los Hidrocarburos utilizados como combustible en el Sistema de Transporte.”

“Artículo 62.- Supuestos para la variación de las condiciones del Servicio El Concesionario podrá variar transitoriamente las condiciones del Servicio por causa de fuerza mayor, con la obligación de dar aviso de ello al Usuario y al OSINERGMIN, dentro de las veinticuatro (24) horas de producida la alteración. Corresponde al OSINERGMIN comprobar y calificar si los hechos aludidos por el Concesionario constituyen casos de fuerza mayor.

La variación del Servicio por razones de mantenimiento del Sistema de Transporte debe ser puesta en conocimiento del OSINERGMIN para su aprobación y del Usuario afectado para su información, con una anticipación no menor de cinco (5) Días, indicándose la forma en que las tareas de mantenimiento afectarán el Servicio.

En caso de suspensión del Servicio, el restablecimiento del mismo requerirá la coordinación del Concesionario con el Usuario.”

### **3.2.2 NORMA DEL SERVICIO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR DUCTOS**

Aprobado mediante el Decreto Supremo N° 018-2004-EM del 16 de febrero del 2004, regula la relación entre el Concesionario y sus Usuarios en relación al Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos, siendo de aplicación a los servicios

prestados por el Concesionario de acuerdo con las condiciones particulares de cada servicio. A continuación se expone un extracto de los aspectos directamente relacionados con la presente tesis:

“Artículo 2.- Referencia a Títulos o Artículos y definiciones.

2.1. Acuerdo Operativo de Inyecciones: Es el acuerdo entre el Concesionario y el o los Productores u otro Concesionario cuyo objeto es optimizar el funcionamiento del Sistema de Transporte.

[...] 2.5. Cantidad Interrumpible Máxima Diaria: Es el volumen máximo que el Usuario podrá requerir durante cada Día Operativo para ser transportado bajo el Servicio Interrumpible, según lo acordado en el Contrato de Transporte con Servicio Interrumpible que hayan celebrado.

2.6. Cantidad Máxima Diaria: Es el volumen máximo total que el Usuario podrá requerir cada Día Operativo para ser transportado, y es la suma de la Capacidad Reservada Diaria (en firme) más la Cantidad Interrumpible Máxima Diaria.

[...] 2.9. Capacidad Reservada Diaria: Es el máximo volumen de Gas Natural que el Concesionario está obligado a transportar para el Usuario en un Día Operativo según lo acordado en el Contrato de Transporte con Servicio Firme que hayan celebrado.

[...] 2.20. Día: Cuando los plazos se señalen por Días, se entenderá que éstos son hábiles, es decir, que van de lunes a viernes, excluyendo los días feriados y los días no laborables. Cuando los días se señalen por días calendarios, se entenderá que son los días naturales que van de lunes a domingo.

2.21. Día Operativo: Un período de veinticuatro horas (24 hrs.) consecutivas que comienza a las seis horas (06:00 hrs.), hora local de Lima y finaliza a las seis horas (06:00 hrs.) del día siguiente, por el que se rigen y miden las operaciones de Transporte.”

“Artículo 7.- Garantía de Titularidad.

El Usuario garantiza que posee o controla y tiene derecho de entregar o hacer entregar por su cuenta, el Gas Natural que pone a disposición del Concesionario en el Punto de Recepción, bajo el respectivo Contrato de Transporte y que mantendrá libre de daños al Concesionario por cualquier reclamo, acción o perjuicio emergente de cualquier tercera entablada respecto de la titularidad del Gas Natural entregado para su transporte al Concesionario bajo el Contrato de Transporte o de cualquier interés en dicho Gas Natural.

La recepción y entrega de Gas Natural bajo el Contrato de Transporte celebrado, no podrá considerarse que afecta o modifica la titularidad del Gas Natural.”

“Artículo 8.- Responsabilidad por el control y custodia del Gas Natural.

El Concesionario mantendrá bajo su cuidado y responsabilidad el Gas Natural, desde el momento en que es inyectado en el Punto de Recepción y hasta que es entregado al Usuario o a un tercero en nombre de éste en el Punto de Entrega.

Durante ese período el Concesionario será responsable de la pérdida parcial o total del Gas Natural que transporta de acuerdo a lo previsto en los artículos 36 m) y 41 del Reglamento.”

“Artículo 31.- Presión en el Punto de recepción.

El Usuario pondrá el Gas Natural a disposición del Concesionario en el Punto de Recepción a una presión suficiente para permitir el ingreso del Gas Natural en el Sistema de Transporte, tomando en cuenta las presiones operativas y límites del sistema. Las presiones máximas y mínimas podrán ser acordadas por el Usuario y el Concesionario en el Contrato de Transporte.”

“Artículo 32.- Presión en el Punto de entrega.

El Concesionario entregará el Gas Natural al Usuario en el Punto de Entrega dentro del rango de la presión acordada en el Contrato de Transporte.”

“Artículo 41.- Principios de operación.

Para el caso de Sistemas de Transporte sin capacidad de almacenamiento cerca del mercado, el principio rector de la operación será el control diario del desbalance de cada Usuario. El desbalance acumulado de cada Usuario deberá mantenerse diariamente dentro de bandas de tolerancia que serán establecidas para cada gasoducto en función de sus características y situaciones de operación. El Concesionario podrá restringir los servicios y/o imponer penalidades a los Usuarios que excedan tales bandas de tolerancia. Las penalidades serán de aplicación sólo en caso que los desbalances de un Usuario afecten la capacidad del Concesionario de cumplir sus obligaciones con el resto de sus clientes, pongan en peligro la operación del Sistema de Transporte, o sean de naturaleza repetitiva, deliberada o sistemática.

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

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

“Artículo 42.- Equilibrio de entregas y recepciones.

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

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

Cuando deban aplicarse reducciones de Servicio de Transporte causadas por desbalances de Usuarios, estas reducciones deberán ser dirigidas por el Concesionario y asumidas y ejecutadas por los Usuarios que produjeron dichos desbalances en forma proporcional a los desbalances de cada uno y según la necesidad de corte para la recuperación y/o normalización del sistema. Estas reducciones no podrán generar reclamo al Concesionario por parte de los Usuarios responsables de la misma.”

### **3.2.3 ORDEN DE PRIORIDAD PARA LA ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL**

Aprobado mediante la Resolución Ministerial N° 201-2011-MEM/DM del 16 de abril del 2011, establece un orden de prioridades para la asignación de capacidad de transporte de gas natural, de la siguiente forma:

1. Los usuarios con contratos interrumpibles que ejerzan su derecho de transformación, priorizándose (i) a los distribuidores de gas natural por red de ductos y, (ii) a los usuarios cuyo inicio de servicio sea el más próximo a la fecha en que esté disponible la capacidad de transporte que se oferta.
2. Los demás usuarios, priorizándose a los usuarios cuyo inicio del servicio sea el más próximo a la fecha en que esté disponible la capacidad de transporte que se oferta.

### **3.3 RELACIONADOS A LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR DUCTOS**

En este campo, existe un único reglamento directamente relacionado al tema de la presente tesis, el cual es el “Reglamento de distribución de gas natural por red de ductos”, el mismo que fue aprobado mediante el Decreto Supremo N° 042-99-EM del 15 de setiembre de 2009. Este dispositivo tuvo diversas modificatorias, las cuales fueron reunidas en un Texto Único Ordenado, el cual fue aprobado a través del Decreto Supremo N° 040-2008-EM del 22 de julio del 2008. Dicho Reglamento norma lo referente a la actividad del servicio público de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, incluyendo los procedimientos para otorgar concesiones, para fijar las tarifas, normas de seguridad, normas sobre protección del ambiente, disposiciones sobre la autoridad competente de regulación , así como normas vinculadas a la fiscalización.

A continuación se expone un extracto de los aspectos directamente relacionados con el presente trabajo:

“Artículo 2°.- Para los efectos de este Reglamento se entenderá por:

[...] 2.8 Consumidor Regulado: Consumidor que adquiere Gas Natural por un volumen igual o menor a treinta mil Metros Cúbicos Estándar por día (30 000 m<sup>3</sup>/día).

2.9 Consumidor Independiente: Consumidor que adquiere Gas Natural directamente del Productor, Comercializador o Concesionario, siempre que sea en un volumen mayor a los treinta mil metros cúbicos estándar por día (30 000 m<sup>3</sup>/día) y por un plazo contractual no menor a seis (6) meses.

Para mantener la condición de Consumidor Independiente, se efectuará una estimación del consumo para los primeros seis (6) meses contratados. Si transcurrido el mencionado plazo, el consumo real hubiera sido menor al mínimo requerido según este Reglamento, se perderá la condición de



Consumidor Independiente, resolviéndose los contratos que correspondan. A partir de este momento, el Consumidor pasará a ser un Consumidor Regulado debiendo para ello, suscribir el respectivo Contrato de Suministro.

[...] 2.19 Metro Cúbico Estándar o  $m^3$  (st): Cantidad de Gas Natural que ocupa un metro cúbico ( $m^3$ ) a una temperatura de quince grados centígrados ( $15\text{ }^\circ\text{C}$ ) y a una presión absoluta de 1 013 milibar (mbar).

[...] 2.37 Red de Alta Presión: Red de Distribución de Gas Natural que opera a presiones iguales o mayores a 20 barg.”

“Artículo 42°.- El Concesionario está obligado a:

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

“Artículo 44°.- El Gas Natural deberá ser entregado por el Concesionario en las siguientes condiciones:

a) Con un contenido máximo de 22,5 kg/millón de metros cúbicos estándar, de partículas sólidas de diámetro menor o igual a 5 micrones; y libre de gomas, aceites, glicoles y otras impurezas.”

b) No contendrá más de tres miligramos por metro cúbico ( $3\text{ mg}/m^3$ (st)) de sulfuro de hidrógeno, ni más de quince miligramos por metro cúbico ( $15\text{ mg}/m^3$ (st)) de azufre total.

c) No contendrá dióxido de carbono en más de tres y medio por ciento (3,5%) de su volumen y una cantidad de gases inertes no mayor de seis por ciento (6%) de su volumen; entendiéndose como gases inertes a la suma del contenido de nitrógeno y otros gases diferentes al dióxido de carbono.

- d) Estará libre de agua en estado líquido y contendrá como máximo sesenticinco miligramos por metro cúbico ( $65\text{mg}/\text{m}^3(\text{st})$ ) de vapor de agua.
- e) No superará una temperatura de cincuenta grados centígrados ( $50^\circ\text{C}$ ).
- f) Con un contenido calorífico bruto comprendido entre  $8\,450\text{ kcal}/\text{m}^3$  y  $10\,300\text{ kcal}/\text{m}^3$  (st).
- g) Odorizado. La concentración del odorizante en cualquier punto del Sistema de Distribución deberá estar de acuerdo con lo dispuesto en la Norma NTP 111.004. Los puntos de muestreo, para la medición de las mencionadas condiciones, serán definidos por el OSINERGMIN. La definición de los puntos de muestreo deberá hacerse cumpliendo las directrices para la toma de muestras establecidas en las Normas Técnicas correspondientes.”

#### “ANEXO 1

[...] Artículo 19°.- La presión del Gas Natural debe ser regulada al inicio del Sistema de Distribución (City Gate), para adecuar la presión proveniente del sistema de Transporte o fuente de suministro, a los niveles de presión compatibles con el Sistema de Distribución.

Las Líneas deben estar equipadas con dispositivos de regulación de presión de capacidad adecuada, diseñados para regular la presión, de acuerdo con los parámetros operativos previstos para los diferentes puntos del sistema.

Deben instalarse dispositivos de protección del sistema contra sobrepresiones accidentales.”

### **3.4 CONTRATOS BOOT (BUILD, OWN, OPERATE AND TRANSFER) DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL SECO**

### **3.4.1 CONTRATO BOOT DE CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR DUCTOS DE CAMISEA AL CITY GATE**

Con fecha 9 de diciembre del 2000, fue publicada la Resolución Suprema N° 101-2000-EM, mediante la cual se otorgó la Concesión de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea a la Costa a favor de Transportadora de Gas del Perú S.A.<sup>30,31</sup>. El Contrato tiene por objeto establecer los derechos y obligaciones de las Partes y estipular las normas y procedimientos que regirán entre éstas para el diseño, suministro de bienes y servicios, y construcción del Sistema de Transporte de Gas, la Explotación de los Bienes de la Concesión y la transferencia de los Bienes de la Concesión al Estado al producirse la Caducidad de la Concesión.

A continuación se expone un extracto de los aspectos directamente relacionados con el presente trabajo, que están plasmados en este contrato:

#### “DEFINICIONES

En el Contrato, los siguientes términos tendrán los significados que a continuación se indican:

[...] Capacidad Es el volumen de Gas que la Sociedad Concesionaria transporta en un período de tiempo determinado.

Capacidad Contratada Es la Capacidad de Transporte de Gas contratada o demandada por el Usuario de la Red a la Sociedad Concesionaria, determinada conforme al Artículo 15 del Reglamento de la Promoción.

Capacidad Garantizada Es la Capacidad de la Red de Transporte empleada para la determinación de la Garantía por Red Principal, conforme a la Cláusula 14.

[...] City Gate Es la estación de regulación y medición de puerta de ciudad que integra el Sistema de Distribución. Su ubicación se señala en el Anexo N° 1.

---

<sup>30</sup> Ministerio de Energía y Minas del Perú. *Contratos de concesión de transporte y distribución de gas natural seco por red de ductos*. Disponible en web:

<<http://www.minem.gob.pe/descripcion.php?idSector=5&idTitular=2759&idMenu=sub92&idCateg=684>>.

<sup>31</sup> Lo mostrado en este trabajo se realizó sobre la versión actualizada al mes de mayo de 2011, basado en la modificaciones efectuadas de acuerdo a la información publicada en la página institucional de Ministerio de Energía y Minas.

[...] **Distribución** Es el servicio público prestado por el Distribuidor consistente en recibir el Gas del prestador del Servicio de Transporte de Gas, conducirlo y entregarlo al Consumidor, a través del Sistema de Distribución.

[...] **Fecha de Cierre** Es el día en que se cumplen todos y cada uno de los requisitos señalados en las Cláusulas 6.1 y 6.2 del Contrato, y en la cual se comienza a computar el Plazo del Contrato, de conformidad con la Cláusula Cuarta del Contrato.

[...] **Puesta en Operación Comercial** Es la fecha en que se ha cumplido con los procedimientos del Anexo N° 9, a partir de la cual la Sociedad Concesionaria está en capacidad de prestar el Servicio de Transporte de Gas y de realizar la primera entrega comercial de Gas al Distribuidor, estando autorizada desde dicho momento a cobrar la Tarifa. La Puesta en Operación Comercial ocurrirá en la fecha determinada de conformidad a lo dispuesto en las Cláusulas 3.2.2.c y 7.2. Es la fecha de inicio de operaciones para efecto de lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 818 y normas modificatorias y reglamentarias.

**Punto de Entrega** Es el punto situado al ingreso del City Gate en el que el Sistema de Transporte de Gas se conecta con el Sistema de Distribución y en el que la Sociedad Concesionaria entrega al Distribuidor el Gas para realizar la Distribución.

**Punto de Recepción** Es el punto de interconexión de las instalaciones del Productor, u otros productores luego de transcurridos diez años desde la Puesta en Operación Comercial, con el Sistema de Transporte de Gas.

[...] **Red Principal** Es la red de ductos destinada al Transporte de Gas y a la Distribución en la red de alta presión, incluida las conexiones, conforme éstas se definen en el Reglamento de la Promoción. Está constituida por la Red de Transporte de Gas y la red de distribución.

[...] **Servicio de Transporte de Gas** Es el servicio de transporte de Gas a ser prestado por la Sociedad Concesionaria, desde el Punto de Recepción hasta cualquier punto de entrega, conforme a este Contrato y las Leyes Aplicables. Para la prestación del Servicio de Transporte de Gas la

Sociedad Concesionaria deberá operar el Sistema de Transporte de Gas y utilizar los demás bienes que conforman los Bienes de la Concesión.

Sistema de Transporte de Gas: Es la parte de los Bienes de la Concesión que está conformado por los ductos para el transporte, estaciones de compresión, estaciones reguladoras, sistemas de entrega, equipos y accesorios, derechos para crear y utilizar Capacidad en Ductos Principales conforme al Artículo 81 del Reglamento, y demás instalaciones que son operadas y explotadas por la Sociedad Concesionaria bajo la prestación del Servicio de Transporte de Gas.

[...] Usuario de la Red: Es la Persona que recibe el Servicio de Transporte de Gas y por tanto que adquiere Capacidad en virtud de un contrato de Transporte de Gas. Incluye al Consumidor Independiente, al Distribuidor y al Comercializador.”

#### “CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS

3.1 Del Sistema de Transporte de Gas, desde la fecha de Puesta en Operación Comercial, deberá estar en capacidad de transportar Gas desde el Punto de Recepción hasta el Punto de Entrega, cubriendo por lo menos la Capacidad Mínima, según se establece a continuación:

Año de Operación	Capacidad Mínima	
	Punto de Derivación	City Gate
1 al 11	La mayor de: (i) 205 MMPCD o (ii) la requerida para atender la demanda en el Servicio de Transporte de Gas, hasta 450 MMPCD.	La mayor de: (i) 155 MMPCD o (ii) la requerida para atender la demanda en el Servicio de Transporte de Gas, hasta 400 MMPCD.
12 y siguientes	450 MMPCD	400 MMPCD

El Punto de Derivación es el lugar en el cual se prevé existirá una bifurcación del ducto que llega de Camisea, de forma tal que en él se iniciaría un ramal para atender la demanda en Pisco y zonas conexas. El

Punto de Derivación estará ubicado en la Provincia de Pisco, cercano al pueblo de Humay o al Oeste de él. [...]"

#### “PLAZO DEL CONTRATO

4.1 Salvo que se produzca la Caducidad de la Concesión antes del vencimiento del plazo estipulado en esta Cláusula, el plazo por el que se otorga la Concesión (el “Plazo del Contrato”) es de treinta y tres (33) años, contado a partir de la Fecha de Cierre de acuerdo con lo establecido por las Bases y la Cláusula 6.4. El Plazo del Contrato no se computará por todo el tiempo que duren las Suspensiones, de acuerdo a lo previsto en este Contrato y en las Leyes Aplicables. [...]"

#### “OBLIGACIONES Y DERECHOS DE LA SOCIEDAD CONCESIONARIA

9.1 Condiciones Generales de Prestación del Servicio de Transporte de Gas

El Servicio de Transporte de Gas deberá ser prestado de acuerdo con los estándares de las Leyes Aplicables, los estándares internacionales reconocidos en las Leyes Aplicables y los estándares del Contrato, de manera tal de garantizar la calidad, eficiencia y continuidad del Servicio de Transporte de Gas.

La Sociedad Concesionaria se obliga a instalar y operar los equipos necesarios para la medición de las variables y parámetros para establecer la verificación de las metas de calidad, eficiencia y continuidad. [...]"

“ADENDA AL CONTRATO BOOT DE CONCESIÓN DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL DE CAMISEA AL CITY GATE TERCERA: DE LA NUEVA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE TGP Queda incorporado como nuevo numeral de la Cláusula 9 del Contrato BOOT, el siguiente:

9.30. Ampliaciones Prevista En ejercicio del derecho de ampliar la Capacidad de Transporte de su Sistema de Transporte de Gas por sobre la

Capacidad Mínima, conforme lo dispuesto en la Cláusula 9.2., la Sociedad Concesionaria se compromete a realizar las inversiones necesarias para aumentar su Capacidad de Transporte hasta un total de 920 MMPCD, bajo las condiciones y alcances convenios en esta cláusula (la Ampliación Prevista).

La Sociedad Concesionaria realizará los procedimientos de Oferta Pública para adjudicar la capacidad bajo modalidad de Servicio Firme conforme a lo dispuesto por las Condiciones Generales para la Asignación de Capacidad por Ductos aprobados por Decreto Supremo N° 016- 2004-EM y otras normas aplicables, de acuerdo a las siguientes consideraciones:

a. Capacidad Ofertada: hasta un volumen total de 920 MMPCD de Servicio Firme, menos las Capacidades Reservas Diarias contratadas a la fecha de la respectiva convocatoria. Dicha capacidad deberá ser adjudicada preferentemente a los Consumidores Nacionales, de acuerdo a la definición establecida en el numeral 1.7b del Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM. [...]"

“ANEXO N° 1

[...] 4.7 Condiciones de Operación Referenciales

En el punto inicial del ducto:

- Presión mínima de entrega por productor: 37.5 bar-absoluto
- Temperatura máxima de entrega: 45 °C

En el punto final del ducto:

- Presión mínima de entrega: 40 bar-absoluto

5.0 Parámetros Específicos de Diseño

[...] 5.4 Flujo y presión a suministrar:

El Sistema de Transporte de Gas deberá suministrar suficiente flujo de Gas y presión para cubrir los requerimientos máximos diarios.

5.5 Velocidad de Diseño:

De acuerdo con las prácticas de diseño en la industria, la velocidad del gas natural en el ducto no será mayor a 20 m/s en las diferentes secciones del Sistema de Transporte de Gas.

[...] 5.7 Estabilidad del Sistema de Transporte de Gas: El Sistema de Transporte de Gas deberá operar de una manera estable bajo todas las condiciones de suministro, incluyendo tanto condiciones normales como de emergencia, por paro en la operación de los clientes de mayor consumo, que pudieran presentarse.”

### **3.4.2 CONTRATO BOOT DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED DUCTOS EN EL DEPARTAMENTO DE LIMA Y LA PROVINCIA CONSTITUCIONAL DEL CALLAO**

Con fecha 6 de diciembre del 2000, fue publicada la Resolución Suprema N° 103-2000-EM, mediante la cual se otorgó la Concesión de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea a la Costa a favor de Transportadora de Gas del Perú S.A.<sup>32,33</sup>. El Contrato tiene por objeto establecer los derechos y obligaciones de las Partes y estipular las normas y procedimientos que regirán entre éstas para el diseño, suministro de bienes y servicios, y construcción del Sistema de distribución de gas en Lima y Callao, la explotación de los bienes de la concesión y la transferencia de los bienes de la concesión al Estado al producirse la caducidad de la concesión.

A continuación se expone un extracto de los aspectos directamente relacionados con el presente trabajo, que están plasmados en este contrato:

#### “DEFINICIONES

[...] City Gate.- Es la estación de regulación y medición de puerta de ciudad que integra la red de alta presión.

---

<sup>32</sup> Ministerio de Energía y Minas del Perú. *Contratos de concesión de transporte y distribución de gas natural seco por red de ductos*. Disponible en web:

<<http://www.minem.gob.pe/descripcion.php?idSector=5&idTitular=2759&idMenu=sub92&idCateg=684>>.

<sup>33</sup> Posteriormente, con R.S. N° 015-2002-EM, se autorizó la Cesión de Posición contractual del Contrato BOOT de Distribución de Gas Natural en la cual Transportadora de Gas del Perú cedió su posición contractual en el Contrato BOOT a favor de Gas Natural de Lima y Callao (GNLC)



[...] Conexiones.- Es la parte de la red de distribución constituida por las instalaciones desde la red de alta presión hasta las instalaciones de los consumidores iniciales. Incluye la acometida.

[...] Punto de entrega.- Es el punto situado al ingreso del City Gate en el que el sistema de transporte de gas se conecta con el sistema de distribución y en que la sociedad concesionaria recibe del transportista el gas para realizar la distribución.

[...] Red de alta presión.- Es la parte de la red de distribución que une el punto de entrega con el punto de inicio de las conexiones y con un punto obligatorio de paso que comprende el City Gate.

Red Principal.- Es la red de ductos destinada al transporte de gas y a la distribución en la red de alta presión, incluida las conexiones. Está constituida por la red de transporte de gas y la red de distribución. [...]"

#### “CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

[...] 3.1.1 La sociedad concesionaria deberá diseñar, suministrar bienes y servicios y construir las obras comprometidas o red de distribución, las que deberán de estar en aptitud de atender la capacidad mínima conforme se señala a continuación:

Año de Operación	Capacidad Mínima		
	Control 1	Control 2	Control 3
1 al 11	La mayor de: (i) 150 MMPCD o (ii) la requerida para atender la demanda en el Servicio, hasta 255 MMPCD.	La mayor de: (i) 95 MMPCD o (ii) la requerida para atender la demanda en el Servicio, hasta 200 MMPCD.	La mayor de: (i) 80 MMPCD o (ii) la requerida para atender la demanda en el Servicio, hasta 150 MMPCD.
12 y siguientes	255 MMPCD	200 MMPCD	150 MMPCD

Control 1: En la red de alta presión, antes de la conexión a Cementos Lima S.A.

Control 2: En la red de alta presión, antes de la conexión a Edegel

Control 3: En la red de alta presión, antes de la conexión a Etevensa [...]”

## “OBLIGACIONES Y DERECHOS DE LA SOCIEDAD CONCESIONARIA

### 9.1 Condiciones generales de la prestación del servicio

El servicio deberá ser prestado de acuerdo con los estándares de las Leyes aplicables, los estándares internacionales reconocidos en las leyes aplicables y los estándares del contrato, de manera tal de garantizar la calidad, eficiencia y continuidad del servicio. [...]”

## “ANEXO 1.- CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y CONDICIONES PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

### 3.6 Condiciones de operación referenciales

En la entrada al City Gate:

Presión mínima de entrega por el productor: 40 bar-absoluto

Temperatura: Ambiental

En puntos de entrega a plantas de generación eléctrica:

Presión mínima de entrega: 32 bar-absoluto

[...] La temperatura máxima del gas natural será 50 °C.

### [...] 4.6 Velocidad de diseño

De acuerdo con las prácticas de diseño en la industria, la velocidad del gas en el ducto no debe ser mayor a 20 m/s en las diferentes secciones de la red de distribución.”

## “ANEXO 11.- CONSUMIDORES INICIALES

Las empresas:

Electroperú S.A.

Alicorp S.A.

Sudamericana de fibras S.A.

Cerámica Lima S.A.  
Vidrios Industriales S.A.  
Corporación Cerámica S.A.  
Cerámicas San Lorenzo S.A.C.”

### **3.5 CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIO ENTRE LOS AGENTES QUE CONFORMAN LA CADENA DE VALOR DEL GAS**

Además de la reglamentación y contratos entre los concesionarios y el Estado Peruano, existen contratos de prestación de servicio celebrados entre los concesionarios (de producción, de transporte y de distribución), clientes libres y/o clientes iniciales, los mismos que son de carácter privado. Sobre ello y para este trabajo, se han elaborado cuadros de resumen, en los que se presenta la información considerada más importante tanto en términos operativos como en cuanto a la naturaleza misma de los contratos se refiere.

En el Anexo N° 2 de este trabajo de investigación se muestran los cuadros referidos, organizados de la siguiente manera:

1. Contratos de suministro de gas natural celebrados entre la empresa Pluspetrol Peru Corporation S.A. y los siguientes grupos de clientes:
  - Grandes Industriales
  - Distribuidoras de gas
  - Petroquímicos
  - Generadores eléctricos y cogeneradores
  
2. Contratos de servicio de transporte de gas natural celebrados entre Transportadora de Gas del Perú S.A. y sus clientes, para los siguientes tipos de servicio:
  - Servicio de transporte firme
  - Servicio de transporte interrumpible

3. Contratos de servicio de transporte de gas natural vía la red principal de distribución celebrados entre Gas Natural de Lima y Callao S.A. y sus clientes, para los siguientes tipos de servicio:
  - Servicio de transporte firme
  - Servicio de transporte interrumpible

## **CAPÍTULO IV**

### **DEFINICIÓN DE VARIABLES Y ESTABLECIMIENTO DE SUPOSICIONES**

En este capítulo introducimos la definición de las variables relacionadas al planteamiento general del problema de operación eficiente a través de la minimización de combustible en redes de transmisión y distribución de gas natural, donde además son presentadas las suposiciones asumidas para poder elaborar el modelo matemático.

#### **4.1 DETERMINACIÓN DE LAS VARIABLES, INDICADORES Y PARÁMETROS**

Todo modelo matemático consta al menos de tres conjuntos básicos de elementos:

- Variables (independientes, dependientes e intervinientes)
- Restricciones
- Función objetivo

Las restricciones fueron expuestas con nivel de detalle en la sección 2.3, mientras que la función objetivo fue descrita con amplitud en la sección 2.2.2. Es preciso, por lo tanto, describir cuáles son las variables e indicadores para poder luego elaborar nuestro modelo matemático.

Para poder modelar ordenadamente un problema de optimización debemos distinguir qué variables son aquellas sobre las que podemos tomar decisiones en el problema y

darles un nombre, es decir, debemos darnos cuenta qué variables están bajo nuestro control y sobre cuáles repercute. A veces es necesario incluir variables que, si bien no podemos ejercer una decisión directa sobre ellas, nos sirven como herramienta auxiliar ya sea para plantear restricciones o para escribir nuestra función objetivo. Las variables de decisión son incógnitas que deben ser determinadas a partir de la solución del modelo. Los parámetros representan los valores conocidos del sistema o bien que se pueden controlar.

De la ecuación 2.18 correspondiente al capítulo 2, podemos ver que los parámetros operativos que controlan la optimización de la operación del sistema, la cual está indicada por la minimización del consumo de combustible y la anulación del venteo operativo, son el flujo másico a través de cada arco de la red (sea arco ducto o arco compresor) y la presión del gas en cada nodo de la red; es en virtud de ello que podemos afirmar que las variables y sus indicadores son:

Variable independiente o explicativa (X).-

X: Control de parámetros operativos

Indicadores.-

X1: Flujo másico a través de un ducto o compresor  $(i,j)$ ;  $(i,j) \in A$

X2: Presión absoluta en un nodo  $i$ ;  $i \in N$

Variable dependiente (Y).-

Y: Optimizar el funcionamiento de la red principal de transporte y distribución

Indicadores.-

Y1: Minimización del consumo de combustible en las estaciones compresoras  $(i,j)$ ;  $(i,j) \in A_c$

Y2: Anulación del venteo operativo

Otras variables, cuyos valores deben satisfacer las restricciones mencionadas en el capítulo 2, y por lo tanto son variables intervinientes, son:

$s_{ij}$	Velocidad de rotación en la estación $(i,j)$ ; $(i,j) \in A_c$
$q_{ij}$	Flujo volumétrico en la estación $(i,j)$ ; $(i,j) \in A_c$
$h_{ij}$	Cabeza adiabática en la estación $(i,j)$ ; $(i,j) \in A_c$
$\eta_{ij}$	Eficiencia de la estación $(i,j)$ ; $(i,j) \in A_c$
$q_{ij}/s_{ij}$	Razón de este cociente en la estación $(i,j)$ ; $(i,j) \in A_c$

Asimismo, del capítulo 2, procedemos a agrupar los parámetros que controlan el modelo matemático:

$N_s$	Conjunto de nodos suministro
$N_d$	Conjunto de nodos demanda
$N$	Conjunto de todos los nodos en la red; $N = N_s \cup N_d$
$A_p$	Conjunto de arcos ducto
$A_c$	Conjunto de arcos de las estaciones compresoras
$A$	Conjunto de todos los arcos en la red; $A = A_p \cup A_c$
$U_{ij}$	Capacidad del arco ducto $(i,j)$ ; $(i,j) \in A_p$
$C_{ij}$	Resistencia de la tubería $(i,j)$ ; $(i,j) \in A_p$
$p_i^L, p_i^U$	Límites inferior y superior de las presiones en cada nodo $i$ ; $i \in N$
$b_i$	Tasa de flujo neto en el nodo $i$ ; $b_i > 0$ si $i \in N_s$ ; $b_i < 0$ si $i \in N_d$ , $b_i = 0$ de otro modo.

La medida de desempeño para nuestro problema, la cual está en función de las variables de decisión, es “el consumo total de combustible en la red”, denotado por  $g(x_{ij}, p_i, p_j)$ , la cual fue descrita en detalle en el capítulo 2.

## 4.2 ESTABLECIMIENTO DE SUPOSICIONES

En años recientes, el desarrollo de nuevas y mejoradas técnicas se ha hecho sentir en casi todas las facetas de la investigación científica. La solución no puede ser obtenida por la aplicación de simples técnicas, ya que se requiere de un mayor estudio en presencia de infinidad de restricciones. Esto cubre un terreno considerable puesto que nos encontramos en el mundo real.

Sería presuntuoso decir que el diseño matemático del problema, en su estado actual de desarrollo, puede manejar todas las situaciones que implican sus restricciones. Aun así, constantemente el punto principal de un diseño matemático es proporcionar un marco de referencia para examinar estas situaciones en forma lógica y sistemática. En otras palabras, el planteamiento de suposiciones bien definidas -partiendo de la vida real-, proporciona el modelo necesario para estudiar su estructura matemática y su dominio de factibilidad, para encontrar las mejores técnicas que aprovechen al máximo todas sus características. Por lo tanto, en nuestro trabajo de tesis hacemos las siguientes suposiciones para resolver el PMCC:

- Ya se ha mostrado que el modelo de flujo unidimensional permite obtener el comportamiento básico del flujo de gas en el gasoducto de una manera muy simple.
- El problema está en estado estable. Esto es, nuestro modelo proveerá soluciones a sistemas que han estado operando por una relativa cantidad grande de tiempo. Un análisis transitorio requeriría incrementar el número de variables y la complejidad del problema, y esto es de hecho, uno de los más grandes desafíos en esta área. El estudio en estado transitorio debe ser un trabajo a futuro.



- La red está balanceada. Esto significa que la suma de todos los flujos en cada nodo de la red es igual a cero; en otras palabras: el flujo total del suministro es entregado completamente al flujo total demandante, sin pérdida alguna. Se tiene conocimiento de que las estaciones compresoras se alimentan con cierto porcentaje del combustible transportado dentro de las tuberías, por lo que para mantener el supuesto de estado estable consideramos el costo de este consumo como un costo (de oportunidad) extra en el modelo, lo que representaría la cantidad que nosotros deberíamos invertir si tuviésemos que comprar el combustible de terceras partes.
- Se considera un sistema isotérmico. Es decir, la temperatura ambiente se mantiene constante en cada ducto. Esto con la finalidad de hacer más tratable la restricción del flujo en los ductos.
- La red es dirigida. Esto significa que cada arco en la red tiene una dirección pre-especificada.
- En cada estación compresora se establece un número fijo de unidades compresoras. Es decir, se considera como parámetro conocido el número de compresores operando en cada estación. Sin embargo, en la práctica es posible considerar este dato como una variable de decisión, lo que convertiría este problema en un programa entero mixto no lineal, requiriendo una metodología de solución completamente diferente. El estudio con número variable de compresores debe ser un trabajo a futuro.
- Las unidades compresoras que se manejan en cada estación son centrífugas, idénticas e instaladas en paralelo. Se asumen centrífugas por ser los más utilizados en la industria del gas natural, ya que son de sencilla construcción, poseen un mantenimiento mínimo y permiten un funcionamiento continuo durante largos períodos de tiempo. Además, se instalan en paralelo con la finalidad de suponer que el flujo que entra en la estación es repartida equitativamente entre el número de unidades compresoras dentro de ella, facilitando el análisis.
- El problema es determinístico, es decir, cada parámetro se supone conocido con certeza.

## **CAPÍTULO V**

### **DESARROLLO DEL MODELO**

En este capítulo agrupamos de forma ordenada las formulaciones expuestas en los capítulos anteriores y elaboramos el esquema numérico del modelo deseado, resaltando la función objetivo que forma parte de dicho esquema. Asimismo, se describen las técnicas de pre-procesamiento que se van a utilizar para un mejor aprovechamiento de los recursos computacionales de los que se dispone, y se exponen las consideraciones adoptadas para desarrollar el modelo computacional requerido.

#### **5.1 ESQUEMA NUMÉRICO**

Del fundamento teórico mostrado en el capítulo 2, y tomando como referencia y restricción lo indicado en la base normativa descrita en el capítulo 3, tenemos que la representación matemática de nuestro problema es la siguiente:

##### ***Índices y conjuntos***

$N$  = Conjunto de nodos en la red

$A_p$  = Subconjunto de ductos

$A_c$  = Subconjunto de estaciones compresoras

$A$  = Conjunto de arcos en la red ( $A = A_p \cup A_c$ )

##### ***Parámetros***

$U_{ij}$  = Capacidad del ducto  $(i,j)$ ;  $(i,j) \in A_p$

$C_{ij}$  = Resistencia del ducto  $(i,j)$ ;  $(i,j) \in A_p$

$b_i$  = Flujo neto en el nodo  $i$ ;  $i \in N$ , donde:

$$b_i = \begin{cases} > 0, & \text{si } i \in N_f \\ < 0, & \text{si } i \in N_d \\ = 0, & \text{de otro modo} \end{cases}$$

### **Variables independientes**

$x_{ij}$  = Flujo de masa en el arco  $(i,j)$ ;  $(i,j) \in A$

$p_i$  = Presión en el nodo  $i$ ;  $i \in N$

### **Formulación**

$$\text{mín} \sum_{\{(i,j) \in A_c\}} g_{(i,j)}(x_{ij}, p_i, p_j) \quad (5.1)$$

### **Sujeto a:**

$$\sum_{\{j|(i,j) \in A\}} x_{ij} - \sum_{\{j|(j,i) \in A\}} x_{ji} = b_i \quad i \in N \quad (5.2)$$

$$0 \leq x_{ij} \leq U_{ij} \quad (i, j) \in A_p \quad (5.3)$$

$$p_i^2 - p_j^2 = C_{ij} x_{ij}^2 \quad (i, j) \in A_p \quad (5.4)$$

$$p_i^L \leq p_i \leq p_i^U \quad i \in N \quad (5.5)$$

$$(x_{ij}, p_i, p_j) \in D_{(i,j)} \quad (i, j) \in A_c \quad (5.6)$$

Donde  $D_{(i,j)}$  está dado por:

$$H_{ij} = \frac{ZRT_s}{m} \left[ \left( \frac{p_j}{p_i} \right)^m - 1 \right] \quad (5.7)$$

$$Q_{ij} = ZRT_S \frac{x_{ij}}{P_i} \quad (5.8)$$

$$\frac{H_{ij}}{S_{ij}^2} = A_H + B_H \left( \frac{Q_{ij}}{S_{ij}} \right) + C_H \left( \frac{Q_{ij}}{S_{ij}} \right)^2 + D_H \left( \frac{Q_{ij}}{S_{ij}} \right)^3 \quad (5.9)$$

$$S_{ij}^L \leq S_{ij} \leq S_{ij}^U \quad (5.10)$$

$$R_{ij}^L \leq \frac{Q_{ij}}{S_{ij}} \leq R_{ij}^U \quad (5.11)$$

## 5.2 FUNCIÓN OBJETIVO

La función objetivo del modelo matemático,

$$\text{mín} \sum_{\{(i,j) \in A_c\}} g_{(i,j)}(x_{ij}, P_i, P_j)$$

como ya se mencionó en el capítulo 2, es una función no lineal y no convexa. Las dos primeras restricciones (5.2) y (5.3) son lineales y son clásicas en un modelo de flujo en redes. Las siguientes tres restricciones (5.4), (5.5) y (5.6) son propias del problema en cuestión y son las que en unión con la función objetivo hacen que el modelo sea difícil de resolver, ya que éstas son no lineales y definen un conjunto no convexo.

La función objetivo mide el costo del combustible consumido por una estación compresora. Lo que se indica en esta expresión es la minimización del costo de combustible consumido por el desempeño del sistema en todas las estaciones compresoras.

### 5.3 TÉCNICAS DE PRE-PROCESAMIENTO<sup>34</sup>

Dada una formulación de un problema de optimización, el pre-procesamiento se refiere a operaciones elementales que pueden ser desarrolladas para mejorar o simplificar la formulación mediante el acotamiento de variables y asignación de valores iniciales, por mencionar algunas. El pre-procesamiento puede ser interpretado como una fase entre formulación y solución. Este puede acrecentar enormemente la velocidad de un algoritmo sofisticado el cual pudiera, por ejemplo, estar imposibilitado para reconocer el hecho de que alguna variable puede ser fijada y entonces eliminada del modelo. Ocasionalmente, un problema pequeño puede ser resuelto en la fase de pre-procesamiento o por la combinación de pre-procesamiento con algún proceso enumerativo. Aunque esta aproximación ha sido abordada como una técnica de solución en el desarrollo primitivo de programación entera, bajo el nombre de enumeración implícita, este no es el papel importante de estas técnicas simples. Su principal propósito es preparar una formulación rápida y más efectiva para un algoritmo más sofisticado. Desafortunadamente, ha tomado mucho tiempo a los investigadores reconocer el hecho de que existe generalmente la necesidad para ambas fases en la solución de problemas prácticos. Entre las técnicas de pre-procesamiento más utilizadas en la optimización de la operación de redes de gas, y que van a ser utilizadas en este trabajo, tenemos las siguientes:

a. Acotamiento de variables

El acotamiento de una variable consiste en especificar una cota inferior y otra superior, aun en el caso en que una variable no está restringida. Esto se realiza con la finalidad de hacer la región factible o espacio de búsqueda más reducido, con el objetivo de que el esfuerzo computacional empleado por el algoritmo para encontrar la solución óptima local sea menor.

---

<sup>34</sup> VILLALOBOS MORALES, Y., *op. cit.*

Existen dos razones por las cuales las cotas son importantes en modelos no lineales. La primera es que las cotas previenen que el algoritmo realice operaciones no definidas, tales como la división por cero. La segunda razón es que éstas pueden garantizar que las variables permanezcan en una región apropiada.

Algunas veces se obtienen valores en soluciones parciales enormemente grandes y pueden ser desperdiciados recursos considerables. La estrategia más segura es acotar todas las variables superior e inferiormente.

b. Asignación de valores iniciales de variables

El asignar buenos valores iniciales es importante por muchas razones. Valores iniciales que satisfacen o cercanamente satisfacen muchas de las restricciones hacen que se reduzca el trabajo involucrado en encontrar una solución inicial factible. Los valores iniciales que además son cercanos al óptimo también reducen la distancia al punto final y, por lo tanto, indirectamente el esfuerzo computacional.

Una posibilidad es inicializar todas las variables en 1, o utilizar un factor de escala si se combina con alguna opción de escalamiento. Otra posibilidad es seleccionar valores razonables para algunas variables que del contexto se conoce que son importantes y entonces usar algunas de las ecuaciones del modelo para derivar valores para las otras variables.

c. Escalamiento

Existe una diversidad de factores que pueden influenciar en la eficiencia y éxito de un optimizador no lineal, incluyendo la forma en la cual el modelo es formulado y la selección de las unidades (o escalamiento) para las variables. El escalamiento consiste en que los valores de los coeficientes de las variables deberían tener un grado de magnitud muy parecido.

Los optimizadores pueden introducir error cuando algunos coeficientes de variables o restricciones varían considerablemente. Algunos optimizadores automáticamente escalan el problema para tratar de no permitir esta situación, pero se puede ayudar considerablemente analizando con buen juicio las unidades en las cuales las variables son expresadas.

Las variables llegan a ser bien escaladas si éstas son medidas con las unidades apropiadas. En la mayoría de los casos se debe seleccionar la unidad de medida para las variables tal que su valor esperado esté alrededor de la unidad. Las ecuaciones llegan a ser bien escaladas si los términos individuales son medidos en las unidades apropiadas. Después de que se han seleccionado las unidades para las variables, el siguiente paso es seleccionar la unidad de medida para las ecuaciones, tal que los valores esperados de los términos individuales estén alrededor de la unidad. Si se siguen estas reglas, se garantiza que las ecuaciones de balance usualmente tendrán coeficientes alrededor de 1.

Si el problema está mal escalado originalmente, entonces es muy probable que la técnica de escalamiento cause un mejoramiento dramático en el costo y un proceso de solución no confiable.

#### **5.4 DESARROLLO DEL MÉTODO DE SOLUCIÓN**

En esta sección presentamos los aspectos considerados para la resolución del esquema numérico descrito al iniciar este capítulo, orientado a la topología de red que será expuesta más adelante. Los componentes básicos de este método de solución pueden describirse de manera general como sigue:

- a. *Programa computacional a utilizar.* Los principios generales del software serán expuestos en el párrafo 5.4.1.
- b. *Pre-procesamiento.* Técnica presentada anteriormente, tiene dos objetivos fundamentales: Refinar las cotas del dominio de operación factible dado las variables de decisión, y reducir el tamaño de la instancia de red sin

alterar su estructura matemática. Con esta fase, uno espera que el programa computacional implementado se desempeñe de una manera más eficaz sobre los límites de operación, explotando de una manera eficiente la estructura matemática del problema.

- c. *Asignación de flujos*. Dada la topología del sistema de transporte y distribución que abordamos, es posible obtener un conjunto de flujos factibles iniciales, de manera eficiente, basándonos en la técnica de asignación “clásica”.
- d. *Solución óptima de las variables de presión*. En esta fase, se encuentra un conjunto de presiones óptimas aplicando una técnica de DP no secuencial (para el conjunto de flujos factibles obtenido en la fase anterior). Cabe hacer mención que, bajo los fundamentos teóricos encontrados en Borraz<sup>35</sup> (donde se demuestra que en topologías no cíclicas existe una única manera de asignar los flujos), en esta fase obtenemos soluciones óptimas globales.

Los componentes (c) y (d) se vinculan en el algoritmo NDP más adelante y se presentan en el programa computacional anexado a la presente tesis, constituyéndose así como el método de búsqueda de soluciones que engloba la asignación de flujos y la búsqueda del conjunto óptimo de presiones en una relación de dependencia.

#### **5.4.1 PROGRAMA COMPUTACIONAL A UTILIZAR**

En este trabajo se modela el PMCC mediante el uso del programa GAMS, versión 23.9.2 (<http://www.gams.com/>), en una computadora personal equipada con el sistema operativo *Windows 7 Ultimate*. Para la evaluación se utilizó la función objetivo original, ya expuesta anteriormente, utilizando para ello las técnicas de pre-procesamiento. A continuación se expondrán brevemente los conceptos relacionados al software empleado.

---

<sup>35</sup> BORRAZ, C., *op. cit.*



## **Descripción de GAMS/CONOPT**

El sistema de modelamiento algebraico general (the general algebraic modeling system –GAMS– en inglés) es un sistema de modelamiento de alto nivel para programación y optimización matemática. Consiste de un compilador de lenguaje y un sistema integrado de resolución de alto desenvolvimiento. GAMS permite el modelamiento de aplicaciones complejas y de gran escala, y permite elaborar grandes modelos que pueden ser adaptados rápidamente a nuevos escenarios.

Los modelos no lineales creados con el modelador algebraico GAMS deben ser resueltos con un algoritmo de optimización no lineal (NLP). Actualmente, existen tres algoritmos estándar disponibles en GAMS, los cuales son: CONOPT, MINOS y SNOPT. El algoritmo CONOPT Drud, (1985 y 1992) que es el que se usa en este estudio de investigación, se encuentra en dos versiones, la versión antigua CONOPT y la versión nueva CONOPT2; debido a las limitaciones computacionales con que se cuentan se utilizará la versión antigua, sin desvirtuar los resultados a obtener.

Todos los algoritmos para NLP intentan encontrar un óptimo local. Es casi imposible predecir qué tan difícil es resolver un modelo particular con un algoritmo particular, especialmente para modelos NLP. GAMS no puede seleccionar el mejor algoritmo automáticamente. La única forma confiable para encontrar el algoritmo a usar para cada clase de modelo en particular es haciendo experimentos.

CONOPT tiene un pre procesador, en el cual las variables y ecuaciones recursivas son resueltas y quitadas del modelo. Si se tiene un modelo donde muchas de las ecuaciones pueden ser resueltas una por una, entonces CONOPT tomará ventaja de esta propiedad. Similarmente, se eliminan del modelo las variables intermedias que son usadas únicamente para definir el término objetivo y las restricciones son trasladadas dentro de la función objetivo.

CONOPT es una herramienta de ayuda que toma los errores fuera del programa de la computadora durante el desarrollo del modelo. CONOPT ha sido diseñado para modelos grandes y dispersos; esto significa que el número de variables y ecuaciones pueden ser grandes. Asimismo, es diseñado para modelos con funciones suaves, pero también puede ser aplicado a modelos los cuales no tienen funciones diferenciables en GAMS, llamados modelos DNLP. Sin embargo, esto no garantiza en absoluto el resultado para esta clase de modelo y algunas veces se obtendrán mensajes con terminaciones como “convergencia demasiado lenta” o “no hay cambio en la función objetivo aunque el gradiente reducido es mayor que la tolerancia”, lo cual indica que la terminación no fue exitosa. Si es posible, se debería tratar de reformular el modelo DNLP a uno equivalente o aproximadamente de forma equivalente.

### **El algoritmo CONOPT**

Este método está basado en el algoritmo GRG (Gradiente Reducido Generalizado), sugerido originalmente por Abadie y Carpentier (1969). La implementación actual tiene muchas modificaciones, que hacen a este algoritmo eficiente para modelos grandes y modelos escritos en el lenguaje modelador GAMS. Los detalles sobre el algoritmo pueden ser encontrados en Drud (1985 y 1992). Enseguida se presentan los pasos generales del algoritmo GRG:

1. Inicializar y encontrar una solución factible inicial.
2. Calcular el Jacobiano  $J$  de las restricciones.
3. Seleccionar un conjunto de “ $n$ ” variables básicas,  $x_b$ , tal que  $B$ , la submatriz de la columna básica de  $J$ , sea no singular. Factorizar  $B$ . Las variables restantes,  $x_n$ , son llamadas variables no básicas.
4. Resolver  $B^T u = df/dx_b$  para los multiplicadores  $u$ .
5. Calcular el gradiente reducido,  $r = df/dx - J^T u$ .  $r$  será, por definición, cero para las variables básicas.
6. Si  $r$  proyectado en las cotas es pequeño, entonces el algoritmo se detiene. El punto actual es cercano al óptimo.

7. Seleccionar un conjunto de variables súper básicas,  $x_s$ , como un subconjunto de las variables no básicas que útilmente pueden ser cambiadas, y encontrar una dirección de búsqueda,  $d_s$ , para las variables súper básicas basadas en  $r_s$  y posiblemente sobre cierta información de segundo orden.
8. Desarrollar una línea de búsqueda a lo largo de la dirección  $d$ . Para cada paso,  $x_s$  es cambiada en la dirección de  $d_s$  y  $x_b$  es subsecuentemente ajustada a satisfacer  $g(x_b, x_s) = b$  en un proceso pseudo-Newton usando el factor  $B$  del paso 3.
9. Ir al paso 2

El algoritmo termina cuando la dirección de búsqueda ( $d$ ) es igual a cero y la solución ( $x$ ) cumple con las condiciones de optimalidad de Kuhn-Tucker. Una información más detallada de los fundamentos de GRG y GAMS/CONOPT puede encontrarse en Drud (1985 y 1992).

#### 5.4.2 PROCEDIMIENTO DE ASIGNACIÓN DE FLUJOS

En un análisis detallado sobremanera en Borraz<sup>36</sup>, se identificó que en ciertos patrones de topologías de redes, el desempeño que presentaban dos de ellas era inmejorable por lo que, en un estudio posterior, se designaron a cada técnica ciertas topologías que presentaban el patrón identificado.

La reclasificación de los tipos de topologías a la que hacemos referencia, es absolutamente exclusiva para la ejecución de las técnicas apropiadas en la búsqueda del conjunto de flujos factibles, siendo esta justificable cuando se vincula la eficiencia de los recursos computacionales con la calidad inmensurable de una solución esperada. La reclasificación puede realizarse como sigue:

- Topologías de grado 1 (figura 5.1): Son todas aquellas topologías no cíclicas que dentro de su estructura se componen exclusivamente de

---

<sup>36</sup> BORRAZ, C., *op. cit.*

nodos con grado interno menor o igual a 1.

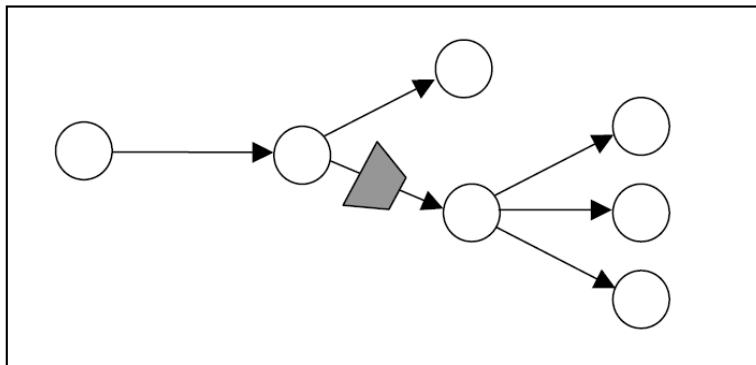


Figura 5.1: Topología de grado 1

- Topologías de grado mayor a 1 (figura 5.2): En esta clasificación se incluyen todas las topologías cíclicas y no cíclicas en donde, al menos, uno de los nodos que la componen tiene un grado interno mayor a uno.

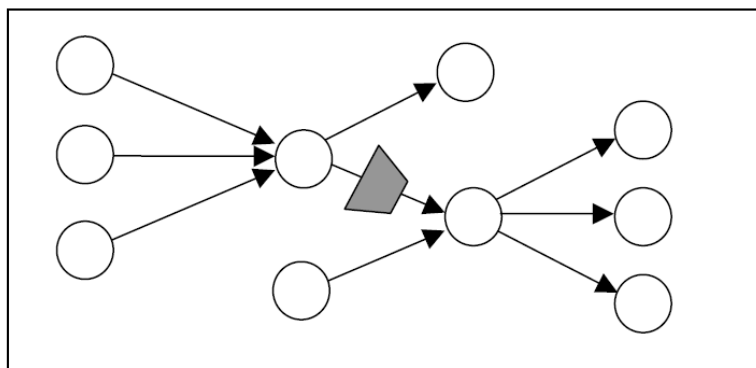


Figura 5.2: Topología de grado mayor a 1

El algoritmo de asignación “clásica” (figura 5.3), que es el que se aplica en esta tesis, dentro del lenguaje desarrollado en GAMS, para la búsqueda de un conjunto de flujos óptimos sobre las instancias topológicas de grado 1 –se mostrará en el siguiente capítulo la topología a modelar–, corresponde a la implementación de una técnica de asignación de flujo sobre cada arco dentro de rutas construidas en base a la topología. El algoritmo inicia asignando flujos sobre cada arco de una ruta, partiendo desde el último arco hacia el primero de la

misma, es decir, hacia atrás.

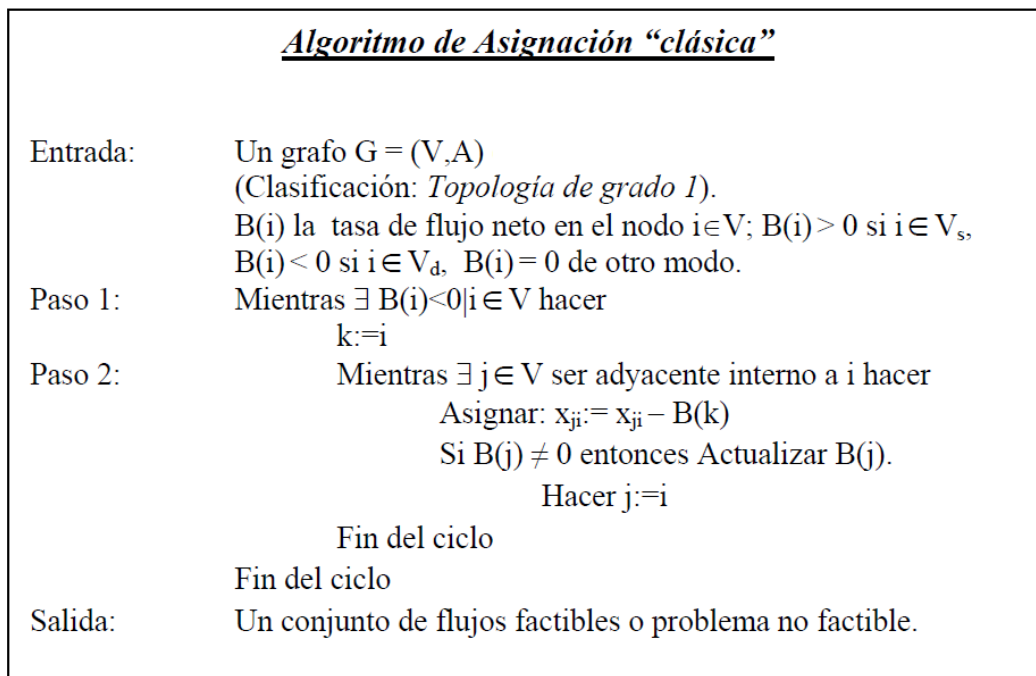


Figura 5.3: Algoritmo de asignación clásica

Como fase inicial de este proceso de asignación observamos que una topología de grado 1 (figura 5.1) puede ser formada únicamente por topologías lineales o tipo árbol, por lo que es posible definir al problema como asignación de flujos sobre un sistema de rutas finitas. En el caso de que existan ductos en paralelo, existe una sola proporción de flujos que satisfaga las condiciones de igualdad de presión en sus extremos, bajo restricciones inherentes al flujo de gas a alta presión que ya fueron expuestas en el marco teórico.

En este proceso de asignación, se ejecuta una iteración para cada ruta de la instancia de red, produciendo hasta antes de encontrar un rama divergente, una asignación óptima de flujos; esto debido a que el flujo en cada arco puede ser determinado de forma única. La iteración es establecida por una transición de asignación de flujos sobre la ruta hasta encontrar un nodo con grado interno menor a 1.

La matriz de adyacencia es quizás el concepto más importante en este modelo de asignación “clásica”, ya que representa la liga entre cada ruta del sistema, de tal manera que cuando cada asignación se realiza por separado, ésta resulta automáticamente factible para el problema completo. Conceptualmente, desde el punto de vista del cálculo, el método hacia atrás es más eficiente; esto se debe a la complejidad de hacer transformaciones sobre las ramas divergentes que se procesan en dos iteraciones consecutivas.

Este algoritmo de asignación “clásica” hace uso de las técnicas de pre-procesamiento (ver sección 5.3) para refinar el rango de factibilidad sobre cada arco compresor; esto con la finalidad de evitar la asignación de flujos másicos no factibles.

A manera de ejemplo, mostramos a continuación el desarrollo de la ejecución del algoritmo sobre la instancia de red mostrada en la figura 5.4, la cual es resuelta ejecutando tres simples iteraciones.

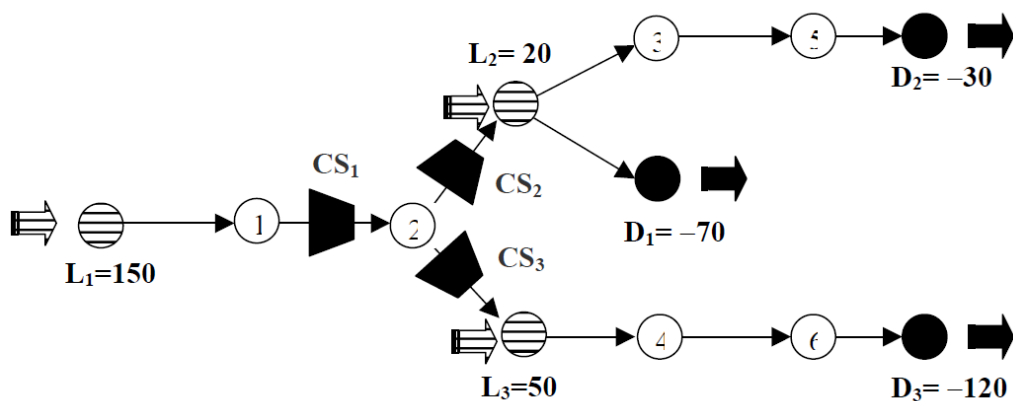


Figura 5.4: Topología de grado 1 para el ejemplo

Primero observamos el grafo o dibujo  $G$  mostrado en la figura anterior, y así procedemos a ejecutar la primera iteración tomando un nodo demanda al azar sobre la red. En este ejemplo, tomamos el nodo  $D_2$  y proseguimos con la asignación del flujo másico demandado por  $D_2$  sobre cada arco interno adyacente

hasta encontrar el primer nodo sobre la red (en este ejemplo, el punto final es el nodo  $L_1$ , ver figura 5.5).

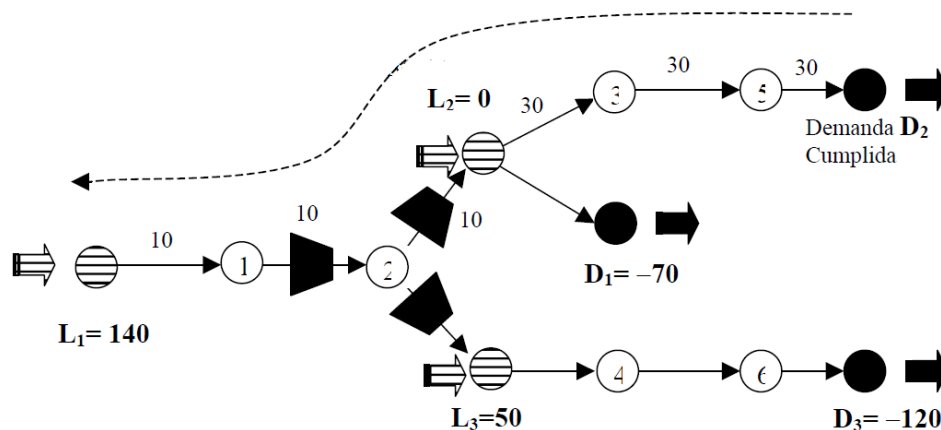


Figura 5.5: Primera iteración para el ejemplo aplicativo

Procediendo de la misma manera que en la primera iteración, en las siguientes dos iteraciones se toman como puntos de referencia los nodos demanda  $D_1$  y  $D_3$ , respectivamente, y asignamos el flujo demandado sobre estos nodos como se muestra en las figuras 5.6 y 5.7, para cada nodo demanda.

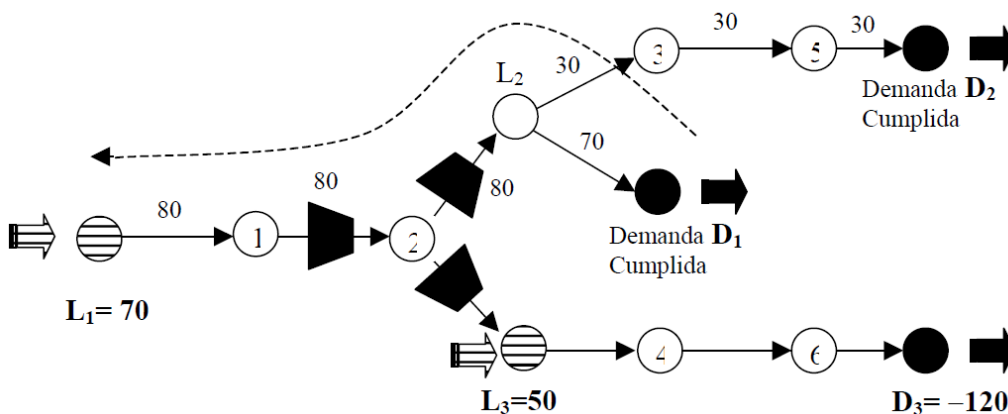


Figura 5.6: Segunda iteración para el ejemplo aplicativo

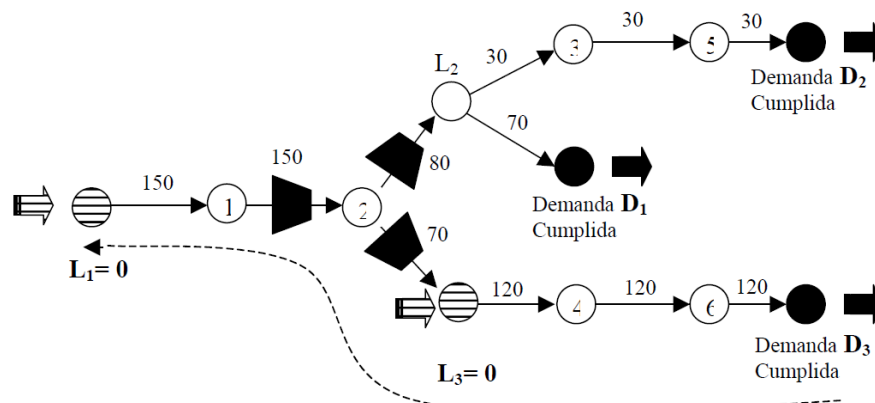


Figura 5.7: Tercera iteración para el ejemplo aplicativo

Es pertinente aclarar que el algoritmo de asignación “clásica” encuentra siempre un conjunto de flujos factibles para las topologías de grado 1, que cumple con cada una de las restricciones del modelo de programación matemática; o bien, si fuese el caso, entrega un mensaje de no factibilidad, terminando de esta forma con el procedimiento.

### 5.4.3 PROCEDIMIENTO DE BÚSQUEDA DE PRESIONES ÓPTIMAS

En esta sección, de manera similar a la anterior, describimos el método de cálculo desarrollado en el programa GAMS para encontrar un conjunto de presiones óptimas (para el conjunto de flujos factibles obtenido en la fase anterior), el cual introduce el empleo de una técnica de programación dinámica no secuencial (NDP). En este procedimiento de búsqueda de presiones, al igual que en la etapa anterior, también se aplican las técnicas de pre-procesamiento para refinar las cotas de operación factible de las estaciones compresoras y esperar con esto un proceso de búsqueda más eficiente.

Partiendo del objetivo general de la optimización, el cual es encontrar soluciones de calidad a un problema dado bajo cierto conjunto de restricciones, la DP hace uso del mismo objetivo, como un método que propone soluciones a estos problemas que no admiten una única solución. Es una técnica que emplea conceptos simples; sin embargo, desde una perspectiva computacional, es



considerada muy difícil de aplicar, ya que la implementación de apropiadas estructuras de datos debe ser realizada eficientemente para permitir la reconstrucción de las configuraciones de presiones óptimas actuales al sistema original; esto, una vez que el objetivo óptimo ha sido alcanzado.

Una de las ventajas de la aplicación de técnicas de DP que se constituye como la más apropiada para resolver problemas que requieren decisiones interrelacionadas, es decir, decisiones que se deben tomar en forma secuencial, y las cuales determinan las decisiones futuras. Otra ventaja presente en la DP es que se considera una técnica matemática utilizada principalmente para mejorar la eficiencia de cómputo en ciertos problemas de optimización. La idea básica de la técnica es descomponer el problema en subproblemas, los cuales son computacionalmente más manejables.

Para ejemplificar cómo se desarrolla esta técnica, consideramos una red de transmisión de gas natural en estado estable con  $M$  estaciones compresoras y un conjunto de flujos máscicos factibles. Se sabe con certeza que cada estación compresora puede tener una configuración de presión de succión  $p_i$  y presión de descarga  $p_j$  dentro de un rango de operación factible infinito. Al contrario de considerar cualquier presión entre los límites inferior y superior, consideraremos solo un conjunto discretizado en  $\Delta p$  unidades de presión. Por ejemplo, si el rango factible de operación está entre 600 y 800 unidades psig, y tenemos una discretización de  $\Delta p=10$  unidades, entonces se considerarán sólo presiones en un incremento de 10 unidades: 600, 610, ..., 790, 800.

El rango de operación factible que describe cada estación compresora se basa en las restricciones físicas de cada compresor individual. Por tanto, si una estación compresora puede operar bajo presiones de entrada y salida específicas, entonces suponemos que pueden calcularse los costos de operación de una configuración predeterminada y, por supuesto, el costo total de operación del sistema completo es la suma de los costos de operación sobre cada estación compresora  $m$ ; donde  $i_m$  y  $j_m$  son las variables de las presiones de succión y descarga en la estación

compresora  $m$ , respectivamente. Recordemos que la función de costo del consumo de combustible está basada en un espacio  $(x_{ij}, p_i, p_j)$ . Por tanto, para un flujo  $x_{ij}$  predeterminado, el costo simplemente es función de  $p_i$  y  $p_j$ .

Para el accionar combinado de estaciones compresoras, procedemos entonces a buscar sobre una “tabla” de costos para obtener el mínimo valor, en función a las presiones de succión y descarga. Siguiendo con el ejemplo, supongamos que el rango de factibilidad de las presiones es de [200, 800] unidades psig y tenemos una discretización de  $\Delta p = 50$  unidades. Por tanto, la tabla de costos  $C_{AB}$  podría suponerse como sigue:

		$P_j$												
		200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800
$P_i$	200	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
	250	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
	300	-1	-1	-1	22312	2543	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
	350	-1	-1	-1	4565	4789	987	765	-1	-1	-1	-1	-1	-1
	400	-1	-1	-1	345	4567	6783	444	943	-1	-1	-1	-1	-1
	450	-1	-1	-1	2343	1546	987	453	312	993	-1	-1	-1	-1
	500	-1	-1	-1	1233	1232	1111	955	754	822	912	-1	-1	-1
	550	-1	-1	-1	-1	-1	5643	453	1344	583	663	3201	-1	-1
	600	-1	-1	-1	-1	-1	3455	999	923	765	653	2345	-1	-1
	650	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	466	477	913	5435	-1	-1
	700	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	841	9183	421	-1
	750	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	991	-1
	800	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1

Tabla 5.1: Tabla de costos incurridos por configuraciones óptimas de operación

De la tabla anterior, podemos observar que el mínimo valor incurrido por las configuraciones óptimas de operación es de 312, el cual corresponde a las presiones de succión  $p_i = 450$  y de descarga  $p_j = 550$ , de los nodos  $i$  y  $j$  de la red original.

En resumen, hemos aplicado el esfuerzo de optimización para resolver las variables de presión ( $p_i$ ) en cada nodo. El método de solución previamente descrito en este capítulo obtiene un conjunto de flujos factibles, para después proseguir con un proceso de búsqueda de presiones óptimas (para los flujos pre especificados), utilizando en ambos procesos técnicas de pre-procesamiento para

la refinación del modelo y reducción de la red, así como una técnica de DP no secuencial para la búsqueda de presiones óptimas.

## **CAPÍTULO VI**

### **APLICACIÓN DEL MODELO**

En este capítulo se aplicará el esquema numérico expuesto en los capítulos anteriores sobre el sistema deseado. Para ello, en primer lugar se describirá la topología de la red de gas objetivo, indicando las condiciones de contorno asociados a ella, y los conjuntos de condiciones iniciales considerados para poder encontrar los resultados esperados. Una vez se tenga esta información, se ejecutará el programa de optimización para hallar el valor de la función objetivo y se hará el cálculo para escenarios en los que no se trabaje con sistemas optimizados.

#### **6.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OBJETIVO**

La red principal de gas natural está conformada por dos grandes sistemas: la red de transporte (cuyo propietario es Transportadora de gas del Perú – TGP) y la red de distribución en Lima y Callao (cuyo propietario es Gas Natural de Lima y Callao – Cálidda).

### **6.1.1 RED DE TRANSPORTE<sup>37</sup>**

Transportadora de Gas del Perú S.A. es una empresa peruana, responsable del diseño, construcción y operación del sistema de transporte de gas natural y de líquidos de gas natural de Camisea 1. El 9 de diciembre de 2000, TGP firmó con el Estado Peruano los contratos de concesión de transporte de gas natural de Camisea al City Gate y de Líquidos de Gas Natural de Camisea a la costa; ello comprende la construcción de los ductos que incluye también las instalaciones de superficie, así como la operación de los mismos. Las concesiones se han otorgado por un periodo de 33 años, el cual podrá ampliarse hasta un máximo de 60 años.

Los activos de TGP son aquellos que conforman el sistema de transporte de gas natural por ductos desde Camisea hasta Lurín y el sistema de transporte de líquidos de gas natural por ductos desde Camisea a la costa. En esta sección se describirá lo concerniente al sistema de transporte de gas seco.

El sistema de transporte de gas de TGP está formado por un gasoducto de 729 km aproximadamente, que se inicia en la cuenca amazónica del río Malvinas, en el distrito de Echarate, provincia de La Convención, en el departamento del Cusco; atraviesa la Cordillera de los Andes y llega a las costas del Océano Pacífico, finalizando en el City Gate de Lurín. Un esquema general del recorrido que realiza el ducto de TGP es el que se muestra a continuación:

---

<sup>37</sup> Esta descripción se hará sobre la base del sistema instalado y que opera al 01 diciembre del 2012. Actualmente se viene implementando una ampliación de la capacidad de compresión a la altura de la progresiva 127 (km), cerca de la localidad de Kepiashiato. Asimismo, TGP viene gestionando los permisos y autorizaciones correspondientes para instalar un ducto paralelo de 32" de diámetro (loop sur), aproximadamente entre las progresivas 88 a 127 km.

Adicionalmente, se viene construyendo una derivación a partir de la progresiva 519, para abastecer la demanda de la región Ica. Esta derivación se encuentra todavía en la fase constructiva.

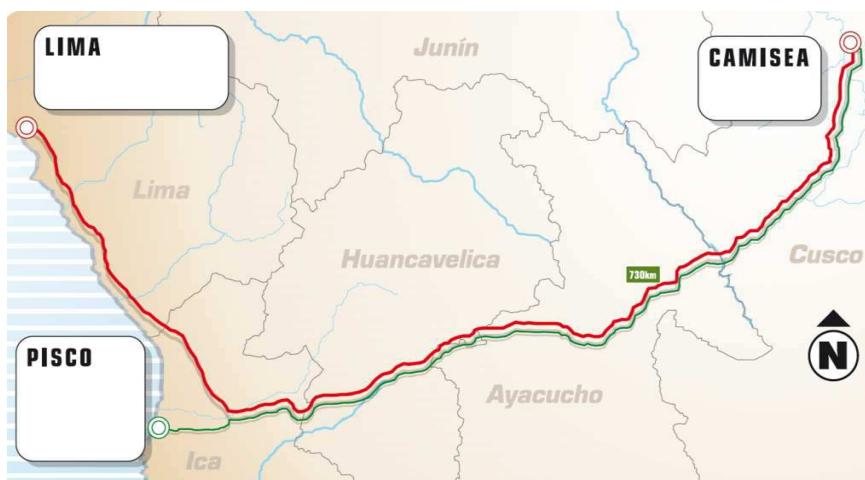


Figura 6.1: Recorrido de los ductos de transporte de TGP

El sistema de transporte fue diseñado inicialmente para trasladar 314 millones de pies cúbicos de gas natural (8,9 MMSCMD) por día. Se compone de 3 partes, a saber:

- Tramo selva: 211 kilómetros de tubería de acero de 32" de diámetro
- Tramo sierra: 308 kilómetros de tubería de acero de 24" de diámetro
- Tramo costa: 210 kilómetros de tubería de acero de 18" de diámetro

La configuración inicial de estos tramos se muestra a continuación:



Figura 6.2: Características del sistema de transporte puesto en operación comercial el año 2004

A este sistema se sumó durante el año 2009 la construcción de la planta compresora construida en el sector sierra [16], específicamente en Chiquintirca, y el gasoducto paralelo (loop) de 24” de diámetro de 105 km instalado en la Costa, entre las progresivas 595 y 699 km. A continuación se muestra un esquema representativo de su configuración:

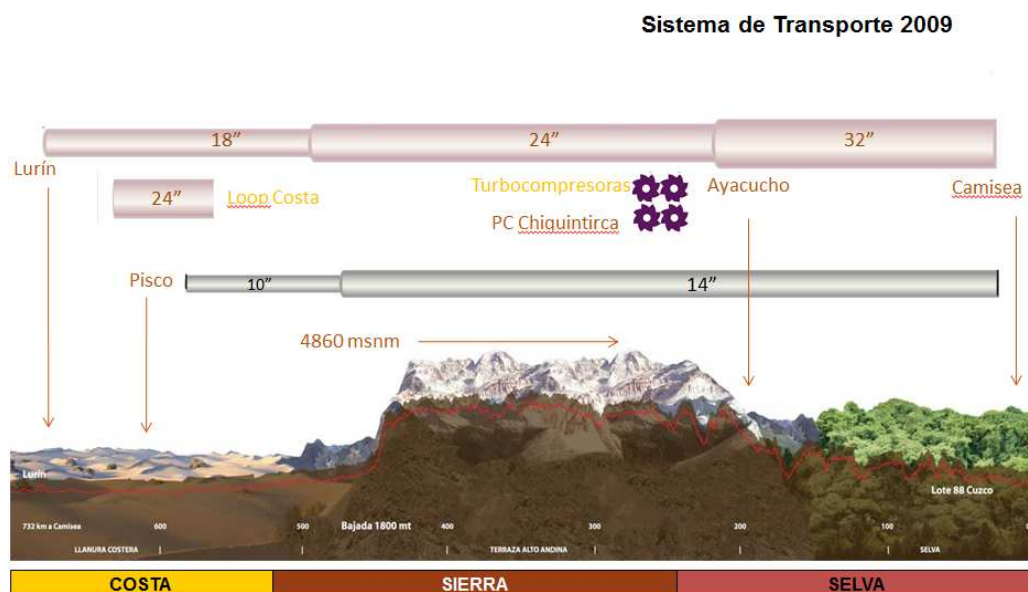


Figura 6.3: Características del sistema de transporte modificado el año 2009

Luego de ello, el año 2010 se acopló a este sistema el ducto destinado a abastecer de gas a la planta de licuefacción propiedad de Perú LNG S.A., de 34" de diámetro y aproximadamente 408,1 km de longitud; y se amplió la capacidad de compresión en Chiquintirca de 450 a 530 millones de pies cúbicos estándar por día (MMPCD). La figura siguiente representa la ampliación descrita:

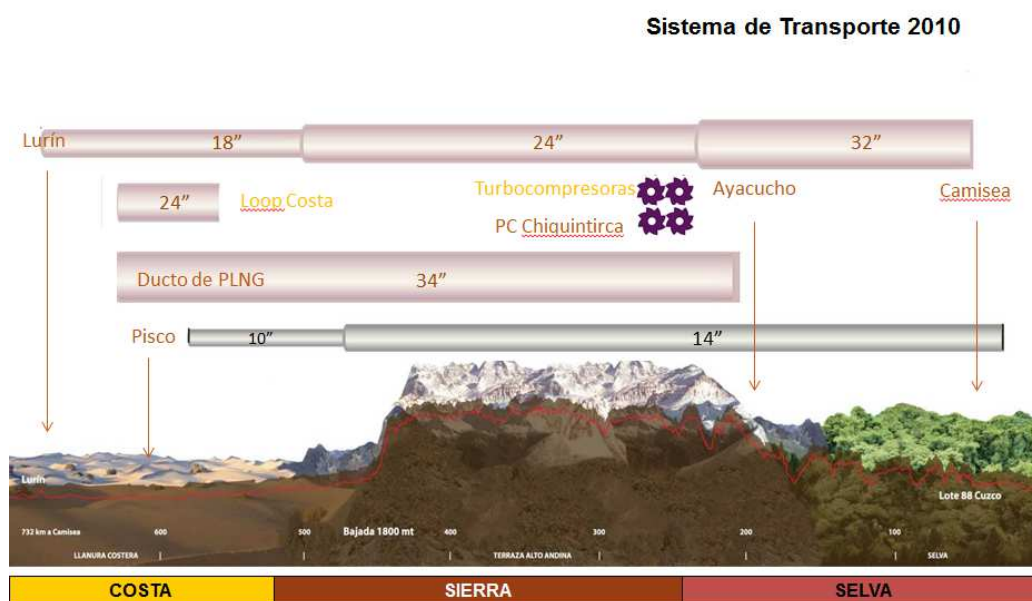


Figura 6.4: Características del sistema de transporte modificado el año 2010

Esta configuración es la que viene operando actualmente, y es la base que se tomará para evaluar el esquema numérico presentado en el capítulo anterior. Algunas imágenes informativas sobre este sistema de transporte se muestran a continuación:





Figura 6.5: Construcción del loop costa



Figura 6.6: Planta de compresión en Chiquintirca

Para la operación y mantenimiento del sistema, TGP cuenta con cuatro bases ubicadas en la selva, sierra y costa: Kiteni, Ayacucho, Pisco y Lurín. Asimismo, los flujos de gas, así como las instalaciones, son controlados, en forma automática y en tiempo real, por el Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés).

Tomando en cuenta el detalle expuesto en esta sección, y agregando la información relacionada a clientes de gran consumo que aparecen en el Anexo 2.2. de esta tesis, se presenta la siguiente tabla, en donde se resumen los principales componentes del ducto de transporte de gas de TGP:

<b>Tipo de componente</b>	<b>Ubicación aproximada, en progresivas kilométricas</b>	<b>Principales características</b>
Brida de inicio de ducto de transporte	0,0	Punto de inicio ubicado en Malvinas
Tramo selva	Inicio: 0,0 Fin: 211,0	Ducto de acero de $\phi 32''$
Estación de compresión	211,0	4 compresores marca Dresser-Rand, modelo D10R3S (tres en funcionamiento, y uno de reserva), con una potencia total de 72 000 HP
Tramo sierra	Inicio: 211,0 Fin: 519,0	Ducto de acero de $\phi 24''$
Tramo costa	Inicio: 519,0 Fin: 729,0	Ducto de acero de $\phi 18''$
Loop costa	Inicio: 595,0 Fin: 699,0	Ducto de acero de $\phi 24''$
Ducto hacia Pampa Melchorita	Inicio: 210,5	Ducto de acero de $\phi 34''$ , que parte del ducto de transporte y culmina en las instalaciones de Perú LNG S.A. Longitud aproximada 408,1 km.
Ducto hacia planta de fraccionamiento	Inicio: 519,5	Ducto de acero de $\phi 8''$ , que parte del ducto de transporte y culmina en las instalaciones de Pluspetrol S.A. Longitud aproximada 40,4 km.
Derivación EGESUR - EGASA	528,6	Derivación hacia la central térmica propiedad de EGESUR – EGASA, el ducto es de longitud despreciable con respecto al ducto de transporte (menor a 200 m)

<b>Tipo de componente</b>	<b>Ubicación aproximada, en progresivas kilométricas</b>	<b>Principales características</b>
Derivación EGESUR - EGASA	528,6	Derivación hacia la central térmica propiedad de EGESUR – EGASA, el ducto es de longitud despreciable con respecto al ducto de transporte (menor a 200 m)
Derivación DUKE ENERGY	699,7	Derivación hacia la central térmica propiedad de DUKE ENERGY, el ducto es de longitud despreciable con respecto al ducto total de transporte
Derivación ENERSUR	700,0	Derivación hacia la central térmica propiedad de ENERSUR, el ducto es de longitud despreciable con respecto al ducto total de transporte
Derivación KALLPA	701,0	Derivación hacia la central térmica propiedad de KALLPA, el ducto es de longitud despreciable con respecto al ducto total de transporte

Tabla 6.1: Características principales del ducto de transporte de gas

### 6.1.2 RED DE DISTRIBUCIÓN<sup>38</sup>

La empresa que tiene a su cargo el servicio de distribución de gas natural en el departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao es Cálidda, Gas Natural de Lima y Callao S.A. Este sistema está compuesto por un ducto principal y ductos secundarios.

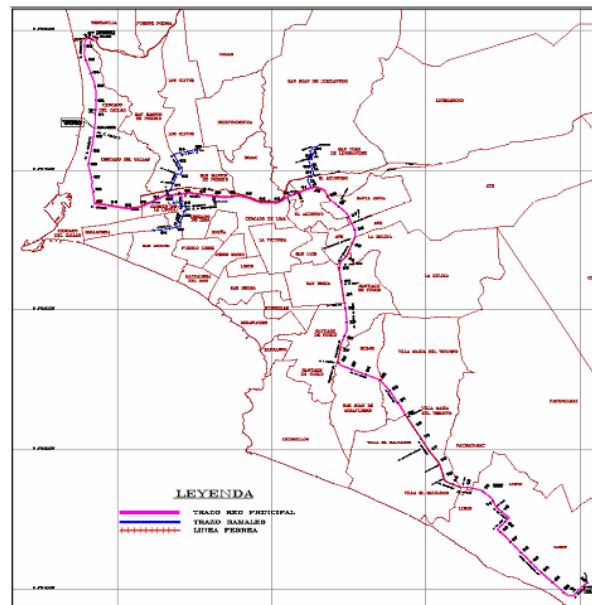
<sup>38</sup> Esta descripción, para su posterior aplicación, se hará sobre la base del sistema instalado y que opera al 01 diciembre del 2012. Actualmente se viene implementando una ampliación de la red principal, instalando un ducto de 30" de diámetro en paralelo al ducto principal actual, y agregando capacidad de compresión al city gate ubicado en Lurín.

La tubería principal consiste en una tubería de acero de aproximadamente 62 km de longitud y 20 pulgadas de diámetro, la cual une el city gate de Lurín con Ventanilla, atravesando 14 distritos. Para construir este ducto se utilizaron más de 5000 tubos de acero, cada uno de 12 metros de longitud y 1,5 toneladas de peso; tiene cámaras de válvulas ubicadas cada siete kilómetros para facilitar el mantenimiento y solucionar problemas operativos. La red principal consiste en la tubería principal y los ramales que atienden a los 6 clientes industriales iniciales.

El proyecto para la distribución secundaria de gas por red de ductos, comprende la instalación de tuberías de acero y polietileno, válvulas de línea, estaciones de regulación y medición, acometidas, entre otras. De manera esquemática, la conformación del sistema de distribución se compone de:

- Red de alta presión (igual o mayor a 20 barg)
- Estaciones de regulación de presión - media presión, denominadas estaciones principales de distribución (ERP)
- Redes de media presión (mayor o igual a 10 y menor a 20 barg)
- Estaciones de regulación de presión - baja presión
- Redes de baja presión (menores a 10 barg)
- Estaciones de regulación de presión y medida de clientes industriales (ERM)
- Acometidas residenciales y comerciales

Esquema de Distribución de Gas



Fuente: CALIDDA 2008.

Figura 6.7: Esquema de la red principal en Lima y Callao

Esta configuración es la que viene operando actualmente, y es la base que se tomará para evaluar el esquema numérico presentado en el capítulo anterior. Algunas imágenes informativas sobre este sistema de transporte se muestran a continuación:



Figura 6.8: Construcción de la red principal en Lima y Callao



Figura 6.9: Parte del city gate ubicado en Lurín

Tomando en cuenta el detalle expuesto en esta sección, y agregando la información de las ERP's que están conectadas a la red principal de Cálidda, se presenta la siguiente tabla, en donde se resumen los principales componentes de la red principal de GNLC:

<b>Tipo de componente</b>	<b>Ubicación aproximada, en progresivas kilométricas</b>	<b>Principales características</b>
Brida de inicio de sistema de distribución	0,0	Punto de inicio ubicado en la entrada al city gate
City gate	0,0	4 compresores marca Ariel, modelo JGK/4 (tres en funcionamiento, y uno de reserva), con una potencia total de 5720 HP
Ducto principal	Inicio: 0,0 Fin: 67,5	Ducto de acero de $\phi 20''$

<b>Tipo de componente</b>	<b>Ubicación aproximada, en progresivas kilométricas</b>	<b>Principales características</b>
Derivación a ERP Lurín San Lorenzo	1,0	Para la derivación hacia las estaciones de regulación principales, los ductos de conexión son de longitud despreciable con respecto al ducto principal de alta presión
Derivación a ERP Pachacútec	14,0	
Derivación a ERP Surco	26,0	
Derivación a ERP La Victoria	31,0	
Derivación a ERP Carretera Central	37,0	
Derivación a ERP Ramiro Prialé	39,0	
Derivación a ERP El Agustino	40,0	
Derivación a ERP Parques de El Agustino	41,0	
Derivación a ERP Edegel	42,0	
Derivación a ERP Edegel 2	42,5	
Derivación a ERP Maquinarias	50,0	
Derivación a ERP Funcal	53,0	
Derivación a ERP Gambeta	61,0	
Punto de paso por <i>Terminal Station</i>	62,0	Punto de control de flujo volumétrico, según contrato BOOT
Llegada a ERP Etevensa	67,0	Punto final del ducto de la red principal

Tabla 6.2: Características principales del ducto de distribución de gas

El esquema de topología de la red a analizar, que reúne a los sistemas de transporte y distribución, y considera los puntos expuestos en esta sección, está graficado en el apéndice 3 del presente estudio<sup>39</sup>.

## **6.2 CONDICIONES DE CONTORNO E INICIALES**

Debido a que muchos fenómenos y problemas pueden ser representados mediante ecuaciones o inecuaciones de grado mayor, muy frecuentemente se conoce información adicional de ese fenómeno o de esa ecuación/inecuación, lo que es equivalente a saber el valor o los límites de los valores que pueden tomar las variables o las relaciones entre ellas. Estas condiciones especiales, que permiten ajustar los problemas a condiciones específicas, se conocen indistintamente como “condiciones de frontera” o “condiciones de borde”. Asimismo, estos problemas complejos requieren de condiciones iniciales que proporcionen la información sobre el campo inicial de algunas variables dentro del modelo, de modo que los algoritmos inicien la búsqueda de las soluciones con valores factibles dentro de un posible rango de alternativas; estas condiciones están directamente relacionadas con una de las técnicas de pre-procesamiento descritas antes (punto inicial).

### **6.2.1 CONDICIONES DE CONTORNO**

Estas condiciones están definidas por las restricciones expuestas en la sección 2.3, vale decir, la capacidad del flujo de gas en cada ducto, el rango de presión permisible y los límites de operación en cada compresor.

---

<sup>39</sup> El tramo comprendido entre las progresivas 699 y 729 (km) fue materia de una controversia entre TGP y Cálidda, debido a que fue construido por TGP pero dentro del departamento de Lima (distrito de Chilca). El año 2011, producto de un pronunciamiento por parte del Estado Peruano, se determinó que pase a propiedad de Cálidda, bajo determinadas consideraciones técnico-legales. Por practicidad, y debido a que en los reportes operativos de TGP se sigue mencionando al tramo en cuestión, en este trabajo se considera que este tramo pertenece a TGP.



La capacidad de cada ducto es información asociada al diseño de los gasoductos, y es brindada por los concesionarios de transporte y distribución. El rango de presión admisible en los nodos está determinado por las condiciones de entrega de gas que existen en los contratos entre concesionarios, o entre concesionarios y usuarios; en el caso de las ERP's, las condiciones de ingreso son determinadas por los criterios de diseño de estas estaciones.

Teniendo como base ello, se muestran las siguientes tablas, en donde se resumen las condiciones de contorno referidas a la capacidad de los gasoductos<sup>40,41</sup> y los de presiones (apéndice 2); la base para la nomenclatura de los elementos de la red está en la información proporcionada en el apéndice 3. Los dominios de operación de los compresores se detallan en el apéndice 4.

---

<sup>40</sup> Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. *Ampliaciones y proyectos en marcha del sistema de transporte de gas*. Disponible en web:

<[http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/empresas\\_sector/alcance\\_labores-proyecto\\_ampliacion\\_capacidad.html](http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/empresas_sector/alcance_labores-proyecto_ampliacion_capacidad.html)>.

<sup>41</sup> Gas Natural de Lima y Callao S.A. - Cálida.

<<http://www.calidda.com.pe/>>.

<b><u>Arco ducto</u></b>	<b><u>Capacidad (MMsPCD)</u></b>
1-2	1150
2-31	650
3-4	1150
4-5	1150
5-32	1150
5-9	1150
9-27	1150
27-28	1150
28-29	1150
27-30	1150
30-29	1150
29-6	1150
6-7	1150
7-8	1150
8-10	1150
11-12	255
12-13	255
13-14	255
14-15	255
15-16	255
16-17	255
17-18	255
18-19	255
19-20	255
20-21	255
21-22	255
22-23	255
23-24	255
24-25	255
25-26	255

Tabla 6.3: Capacidad del flujo de gas en cada ducto del sistema a modelar

<b><u>Nodo</u></b>	<b><u>Pu (presión máx. en bar-a)</u></b>	<b><u>Pl (presión mín. en bar-a)</u></b>
1	147	40
2	147	40
3	147	40
4	147	40
5	147	40
6	147	40
7	147	40
8	147	40
9	147	40
10	120	40
11	50	32
12	50	6
13	50	11
14	50	11
15	50	20
16	50	11
17	50	11
18	50	11
19	50	6
20	50	32
21	50	32
22	50	20
23	50	6
24	50	11
25	50	32
26	50	32
27	147	40
28	147	40
29	147	40
30	147	40
31	147	81
32	147	70

Tabla 6.4: Límites de presión máximo y mínimo en cada nodo del sistema a modelar

## 6.2.2 CONDICIONES INICIALES

Como datos de entrada para el modelo a implementar consideramos a los flujos volumétricos demandados por los consumidores o ERP's presentes en la red, debido a lo siguiente:

- La demanda debe de ser satisfecha para todo los requerimientos de uso en el sistema, y no depende de los parámetros operativos del sistema, sino del consumo final.
- Si bien es cierto que existe una capacidad de transporte y distribución –firme e interrumpible– contratada por los grandes usuarios, ésta es utilizada más que todo con la finalidad de asignar capacidades durante las ofertas públicas (open seasons).
- Cualquier exceso o defecto de consumo en la capacidad contratada repercute económicamente en el usuario que incurrió en dicha acción, y no en la operación eficiente de la red, que debe de ser basada en las demandas efectuadas.
- Los flujos volumétricos acumulados están restringidos por la capacidad de transporte o distribución del ducto, según las condiciones de contorno descritas anteriormente.
- Las presiones en los puntos de entrega o recepción se manejan dentro de un rango, el cual debe de ser cumplido por el concesionario, independientemente de la demanda requerida por el consumidor.

Para poder aplicar el esquema numérico en el sistema deseado, requerimos de diversos escenarios de demandas, por lo cual presentamos a continuación una tabla de las demandas consideradas para diez (10) casos –correspondientes a diez días operativos– que permitirán validar la hipótesis de este trabajo. Para ello, se ha tomado como referencia la información de los parámetros operativos del transportista y distribuidor, los cuales están disponibles en <sup>42,43,44</sup>.

---

<sup>42</sup> Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. *Reporte del sistema de distribución de gas natural*. Disponible en web:

<[http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/empresas\\_sector/reporte\\_sistema\\_distribucion\\_gas\\_natural.html](http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/empresas_sector/reporte_sistema_distribucion_gas_natural.html)>.

<sup>43</sup> Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. *Estadísticas del sector gas natural*. Disponible en web:

<[http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/empresas\\_sector/informacion\\_estadistica.html](http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/empresas_sector/informacion_estadistica.html)>.

<sup>44</sup> Transportadora de gas del Perú. *Reporte de las condiciones operativas*. Disponible en web:

<<http://www.tgp.com.pe/resumen/Default.aspx>>.

Nodo	Tipo	Flujo neto (MMIsPCD)									
		Escenario del 26/11/2012	Escenario del 01/11/2012	Escenario del 15/10/2012	Escenario del 01/10/2012	Escenario del 15/09/2012	Escenario del 01/09/2012	Escenario del 15/08/2012	Escenario del 01/08/2012	Escenario del 15/07/2012	Escenario del 01/07/2012
1	Oferta	1042.86	988.25	1018.72	983.77	1059.22	1013.52	1044.8	1054.14	1016.7	1049.12
2	Paso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	Paso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	Paso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	Paso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	Demanda	21.28	0.00	28.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	Demanda	115.41	95.55	56.36	105.05	105.07	106.72	108.29	116.63	110.02	99.3
8	Demanda	75.82	52.59	120.28	67.58	126.63	82.88	125.64	118.61	109.46	97.09
9	Demanda	10.65	13.64	11.54	3.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Paso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	Paso	195.15	0.00	174.68	180.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	228.02
12	Demanda	7.79	11.86	8.09	10.31	10.91	11.4	9.09	11.08	10.64	14.84
13	Demanda	7.79	11.86	8.09	10.31	10.91	11.4	9.09	11.08	10.64	14.84
14	Demanda	7.79	11.86	8.09	10.31	10.91	11.4	9.09	11.08	10.64	14.84
15	Demanda	7.79	11.86	8.09	10.31	10.91	11.4	9.09	11.08	10.64	14.84
16	Demanda	7.79	11.86	8.09	10.31	10.91	11.4	9.09	11.08	10.64	14.84
17	Demanda	7.79	11.86	8.09	10.31	10.91	11.4	9.09	11.08	10.64	14.84
18	Demanda	10.06	9.06	7.62	7.67	8.58	7.82	6.84	6.8	6.85	7.01
19	Demanda	7.79	11.86	8.09	10.31	10.91	11.4	9.09	11.08	10.64	14.84
20	Demanda	11.61	0.00	0.00	11.61	0.00	0.00	0.00	31.62	19.23	31.02
21	Demanda	14.23	0.00	0.00	14.23	0.00	0.00	0.00	14.35	0.00	0.00
22	Demanda	19.91	24.37	20.13	5.93	19.91	17.16	24.07	19.76	14.47	19.97
23	Demanda	7.79	11.86	8.09	10.31	10.91	11.4	9.09	11.08	10.64	14.84
24	Demanda	7.79	11.86	8.09	10.31	10.91	11.4	9.09	11.08	10.64	14.84
25	Paso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
26	Demanda	69.23	58.21	74.12	48.74	74.84	69.72	74.83	22.01	36.2	36.46
27	Paso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28	Paso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
29	Paso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	Paso	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
31	Demanda	609.99	609.99	609.99	609.99	610	610	610	610	610	609.99
32	Demanda	14.56	18.1	16.95	16.47	16	16.62	13.32	14.64	14.71	14.72

Tabla 6.5: Flujos volumétricos considerados en diez escenarios, para proceder con la simulación del modelo numérico

Los valores anteriores se mantendrán constantes en la simulación, asumiendo el cálculo para estado estable. Otras variables que requieren de un valor inicial para poder efectuar las iteraciones dentro del cálculo, son:

- Para cada nodo: Presión
- Para las estaciones de compresión: Cabeza adiabática, velocidad de rotación, relación entre el flujo volumétrico y la velocidad, capacidad de transporte de gas en la estación, eficiencia, y costo de consumo de combustible.

Los valores iniciales para estas variables será el promedio simple de sus límites superior e inferior. Este valor se irá recalculando a medida que se ejecutan las iteraciones del modelo.

### **6.3 APLICACIÓN EN EL SISTEMA DESEADO**

Tomando en consideración todo lo expuesto hasta ahora, se procedió a elaborar el programa en lenguaje GAMS, teniendo como base los trabajos de Villalobos<sup>45</sup>, Borraz<sup>46</sup> y Flores<sup>47</sup>. La aplicación de los modelos encontrados en estos estudios se adecuó a la topología detallada en el apéndice 3, vale decir, en lo concerniente a cantidad de nodos, arcos ductos, arcos compresores, relación entre arcos, propiedades del gas, propiedades de los ductos, características de los compresores y límites de presiones.

Para cada uno de los diez escenarios de demanda de gas mostrados en la tabla 6.5, se calculó el consumo total de combustible de las estaciones de compresión, verificando que se cumplan con las restricciones que establece el modelo. El lenguaje de programa GAMS utilizado se adjunta en el apéndice 5; allí se muestra el programa correspondiente al escenario 1 (del 26/11/2012).

---

<sup>45</sup> VILLALOBOS MORALES, Y., *op. cit.*

<sup>46</sup> BORRAZ, C., *op. cit.*

<sup>47</sup> FLORES VILLARREAL, H.: "*Operación eficiente de sistemas de transporte de gas natural mediante el método de gradiente reducido generalizado*". Tesis de maestría. Universidad Autónoma de Nueva León (México). Año 2005.

A continuación se muestran los resultados obtenidos para la topología objetivo. Se consignan los consumos por estación compresora, el número de iteraciones necesarios para poder llegar a la solución, la cabeza adiabática en cada estación, la eficiencia de cada estación, y los valores de presiones en cada nodo para la operación óptima.

<b>Escenario</b>	<b>N° iteraciones</b>	<b>Arco compresor 2.3</b>	<b>Arco compresor 10.11</b>	<b>Consumo total</b>
26/11/2012	40	423,517.6	240,052.5	663,570.1
01/11/2012	23	368,369.8	241,973.1	610,342.8
15/10/2012	29	400,034.5	228,355.7	628,390.2
01/10/2012	23	362,089.7	231,867.6	593,957.2
15/09/2012	34	532,575.8	755,048.0	1,287,623.8
01/09/2012	28	402,138.9	660,472.0	1,062,610.9
15/08/2012	35	422,614.9	574,697.1	997,311.9
01/08/2012	37	511,596.3	676,121.2	1,187,717.5
15/07/2012	27	405,474.8	402,863.3	808,338.1
01/07/2012	27	472,925.9	260,627.7	733,553.6

Tabla 6.6: Consumo de combustible mínimo por arco compresor y total, en lbf.pie/min

<b>Escenario</b>	<b>N° iteraciones</b>	<b>Arco compresor 2.3</b>	<b>Arco compresor 10.11</b>	<b>Consumo total</b>
26/11/2012	40	9,574.0	5,426.6	15,000.7
01/11/2012	23	8,327.4	5,470.0	13,797.4
15/10/2012	29	9,043.2	5,162.2	14,205.4
01/10/2012	23	8,185.4	5,241.6	13,427.0
15/09/2012	34	12,039.4	17,068.6	29,108.0
01/09/2012	28	9,090.8	14,930.6	24,021.4
15/08/2012	35	9,553.6	12,991.6	22,545.2
01/08/2012	37	11,565.1	15,284.4	26,849.5
15/07/2012	27	9,166.2	9,107.1	18,273.3
01/07/2012	27	10,691.0	5,891.7	16,582.7

Tabla 6.7: Consumo de combustible mínimo por arco compresor y total, en W



Escenario	Arco compresor 2.3			Arco compresor 10.11		
	Mín.	Real	Máx.	Mín.	Real	Máx.
26/11/2012	8,067.4	8,067.4	403,035.1	7,825.5	8,195.2	49,578.3
01/11/2012		8,067.4			8,180.3	
15/10/2012		8,067.4			8,305.6	
01/10/2012		8,067.4			8,268.2	
15/09/2012		10,251.3			20,779.1	
01/09/2012		8,367.1			18,565.2	
15/08/2012		8,067.4			16,993.9	
01/08/2012		9,954.2			19,302.5	
15/07/2012		8,383.2			12,951.3	
01/07/2012		9,191.4			8,057.4	

Tabla 6.8: Cabeza adiabática por arco compresor, en N.m/kg

Escenario	Arco compresor 2.3	Arco compresor 10.11
26/11/2012	80.8	73.4
01/11/2012	81.2	73.9
15/10/2012	80.8	70.0
01/10/2012	81.7	71.1
15/09/2012	85.2	61.1
01/09/2012	82.5	61.0
15/08/2012	81.4	61.0
01/08/2012	85.2	61.1
15/07/2012	82.6	61.1
01/07/2012	84.0	77.6

Tabla 6.9: Eficiencia de cada arco compresor, en %

Nodo	Escenario del 26/11/2012	Escenario del 01/11/2012	Escenario del 15/10/2012	Escenario del 01/10/2012	Escenario del 15/09/2012	P máx.	P mín.
1	144.7	130.6	138.0	130.3	146.9	147	40
2	120.1	106.0	113.4	105.8	122.0	147	40
3	128.7	113.5	121.4	113.4	134.4	147	40
4	98.2	87.2	92.7	87.8	103.1	147	40
5	98.1	87.1	92.5	87.7	103.0	147	40
6	46.9	47.0	45.8	46.0	47.5	147	40
7	46.7	46.8	45.6	45.8	47.2	147	40
8	46.3	46.4	45.1	45.4	46.6	147	40
9	93.7	83.4	88.4	84.1	98.4	147	40
10	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	120	40
11	42.9	42.9	42.9	42.9	47.7	50	32
12	42.8	42.8	42.8	42.8	47.5	50	6
13	41.2	41.2	41.6	41.5	46.0	50	11
14	39.7	39.8	40.5	40.4	44.8	50	11
15	39.2	39.3	40.1	40.0	44.3	50	20
16	38.6	38.8	39.6	39.5	43.8	50	11
17	38.4	38.7	39.5	39.4	43.7	50	11
18	38.3	38.6	39.4	39.3	43.6	50	11
19	38.2	38.5	39.4	39.3	43.5	50	6
20	38.2	38.5	39.3	39.3	43.5	50	32
21	38.1	38.5	39.3	39.2	43.5	50	32
22	37.8	38.2	39.0	39.1	43.1	50	20
23	37.7	38.1	38.9	39.0	43.0	50	6
24	37.5	37.9	38.7	38.9	42.8	50	11
25	37.5	37.9	38.6	38.9	42.8	50	32
26	37.4	37.8	38.5	38.9	42.7	50	32
27	56.5	54.1	54.4	53.5	58.2	147	40
28	56.1	53.8	54.1	53.2	57.7	147	40
29	47.5	47.4	46.3	46.4	48.2	147	40
30	56.1	53.8	54.1	53.2	57.7	147	40
31	105.9	89.5	98.1	89.4	108.0	147	81
32	96.9	84.9	90.7	85.9	101.5	147	70

Tabla 6.10: Presiones en cada nodo para los primeros 5 escenarios, en bar-a

Nodo	Escenario del 01/09/2012	Escenario del 15/08/2012	Escenario del 01/08/2012	Escenario del 15/07/2012	Escenario del 01/07/2012	P máx.	P mín.
1	138.4	146.5	146.9	139.5	146.9	147	40
2	114.1	122.3	122.3	115.2	122.5	147	40
3	122.5	131.0	133.1	123.8	132.5	147	40
4	94.9	100.9	102.2	96.0	102.2	147	40
5	94.8	100.8	102.0	95.9	102.1	147	40
6	48.3	47.6	47.0	48.6	49.2	147	40
7	48.0	47.4	46.7	48.4	48.9	147	40
8	47.6	46.8	46.2	48.0	48.3	147	40
9	90.9	96.5	97.6	91.9	97.7	147	40
10	41.4	41.2	40.0	43.4	40.0	120	40
11	48.5	47.5	47.1	48.4	42.8	50	32
12	48.3	47.4	47.0	48.3	42.7	50	6
13	47.0	46.1	45.6	47.3	40.6	50	11
14	45.8	45.0	44.4	46.4	38.8	50	11
15	45.4	44.6	44.0	46.1	38.2	50	20
16	44.9	44.1	43.5	45.8	37.5	50	11
17	44.8	44.0	43.4	45.7	37.3	50	11
18	44.7	43.9	43.3	45.6	37.2	50	11
19	44.7	43.9	43.3	45.6	37.2	50	6
20	44.6	43.8	43.2	45.6	37.1	50	32
21	44.6	43.8	43.2	45.6	37.1	50	32
22	44.3	43.4	43.1	45.4	36.9	50	20
23	44.2	43.4	43.1	45.4	36.8	50	6
24	44.0	43.2	43.1	45.3	36.7	50	11
25	44.0	43.1	43.1	45.3	36.7	50	32
26	44.0	43.0	43.1	45.3	36.7	50	32
27	56.8	57.7	57.6	57.3	59.1	147	40
28	56.5	57.3	57.2	57.0	58.7	147	40
29	48.8	48.3	47.7	49.2	49.8	147	40
30	56.5	57.3	57.2	57.0	58.7	147	40
31	99.0	108.3	108.3	100.3	108.6	147	81
32	93.1	99.8	100.8	94.6	100.9	147	70

Tabla 6.11: Presiones en cada nodo para los escenarios restantes, en bar-a

## 6.4 APLICACIÓN EN SISTEMAS NO OPTIMIZADOS

Para los fines que persigue esta tesis, un sistema no optimizado significa que no trabaja en condiciones óptimas de asignación de presiones en los nodos de la red, con el mismo supuesto de requerimientos volumétricos (en condiciones estándar) en los puntos de demanda.

Con la finalidad de contar con presiones reales de referencia, se utilizaron los reportes operativos del transportista y distribuidor disponibles en las páginas web de OSINERGMIN<sup>48</sup> y TGP<sup>49</sup>, tomando como datos aquellas presiones correspondientes a los nodos N° 1, 5 y 11 (Malvinas, Humay y salida del City Gate, respectivamente). Con estas presiones, y los flujos máxicos como dato, se pasó a calcular aguas abajo o aguas arriba, según convenga, los valores de presión de los demás nodos, utilizando para ello la ecuación de flujo de gas a través de ductos (2.6). Una vez teniendo definidos los flujos y presiones, y de la mano con la información sobre el dominio de operación de los compresores, se procedió a calcular el costo asociado a su funcionamiento.

Los resultados obtenidos para el caso no optimizado se muestran a continuación:

---

<sup>48</sup> Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. *Reporte del sistema de distribución de gas natural*. Disponible en web:

<[http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/empresas\\_sector/reporte\\_sistema\\_distribucion\\_gas\\_natural.html](http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/empresas_sector/reporte_sistema_distribucion_gas_natural.html)>.

<sup>49</sup> Transportadora de gas del Perú. *Reporte de las condiciones operativas*. Disponible en web:

<<http://www.tgp.com.pe/resumen/Default.aspx>>.

<b>Escenario</b>	<b>Arco compresor 2.3</b>	<b>Arco compresor 10.11</b>	<b>Consumo total</b>
26/11/2012	1,756,967.2	--	1,756,967.2
01/11/2012	1,404,725.0	--	1,404,725.0
15/10/2012	1,476,938.5	--	1,476,938.5
01/10/2012	1,238,171.3	--	1,238,171.3
15/09/2012	1,703,999.1	--	1,703,999.1
01/09/2012	1,126,364.3	--	1,126,364.3
15/08/2012	1,593,104.1	--	1,593,104.1
01/08/2012	1,547,136.7	--	1,547,136.7
15/07/2012	1,098,100.5	--	1,098,100.5
01/07/2012	1,537,110.7	--	1,537,110.7

Tabla 6.12: Consumo de combustible real por arco compresor y total, en lbf.pie/min

<b>Escenario</b>	<b>Arco compresor 2.3</b>	<b>Arco compresor 10.11</b>	<b>Consumo total</b>
26/11/2012	39,718.0	--	39,718.0
01/11/2012	31,755.2	--	31,755.2
15/10/2012	33,387.7	--	33,387.7
01/10/2012	27,990.1	--	27,990.1
15/09/2012	38,520.6	--	38,520.6
01/09/2012	25,462.6	--	25,462.6
15/08/2012	36,013.7	--	36,013.7
01/08/2012	34,974.6	--	34,974.6
15/07/2012	24,823.7	--	24,823.7
01/07/2012	34,747.9	--	34,747.9

Tabla 6.13: Consumo de combustible real por arco compresor y total, en lbf.pie/min

En las tablas 6.12 y 6.13 se muestran los consumos parciales y totales obtenidos. En el caso del arco 10.11, para todos los escenarios se halló que no era necesario la compresión del gas en el City Gate, sino más bien disminuir la presión; esto, por medio de reguladores de presión que también están instalados allí. Más adelante veremos la repercusión de esto.

En la siguiente tabla se presentan las presiones obtenidas para todos los nodos, en cada uno de los escenarios analizados. Todos los nodos, excepto el número 3 (salida de la estación de Chiquintirca) muestran valores que están dentro del rango de presiones establecidas por el marco normativo. Con respecto al nodo 3, es necesario indicar que la presión de diseño de los ductos está muy por encima de estos valores, por lo que operativamente no existiría ningún inconveniente de manejar presiones de esa orden; sin embargo, existiría un incumplimiento a la normativa. Este tema no forma parte del presente trabajo.

Nodo	Escenario del 26/11/2012	Escenario del 01/11/2012	Escenario del 15/10/2012	Escenario del 01/10/2012	Escenario del 15/09/2012	P máx.	P mín.
1	133.3	132.9	135.1	131.9	138.6	147.0	40.0
2	105.9	108.5	109.6	107.6	111.6	147.0	40.0
31	89.5	92.6	93.9	91.6	96.2	147.0	81.0
3	152.7	153.5	152.5	146.2	156.9	147.0	40.0
4	128.0	135.3	130.8	127.3	131.0	147.0	40.0
5	128.0	135.2	130.7	127.3	130.9	147.0	40.0
32	127.0	133.8	129.4	126.0	129.8	147.0	70.0
9	124.6	132.9	127.8	124.8	127.4	147.0	40.0
27	99.7	116.7	107.1	106.7	99.6	147.0	40.0
28	99.5	116.5	107.0	106.5	99.4	147.0	40.0
30	99.5	116.5	107.0	106.5	99.4	147.0	40.0
29	94.9	113.7	103.3	103.3	94.1	147.0	40.0
6	94.5	113.5	103.0	103.1	93.8	147.0	40.0
7	94.4	113.5	102.9	103.0	93.6	147.0	40.0
8	94.2	113.3	102.7	102.8	93.3	147.0	40.0
10	91.3	110.8	100.6	100.5	90.2	120.0	40.0
11	48.8	48.8	48.9	49.1	49.1	50.0	32.0
12	48.7	48.7	48.8	49.0	49.0	50.0	6.0
13	47.3	47.3	47.7	47.9	47.5	50.0	11.0
14	46.1	46.1	46.7	47.0	46.3	50.0	11.0
15	45.6	45.7	46.4	46.6	45.8	50.0	20.0
16	45.1	45.2	46.0	46.3	45.3	50.0	11.0
17	44.9	45.1	45.9	46.2	45.2	50.0	11.0
18	44.8	45.1	45.8	46.2	45.1	50.0	11.0
19	44.8	45.0	45.8	46.2	45.1	50.0	6.0
20	44.7	45.0	45.7	46.1	45.0	50.0	32.0
21	44.7	45.0	45.7	46.1	45.0	50.0	32.0
22	44.4	44.7	45.4	46.0	44.7	50.0	20.0
23	44.3	44.6	45.3	45.9	44.6	50.0	6.0
24	44.2	44.5	45.1	45.8	44.4	50.0	11.0
25	44.1	44.5	45.1	45.8	44.4	50.0	32.0
26	44.1	44.4	45.0	45.8	44.3	50.0	32.0

Tabla 6.14: Sistema no optimizado. Presiones en cada nodo para los primeros cinco escenarios, en bar-a

Nodo	Escenario del 01/09/2012	Escenario del 15/08/2012	Escenario del 01/08/2012	Escenario del 15/07/2012	Escenario del 01/07/2012	P máx.	P mín.
1	136.9	140.1	139.9	139.1	139.1	147.0	40.0
2	112.1	114.3	113.5	114.5	112.8	147.0	40.0
31	96.8	99.3	98.4	99.6	97.6	147.0	81.0
3	143.9	159.6	155.1	135.2	154.5	147.0	40.0
4	121.2	136.0	129.6	110.4	129.5	147.0	40.0
5	121.1	135.9	129.5	110.3	129.4	147.0	40.0
32	119.8	135.1	128.5	109.1	128.4	147.0	70.0
9	118.1	132.7	126.0	106.9	126.0	147.0	40.0
27	94.4	107.8	98.3	79.1	99.0	147.0	40.0
28	94.2	107.6	98.0	78.8	98.8	147.0	40.0
30	94.2	107.6	98.0	78.8	98.8	147.0	40.0
29	89.8	103.1	92.8	73.4	93.7	147.0	40.0
6	89.5	102.8	92.5	73.0	93.4	147.0	40.0
7	89.4	102.6	92.3	72.8	93.2	147.0	40.0
8	89.2	102.4	92.1	72.6	93.0	147.0	40.0
10	86.0	99.9	89.1	69.6	88.9	120.0	40.0
11	48.9	49.0	48.5	48.5	48.8	50.0	32.0
12	48.8	48.9	48.4	48.4	48.7	50.0	6.0
13	47.4	47.6	47.0	47.4	46.8	50.0	11.0
14	46.2	46.5	45.8	46.5	45.3	50.0	11.0
15	45.8	46.1	45.4	46.2	44.7	50.0	20.0
16	45.4	45.7	45.0	45.9	44.1	50.0	11.0
17	45.2	45.5	44.8	45.8	44.0	50.0	11.0
18	45.2	45.5	44.8	45.7	43.9	50.0	11.0
19	45.1	45.4	44.7	45.7	43.9	50.0	6.0
20	45.1	45.4	44.7	45.7	43.8	50.0	32.0
21	45.1	45.3	44.7	45.7	43.8	50.0	32.0
22	44.8	45.0	44.6	45.5	43.6	50.0	20.0
23	44.7	44.9	44.6	45.5	43.6	50.0	6.0
24	44.5	44.7	44.5	45.4	43.5	50.0	11.0
25	44.5	44.7	44.5	45.4	43.5	50.0	32.0
26	44.4	44.6	44.5	45.4	43.5	50.0	32.0

Tabla 6.15: Sistema no optimizado. Presiones en cada nodo para los escenarios restantes, en bar-a



## **CAPÍTULO VII**

### **ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS Y CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS**

En este capítulo se hace un análisis de los resultados obtenidos en el capítulo anterior para el sistema optimizado, una comparación de resultados entre los sistemas que están optimizados y no lo están, y finalmente se hace una contrastación de la hipótesis en base a los resultados obtenidos.

#### **7.1 ANÁLISIS EN EL SISTEMA OPTIMIZADO**

A fin de facilitar el análisis, se muestran y estudian a continuación unos gráficos obtenidos de los resultados mostrados en las tablas correspondientes a la sección 6.3 anterior.

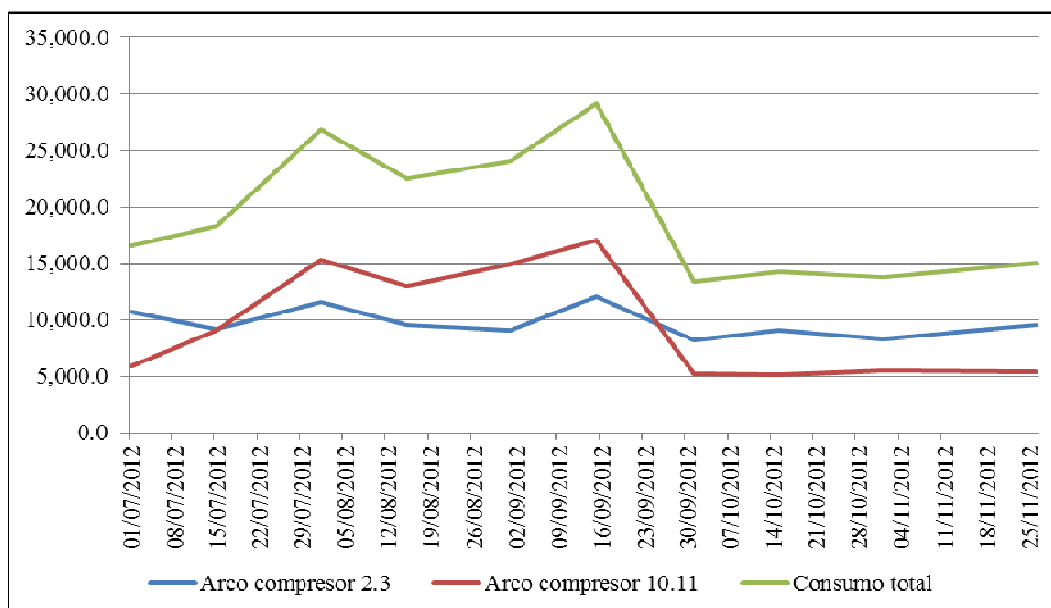


Figura 7.1: Gráfico de consumo de combustible (en W) a través de los escenarios

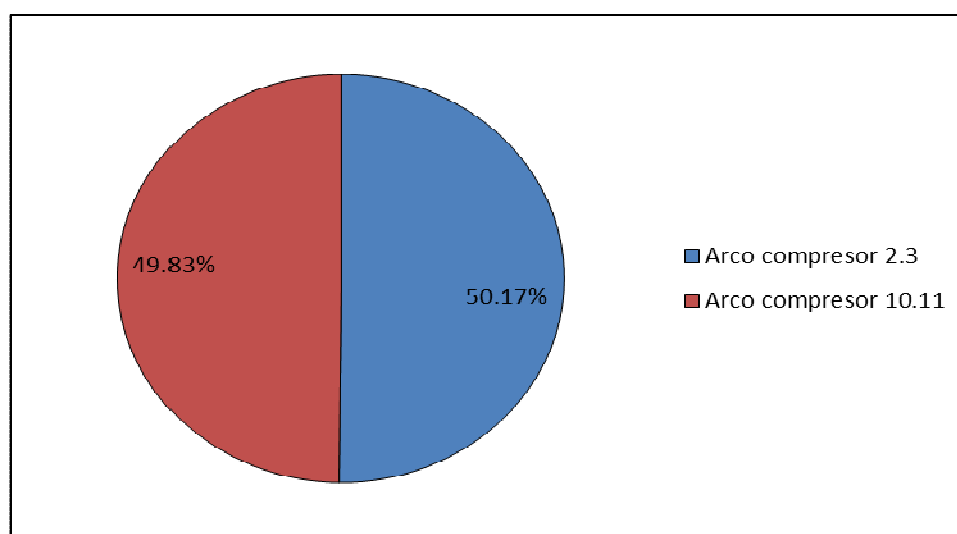


Figura 7.2: Gráfico de porcentaje promedio de participación de cada arco compresor en el consumo total

De la tabla 6.7 y figuras 7.1 y 7.2, se puede observar que el consumo mínimo es relativamente estable en el tiempo para el ducto de transporte, y con más variaciones en el de distribución, siendo éste finalmente quien determina la variación del consumo total a través del tiempo, pese a que su participación es ligeramente inferior al de la compresión en el transporte.

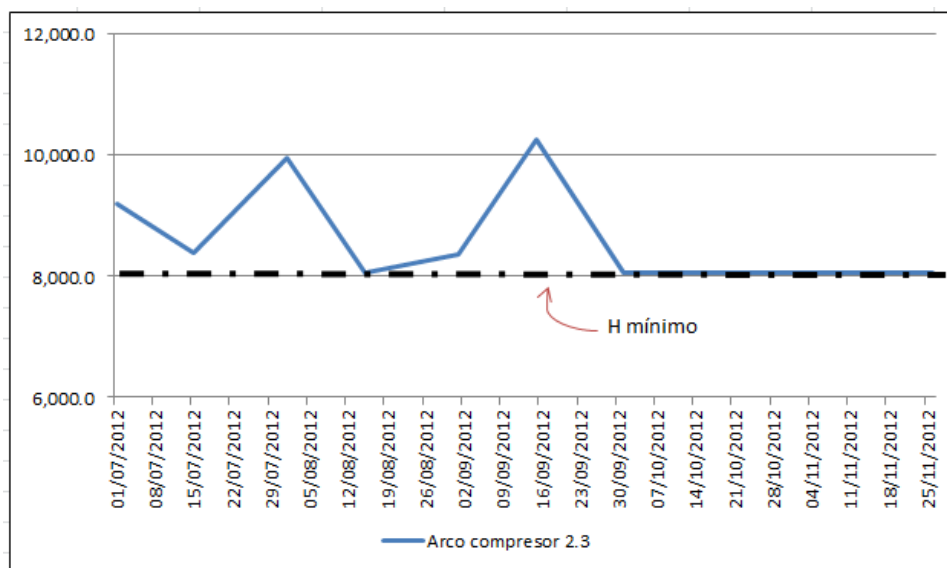


Figura 7.3: Gráfico de variación de la cabeza adiabática (en N/m/kg) para la compresión en el ducto de transporte

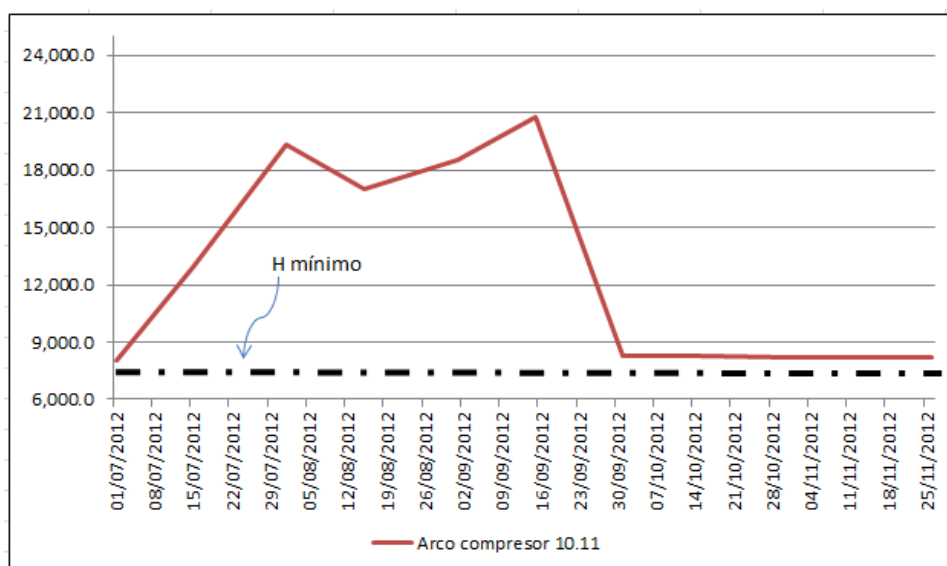


Figura 7.4: Gráfico de variación de la cabeza adiabática (en N/m/kg) para la compresión en el ducto de distribución

De la tabla 6.8 y figuras 7.3 y 7.4, se puede observar que las dos estaciones compresoras trabajan cerca al límite inferior de sus cabezas adiabáticas ( $h$ ), pero sobretodo la estación de transporte, por lo que para un sistema optimizado, esta estación dispone de un mayor campo de acción ante un hipotético aumento de flujos volumétricos o aumentos de ratios de compresión.

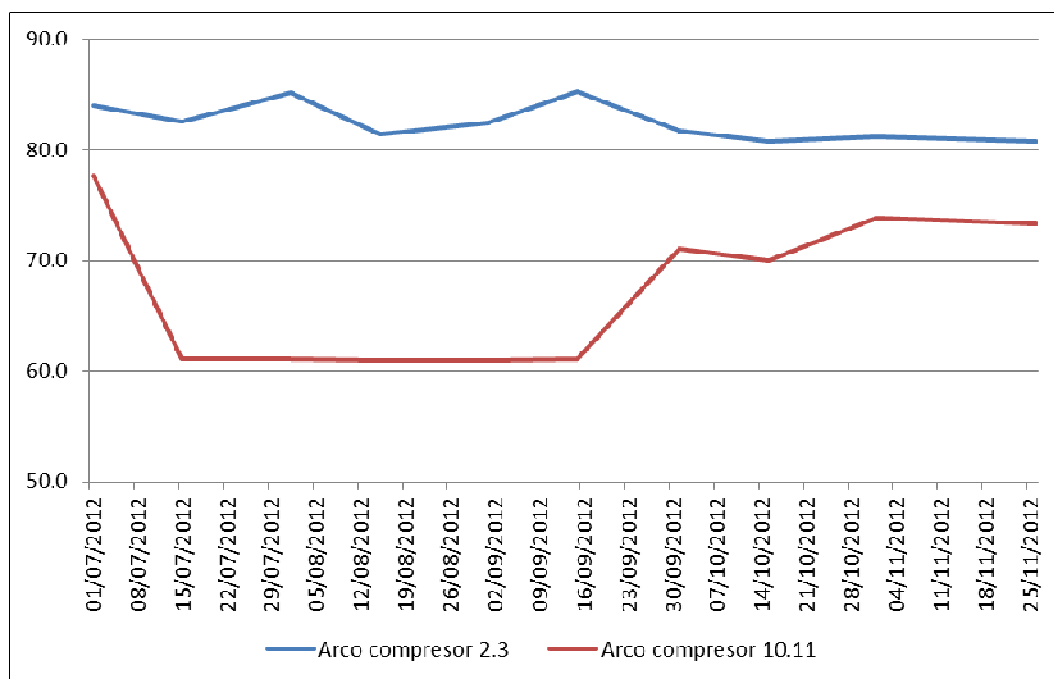


Figura 7.5: Gráfico de variación de la eficiencia (en %) para las estaciones de compresión en estado de optimización

De la tabla 6.9 y figura 7.5, se puede deducir que la estación de transporte trabaja con una eficiencia mayor a la de distribución, hecho que se condice con lo analizado para las cabezas adiabáticas. Si esto lo relacionamos con el consumo de combustible que tienen las estaciones, se puede afirmar que el consumo de la estación de distribución está en el orden de la estación de transporte debido a que es menos eficiente que ésta.

De ello, podemos ir concluyendo que para que el sistema de red principal sea aún más eficiente que los resultados hasta ahora obtenidos, es necesario ampliar la capacidad de compresión en el city gate de Lurín, de modo disponga de un mayor campo de operación, en cuanto a cabezas adiabáticas se refiere.

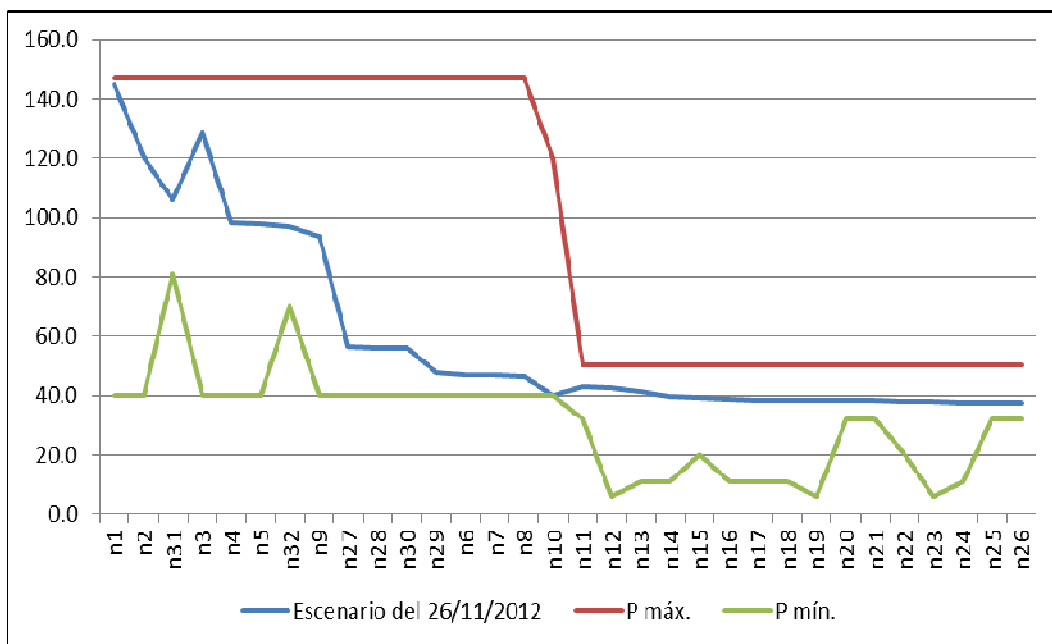


Figura 7.6: Gráfico de la variación de presión a lo largo de todos los nodos (en bar), para el escenario del 26/11/2012

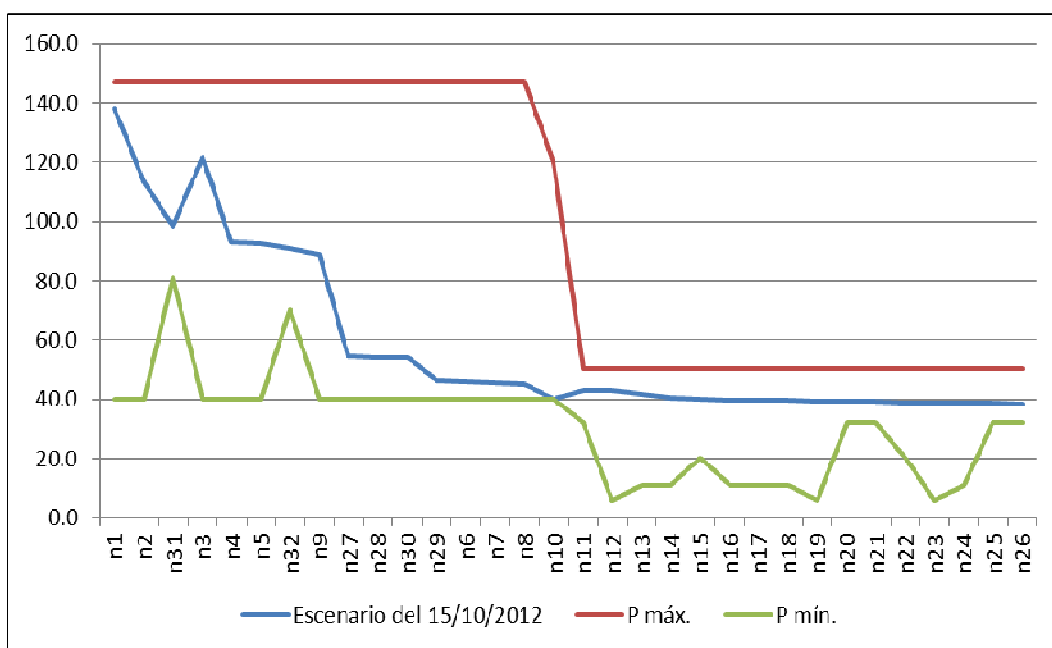


Figura 7.7: Gráfico de la variación de presión a lo largo de todos los nodos (en bar), para el escenario del 15/10/2012

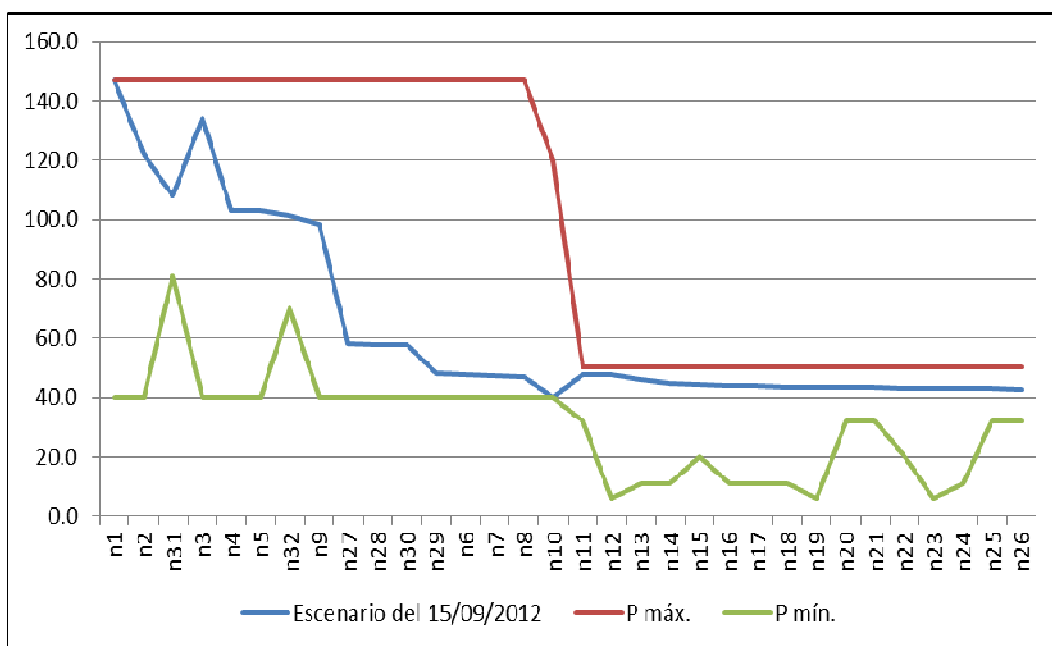


Figura 7.8: Gráfico de la variación de presión a lo largo de todos los nodos (en bar), para el escenario del 15/09/2012

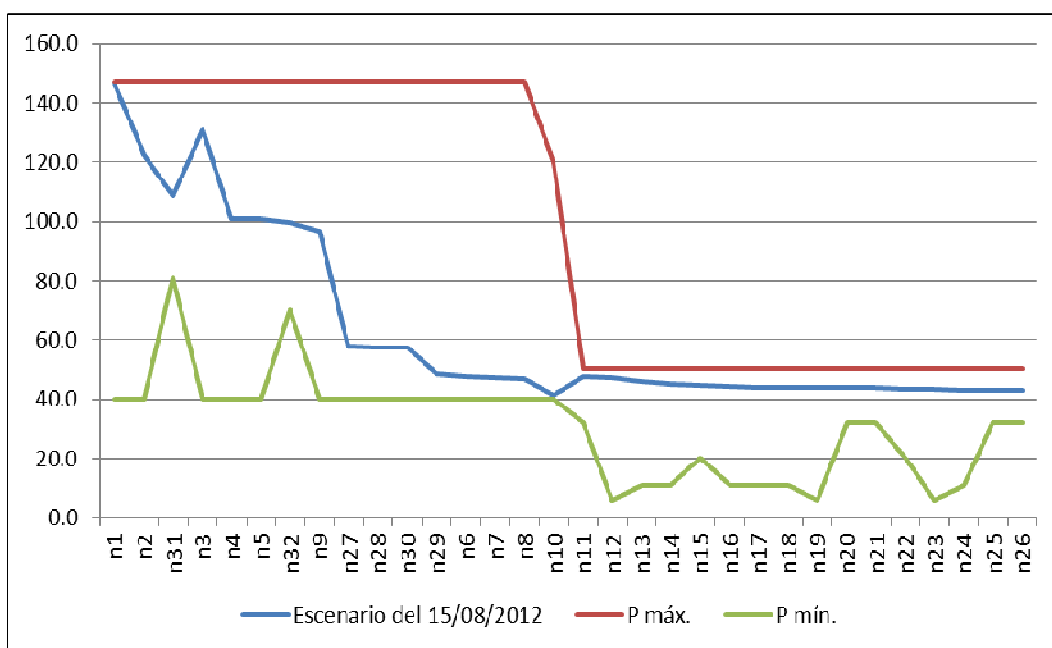


Figura 7.9: Gráfico de la variación de presión a lo largo de todos los nodos (en bar), para el escenario del 15/08/2012

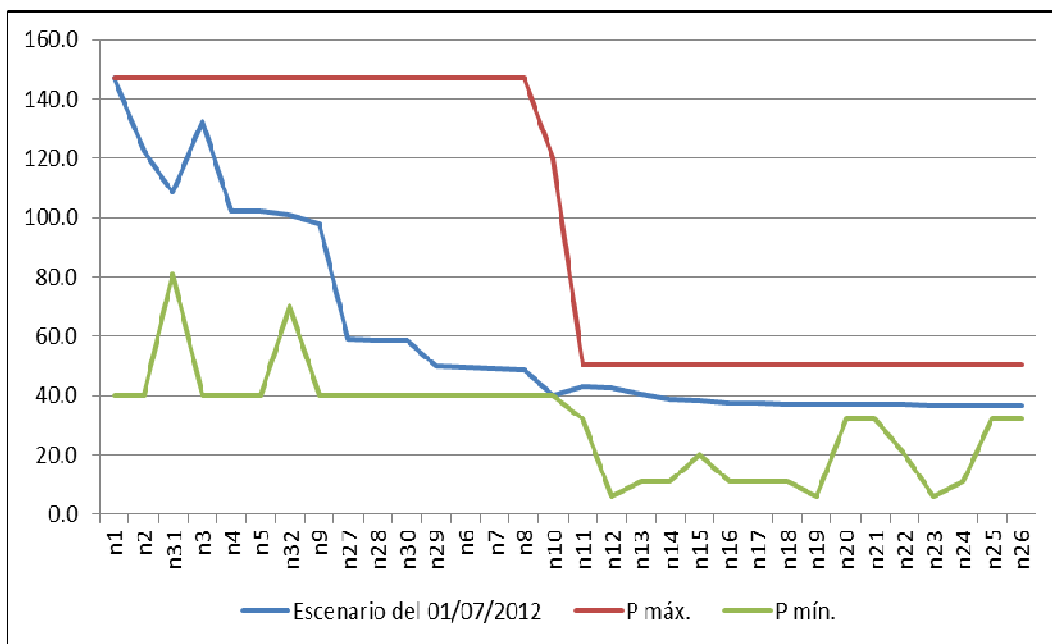


Figura 7.10: Gráfico de la variación de presión a lo largo de todos los nodos (en bar), para el escenario del 01/07/2012

De las figuras 7.6 a 7.10, las cuales grafican la mitad de los escenarios optimizados respecto a la variación de la presión a través de los nodos, se puede observar que en todos los casos se cumple con manejar la presión dentro de los límites máximo y mínimo que establece el marco normativo expuesto antes.

Para el caso del transporte, el rango de presiones permite una mayor flexibilidad para permitir la caída de presiones a lo largo del ducto, lo cual repercute en el uso eficiente del combustible en la estación compresora de Chiquintirca. En la distribución este rango es más corto, lo cual no permite la misma flexibilidad que en el caso anterior.

De las cinco figuras anteriores, se deduce que el nodo más crítico dentro de la operación global de la red principal está alrededor del número 10-11, el cual es el city gate de Lurín. Esta es una conclusión importante que nos permite reafirmar la importancia de contar con una herramienta que busque la operación efectiva de todo el sistema conjunto transporte más distribución, toda vez que este punto une a los dos sistemas.

## 7.2 COMPARACIÓN Y ANÁLISIS ENTRE EL SISTEMA OPTIMIZADO Y EL NO OPTIMIZADO

Una vez tenidos todos los resultados, hemos podido apreciar que, para iguales valores de flujos y demás características físicas de los componentes de la red, existen diferencias en los valores de presión y de consumo de combustible total para todo el sistema.

Las diferencias en consumo de combustible se resumen a continuación:

Escenario	SISTEMA OPTIMIZADO			SISTEMA NO OPTIMIZADO		
	Arco compresor 2.3	Arco compresor 10.11	Consumo total	Arco compresor 2.3	Arco compresor 10.11	Consumo total
26/11/2012	9,574.0	5,426.6	15,000.7	39,718.0	--	39,718.0
01/11/2012	8,327.4	5,470.0	13,797.4	31,755.2	--	31,755.2
15/10/2012	9,043.2	5,162.2	14,205.4	33,387.7	--	33,387.7
01/10/2012	8,185.4	5,241.6	13,427.0	27,990.1	--	27,990.1
15/09/2012	12,039.4	17,068.6	29,108.0	38,520.6	--	38,520.6
01/09/2012	9,090.8	14,930.6	24,021.4	25,462.6	--	25,462.6
15/08/2012	9,553.6	12,991.6	22,545.2	36,013.7	--	36,013.7
01/08/2012	11,565.1	15,284.4	26,849.5	34,974.6	--	34,974.6
15/07/2012	9,166.2	9,107.1	18,273.3	24,823.7	--	24,823.7
01/07/2012	10,691.0	5,891.7	16,582.7	34,747.9	--	34,747.9

Tabla 7.1: Resumen de resultados del consumo de combustible real por arco compresor y total (en W), para el sistema optimizado y el no optimizado



<b>Escenario</b>	<b>Sistema optimizado</b>	<b>Sistema no optimizado</b>	<b>Diferencia relativa</b>
26/11/2012	15,000.7	39,718.0	62.23%
01/11/2012	13,797.4	31,755.2	56.55%
15/10/2012	14,205.4	33,387.7	57.45%
01/10/2012	13,427.0	27,990.1	52.03%
15/09/2012	29,108.0	38,520.6	24.44%
01/09/2012	24,021.4	25,462.6	5.66%
15/08/2012	22,545.2	36,013.7	37.40%
01/08/2012	26,849.5	34,974.6	23.23%
15/07/2012	18,273.3	24,823.7	26.39%
01/07/2012	16,582.7	34,747.9	52.28%

Tabla 7.2: Diferencia relativa (en %), entre el sistema optimizado y el no optimizado

De las dos tablas anteriores, se observa que la diferencia entre ambos sistemas se da para todos los escenarios, con diferencias relativas de considerable magnitud, las cuales están dentro de un promedio de 39,7%. Esto quiere decir que esta herramienta demuestra que es posible controlar los valores de presiones, dentro de los rangos establecidos técnica y normativamente, para distintos escenarios de demanda, que reduzcan al mínimo el consumo total de combustible de las estaciones compresoras existentes en la red y anulando el venteo operativo, procurando así su funcionamiento eficiente. Ello, siempre y cuando se considere al transporte y distribución de gas natural como un todo, un sistema global.

Con respecto a las diferencias entre valores de presión, éstas se dan dentro del rango establecido para la variación de presiones (excepto en el nodo N° 3), por lo que no se consideran relevantes para los fines que persigue esta tesis.

### 7.3 CONTRASTACIÓN DE LAS HIPÓTESIS FORMULADAS

La contrastación de las hipótesis es el propósito para el cual es formulado todo trabajo de investigación, en vista que está vinculado con el objetivo que persigue. Con la finalidad de contrastar la hipótesis principal, es menester verificar primero las hipótesis específicas formuladas en el Capítulo I. En virtud de ello, a continuación se sustenta la verificación de dichas hipótesis:

En la sección 2.2 se desarrollaron las ecuaciones que gobiernan el funcionamiento de unidades de compresión de gas natural, las cuales se observaron que son altamente no lineales; el tipo de compresores se circunscribió a los centrífugos, que son los actualmente instalados en la red principal. Dichas ecuaciones están definidas fundamentalmente por los parámetros  $A_H$ ,  $B_H$ ,  $C_H$ ,  $D_H$ ,  $A_E$ ,  $B_E$ ,  $C_E$  y  $D_E$ , los mismos que dependen del funcionamiento de compresor.

Basado en los programas computacionales descritos en el Apéndice 5, fue posible simular escenarios funcionales de los compresores a partir de datos de entrada tales como las presiones de succión y descarga, la temperatura de succión y el flujo demandado. Producto de ello, se obtuvieron valores de eficiencia, velocidad y cabezas adiabáticas para cada situación, los cuales permitieron estimar los valores de los coeficientes  $A_H$ ,  $B_H$ ,  $C_H$ ,  $D_H$ ,  $A_E$ ,  $B_E$ ,  $C_E$  y  $D_E$ ; dichos valores se utilizaron luego para efectuar la simulación de toda la red en sistemas optimizados y no optimizados (secciones 6.3 y 6.4).

Los valores de consumo de combustible, presiones en cada nodo del sistema, eficiencias, cabezas adiabáticas, etc., mostradas como resultados en las secciones 7.1 y 7.2, están dentro del orden de los valores reales operativos que se encuentran dentro de la industria del transporte y la distribución del gas natural. Por todo esto, queda verificada la primera hipótesis específica, la cual menciona: "*a partir de los datos operacionales de las estaciones de compresión existentes es posible modelar su funcionamiento*".

De la misma manera, en la sección 2.1 se expusieron las ecuaciones que rigen el comportamiento del gas en un gasoducto y en las estaciones de compresión, las cuales fueron probadas con éxito en sistemas de transporte de gas ajenos a la materia de investigación del presente trabajo. Igual que en el caso anterior, los valores de presión y flujo en cada nodo del sistema, y los parámetros operativos de las estaciones de compresión, mostradas como resultados en las secciones 7.1 y 7.2, nos muestran resultados dentro del orden de magnitud a los que aparecen en las estadísticas operativas de los sistemas de transporte y distribución del gas natural. En tal virtud, la segunda hipótesis específica, que señala: "*mediante una herramienta computacional se puede simular el funcionamiento de la red principal del proyecto Camisea I*", es verdadera.

La comparación y análisis entre el sistema optimizado y el no optimizado, llevada a cabo en el subcapítulo 7.2, mostró (Tablas 7.1 y 7.2) que la diferencia de los consumos de combustibles de las estaciones compresoras entre ambos sistemas se da para todos los escenarios, con diferencias relativas de considerable magnitud, las cuales están dentro de un promedio de 39,7%. Dicho hecho demuestra fehacientemente que se ha comprobado la tercera hipótesis específica, que a la sazón indica: "*es posible encontrar escenarios operativos factibles donde se reduzca el consumo de combustible en las estaciones de compresión, en comparación con condiciones operativas reales*".

En las condiciones iniciales expuestas en la sección 6.2.2, se mostró cada nodo asociado a un suministro, demanda o paso simplemente, relacionado a su vez con la topología de red graficada en el Apéndice 3. En dicha topología, se observa que todo nodo de demanda corresponde físicamente a una aplicación que no involucra un venteo operativo.

Al respecto, es preciso mencionar que cada demanda corresponde a una estación reguladora de presión -propia del sistema de distribución-, una generadora eléctrica, la planta de fraccionamiento de Pisco o a la planta de licuefacción en Melchorita; en

todos los balances de flujo en los nodos se cumplió el principio de conservación de masa. En tal sentido, y tal como se muestra en el programa de simulación que aparece en el Apéndice 5, no existen demandas asociadas a venteos, y con esta consideración se obtuvieron resultados satisfactorios en cada uno de los diez escenarios analizados en el capítulo 6. Es por ello que se verificó la hipótesis específica que menciona: *"es posible atender las demandas de flujo y presiones en puntos claves del sistema sin la necesidad de efectuar venteos operativos"*.

De los resultados mostrados en las tablas 6.10 y 6.11 se observó que, en los sistemas optimizados, las presiones correspondientes al nodo 1 -punto de recepción del gas por el transportista-, fluctúan en un margen relativamente pequeño (138 a 147 bares), si se les compara con el rango de variación técnico y normativo del cual disponen (desde 40 hasta 147 bares). De los resultados se puede deducir que, si la presión estuviera por debajo de 138 bar, tal como ocurrió con los sistemas no optimizados - ver tablas 6.14 y 6.15-, el consumo de combustible de las estaciones de compresión aumenta considerablemente. De dicho análisis, la hipótesis específica que señala: *"las condiciones de entrega del gas al transportista influyen en el problema de optimización de la operación del sistema"* es cierta.

Para todos los gráficos asociados al perfil de presiones a lo largo de la red principal (figuras 7.6 a 7.10), se observa que el nodo más crítico dentro de la operación global de la red principal está alrededor del número 10-11, el cual corresponde al city gate de Lurín; el rango para la fluctuación de la presión en dicho nodo se encuentra muy restringido y, por tanto, queda comprobada la última hipótesis específica, que menciona: *"existen zonas críticas dentro de la red principal, donde los parámetros operativos fluctúan cerca del límite permitido técnica y normativamente"*.

Finalmente, habiendo contrastado todas las hipótesis específicas, en las cuales se sustenta la hipótesis principal de la investigación, que a la sazón dice:

*"Controlando parámetros operativos, se optimizará el funcionamiento de la red principal de transporte y de distribución de gas natural seco del proyecto Camisea I."*

Se concluye que dicha hipótesis queda verificada.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **A. CONCLUSIONES**

1. Mediante el modelo elaborado, se demostró que a través del control adecuado de parámetros operativos (presiones y volúmenes demandados) se optimiza el funcionamiento de la red principal de transporte y de distribución de gas natural seco del proyecto Camisea I. Se vio que es posible lograr un control eficiente de este sistema, como resultado de la minimización del consumo de combustible de las estaciones compresoras, contrastando los resultados obtenidos de escenarios de los sistemas optimizados con los no optimizados.
2. Se logró modelar el funcionamiento de las estaciones de compresión existentes, a partir de sus datos operacionales. Utilizando los softwares proporcionados por los fabricantes de los compresores, se obtuvieron determinados parámetros operativos que permitieron estimar -a través del método de mínimos cuadrados- los coeficientes de las ecuaciones que relacionan la eficiencia, la cabeza adiabática, el caudal volumétrico y la velocidad de rotación de estos equipos.

3. Por medio del programa elaborado en GAMS 23.9.2., se simuló el funcionamiento de la red principal del proyecto Camisea I. El algoritmo desarrollado ha sido aplicado a una amplia gama de escenarios de flujos, obteniendo resultados de presiones que están en el orden de las presiones reales que están disponibles en la data de los concesionarios de transporte y distribución, y que se sitúan dentro de los dominios de operación de las estaciones de compresión.
4. Se encontraron diversos escenarios factibles de operación donde se reduce el consumo de combustible en las estaciones de compresión, en comparación con condiciones operativas reales. Los resultados para el sistema optimizado se obtuvieron del programa en GAMS, mientras que los del sistema no optimizado (real) se estimaron mediante el programa excel.
5. Se demostró que el control eficiente consiste en hacer que la energía utilizada por las estaciones de compresión que existen a lo largo de esta red sea la mínima, manteniendo los valores de presión dentro de los límites permisibles y atendiendo las demandas de los principales consumidores. Dentro de la topología modelada no se consideró ningún punto de demanda asociado a los venteos operativos, por lo que se demostró que el sistema es factible sin la necesidad de efectuar estos venteos.
6. Es necesario incluir las condiciones de entrega del gas natural al transportista como parte del proceso de optimización, ya que la presión en el punto de recepción influye directamente en el consumo de combustible del sistema de compresión del ducto de transporte; ello, a raíz que dicha presión determina la presión de succión de la estación compresora de Chiquintirca.

7. El city gate de Lurín se constituye como una zona crítica dentro de la red, toda vez que sus parámetros operativos fluctúan cerca del límite establecido por las normas aplicables. Dentro de los resultados del sistema optimizado, se encontró que en varios de los escenarios, la presión en el nodo 10 se sitúa en 40 bar-a, cuando la presión permitida normativamente debe de estar comprendida en el rango de 40 a 120 bar-a.

## **B. RECOMENDACIONES**

1. Adecuar el programa elaborado a las futuras ampliaciones del sistema, a medida que se vayan efectuando éstas.
2. Realizar la simulación para una topología de red más exacta, tomando en cuenta los ductos que unen a la red principal con los puntos de demanda, y los datos operativos -de campo- de los compresores actualmente instalados, de modo que se puedan recalcular los coeficientes utilizados para simular su comportamiento.
3. Modificar el programa en GAMS para que sea posible el empleo de más de un tipo de compresor a la vez y se pueda variar el número de compresores involucrados.
4. Para mejorar los cálculos, la temperatura debe ser considerada como una variable, es decir, ya no suponer que el ducto es isotérmico.
5. El modelo mejora y se complementa si se incluyen otros elementos en la red susceptibles de ser controlados, tales como reguladores, válvulas de alivio o válvulas de bloqueo de flujo de gas natural en determinados tramos.
6. Un escenario más realista lo constituiría la inclusión del *line pack* y considerar el consumo de los compresores como parte del flujo que discurre dentro de las tuberías.



7. El estudio en estado transitorio de la demanda es otro de los retos para posteriores investigaciones. Determinar las presiones en tiempo real a medida que varía la demanda es un gran desafío para la industria del gas natural en nuestro país.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Ariel Corporation. *Ariel performance software*. Disponible en web:  
<[http://www.arielcorp.com/products/selection\\_guides/performance\\_program.aspx](http://www.arielcorp.com/products/selection_guides/performance_program.aspx)>
2. BORRAZ, CONRADO: "*Una metodología de solución basada en programación dinámica no secuencial y búsqueda tabú para la operación eficiente de sistemas de transporte de gas natural en estado estable*". Tesis de maestría. Universidad Autónoma de Nueva León (México). Año 2004.
3. CENERGÍA; Fundación Bariloche. "*Estrategia para el desarrollo del sector energético del Perú*". Artículo técnico. GART – OSINERGMIN (Perú). Año 2009.
4. Dresser-Rand. *Software Centrifugal Compressor Performance. Use for estimating the D-R DATUM compressor*. Disponible en web:  
<<http://turbocalc.dresser-rand.com/>>
5. FLORES VILLARREAL, HUMBERTO: "*Operación eficiente de sistemas de transporte de gas natural mediante el método de gradiente reducido generalizado*". Tesis de maestría. Universidad Autónoma de Nueva León (México). Año 2005.
6. Gas Natural de Lima y Callao S.A. - Cálidda.  
<<http://www.calidda.com.pe/>>
7. HERRÁN GONZÁLEZ, ALBERTO: "*Modelado, planificación y control de sistemas de distribución de gas y derivados del petróleo*". Tesis doctoral. Universidad Complutense de Madrid (España). Año 2008.

8. KIM, S.: *"Minimum-cost fuel consumption on natural gas transmission network problem"*. Artículo técnico. Universidad de Texas A&M (EE.UU). Año 1999.
9. Ministerio de Energía y Minas del Perú. *Contratos de concesión de transporte y distribución de gas natural seco por red de ductos*. Disponible en web:  
<<http://www.minem.gob.pe/descripcion.php?idSector=5&idTitular=2759&idMenu=sub92&idCateg=684>>
10. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. *Ampliaciones y proyectos en marcha del sistema de transporte de gas*. Disponible en web:  
<[http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/empresas\\_sector/alcance\\_labore\\_s-proyecto\\_ampliacion\\_capacidad.html](http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/empresas_sector/alcance_labore_s-proyecto_ampliacion_capacidad.html)>
11. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. *Estadísticas del sector gas natural*. Disponible en web:  
<[http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/empresas\\_sector/informacion\\_estadistica.html](http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/empresas_sector/informacion_estadistica.html)>
12. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. *Reporte del sistema de distribución de gas natural*. Disponible en web:  
<[http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/empresas\\_sector/reporte\\_sistema\\_distribucion\\_gas\\_natural.html](http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/empresas_sector/reporte_sistema_distribucion_gas_natural.html)>
13. OSIADACZ, J.: *"Simulation and Analysis of Gas Networks"*. Artículo técnico. Gulf Publishing Company (EE.UU). Año 1987.
14. P.B. PERCELL, M.J. RYAN: *"Steady-state optimization of gas pipeline network operation"*. Artículo técnico. Proceedings of the 19th PSIG Annual Meeting (EE.UU). Año 1987.

15. R. RÍOS-MERCADO, D. COBOS-ZALETA: "*A MINLP Model for a Minimizing Fuel Consumption on Natural Gas Pipeline Networks*". Artículo técnico. Memorias del XI Congreso Latino Iberoamericano de Investigación de Operaciones (Chile). Año 2002.
16. R. RÍOS-MERCADO, S. KIM, E. BOYD: "*Efficient Operation of Natural Gas Transmission Systems: A Network-Based Heuristic for Cyclic Structures*". Artículo técnico. Texas, Institute of Information Technology (EE.UU). Año 2003.
17. R. RÍOS-MERCADO, S. KIM, E. BOYD: "*Optimizing fuel consumption on gas transmission networks: Evaluation of a heuristic for cyclic systems*". Artículo técnico. Texas, PROS Revenue Management (EE.UU). Año 2001.
18. R. RÍOS-MERCADO, S. WU, RIDGWAY SCOTT, ANDREW BOYD: "*A reduction technique for natural gas transmission network optimization problems*". Artículo técnico. Texas Higher Education Coordinating Board (EE.UU.). Año 2001.
19. R. RÍOS-MERCADO, S. WU, RIDGWAY SCOTT, ANDREW BOYD: "*Model relaxations for the fuel cost minimization of steady-state Gas Pipeline networks*". Artículo técnico. Texas Higher Education Coordinating Board (EE.UU.). Año 1999.
20. SHAPIRO, ASCHER: "*The dynamics and thermodynamics of compressible fluid flow*" (libro). Editorial The Ronald Press Company (EE.UU.). Año 1953.
21. Transportadora de gas del Perú. *Reporte de las condiciones operativas*. Disponible en web:  
<<http://www.tgp.com.pe/resumen/Default.aspx>>

22. VILLALOBOS MORALES, YANET: "*Preprocesamiento de un problema de optimización de redes de gas natural*". Tesis doctoral. Universidad Autónoma de Nueva León (México). Año 2002.
  
23. WONG, LARSON: "*Optimization of natural gas pipeline systems via dynamic programming*". Artículo técnico. Industrial and Engineering Chemistry (EE.UU.). Año 1968.
  
24. W.Q. TAO, H.C. TI: "*Transient Analysis of Gas Pipeline Network*". Artículo técnico. Chemical Engineering Journal (EE.UU.). Año 1998.

## **APÉNDICES**

## APÉNDICE N° 1

Cantidad máxima diaria (CDM) y Cantidad diaria contractual (CDC) a nominar por PLUSPETROL PERU CORPORATION S.A. a GNLC S.A., de acuerdo a la primera adenda al contrato de suministro de fecha 23 de abril del 2009

**"ANEXO I.- =====**

**1. RAZÓN SOCIAL DE LA DISTRIBUIDORA: =====**

Gas Natural de Lima y Callao S.A. =====

**2. CANTIDAD MÁXIMA DIARIA – CDM: =====**

Año	Fecha	Cantidad Máxima Diaria: (CDM) (m <sup>3</sup> std /día)
2004	Del 20/08/2004 al 31/12/2004	55,000
2005	Del 01/01/2005 al 31/12/2005	368,700
2006	Del 01/01/2006 al 31/12/2006	1,200,000
2007	Del 01/01/2007 al 31/12/2007	1,872,500
2008	Del 01/01/2008 al 31/12/2008	2,850,000
2009	Del 01/01/2009 al 31/12/2009	3,500,000
2010	Del 01/01/2010 al 31/12/2010	3,750,000
2011	Del 01/01/2011 al 31/12/2011	4,450,000
2012	Del 01/01/2012 al 31/12/2012	4,600,000
2013	Del 01/01/2013 al 31/12/2013	4,650,000
2014	Del 01/01/2014 al 31/12/2014	4,680,000
2015	Del 01/01/2015 al 31/12/2015	4,710,000
2016	Del 01/01/2016 al 31/12/2016	4,775,050
2017	Del 01/01/2017 al 31/12/2017	4,840,175
2018	Del 01/01/2018 al 31/12/2018	4,905,376
2019	Del 01/01/2019 al 31/12/2019	4,970,653
2020	Del 01/01/2020 al 31/12/2020	5,036,006
2021	Del 01/01/2021 al 31/12/2021	5,101,436
2022	Del 01/01/2022 al 31/12/2022	5,166,943
2023	Del 01/01/2023 al 31/12/2023	5,232,528
2024	Del 01/01/2024 al 31/12/2024	5,298,191
2025	Del 01/01/2025 al 31/12/2025	5,363,932
2026	Del 01/01/2026 al 31/12/2026	5,429,752
2027	Del 01/01/2027 al 31/12/2027	5,495,650
2028	Del 01/01/2028 al 31/12/2028	5,561,628
2029	Del 01/01/2029 al 31/12/2029	5,627,687
2030	Del 01/01/2030 al 31/12/2030	5,693,825
2031	Del 01/01/2031 al 31/12/2031	5,760,044
2032	Del 01/01/2032 al 31/12/2032	5,826,344
2033	Del 01/01/2033 al 31/12/2033	5,826,344

## 3. CANTIDAD DIARIA CONTRACTUAL - CDC: =====

Año	Fecha	Cantidad Diaria Contractual (CDC) (m <sup>3</sup> std /día)
2004	Del 8/20/2004 al 12/31/2004	37,000
2005	Del 1/1/2005 al 12/31/2005	273,111
2006	Del 1/1/2006 al 12/31/2006	1,000,000
2007	Del 1/1/2007 al 12/31/2007	1,560,417
2008	Del 1/1/2008 al 12/31/2008	1,858,652
2009	Del 1/1/2009 al 12/31/2009	2,573,859
2010	Del 1/1/2010 al 12/31/2010	2,993,151
2011	Del 1/1/2011 al 12/31/2011	3,339,155
2012	Del 1/1/2012 al 12/31/2012	3,754,098
2013	Del 1/1/2013 al 12/31/2013	3,848,630
2014	Del 1/1/2014 al 12/31/2014	3,884,178
2015	Del 1/1/2015 al 12/31/2015	3,909,178
2016	Del 1/1/2016 al 12/31/2016	3,944,847
2017	Del 1/1/2017 al 12/31/2017	3,999,132
2018	Del 1/1/2018 al 12/31/2018	4,053,426
2019	Del 1/1/2019 al 12/31/2019	4,107,784
2020	Del 1/1/2020 al 12/31/2020	4,162,150
2021	Del 1/1/2021 al 12/31/2021	4,216,689
2022	Del 1/1/2022 al 12/31/2022	4,271,238
2023	Del 1/1/2023 al 12/31/2023	4,325,851
2024	Del 1/1/2024 al 12/31/2024	4,380,474
2025	Del 1/1/2025 al 12/31/2025	4,435,271
2026	Del 1/1/2026 al 12/31/2026	4,490,080
2027	Del 1/1/2027 al 12/31/2027	4,544,954
2028	Del 1/1/2028 al 12/31/2028	4,599,838
2029	Del 1/1/2029 al 12/31/2029	4,654,900
2030	Del 1/1/2030 al 12/31/2030	4,709,973
2031	Del 1/1/2031 al 12/31/2031	4,765,113
2032	Del 1/1/2032 al 12/31/2032	4,820,265
2033	Del 1/1/2033 al 8/19/2033	4,855,287

Los volúmenes consignados en el presente numeral corresponden al promedio diario de la demanda anualizada y están basados en un poder calorífico superior promedio de 9550 kcal/m<sup>3</sup>. =====



## **APÉNDICE N° 2**

- Contratos de suministro de gas natural celebrados por la empresa Pluspetrol Peru Corporation S.A.
- Contratos de servicio de transporte de gas natural celebrados por Transportadora de Gas del Perú S.A.
- Contratos de servicio de transporte de gas natural vía la red principal de distribución celebrados por Gas Natural de Lima y Callao S.A.

### **APÉNDICE N° 3**

Topología de la red principal a analizar

## APÉNDICE N° 4

### **Estimado de los coeficientes $A_H$ , $B_H$ , $C_H$ , $D_H$ , $A_E$ , $B_E$ , $C_E$ y $D_E$ de los compresores instalados en la red de TGP y Cálidda.**

Tal como se mencionó en el capítulo 2, para calcular los coeficientes que aparecen en las ecuaciones 2.10 y 2.19, es necesario aplicar el método de los mínimos cuadrados, teniendo como base de datos parámetros operativos de los compresores instalados en la red.

- Compresores en la red de transporte de TGP

Los compresores instalados en la estación de Chiquintirca son, como se indicó en el capítulo 6, cuatro unidades de marca Dresser-Rand, modelo D10R3S (tres en funcionamiento y uno de reserva). En la página web del fabricante<sup>50</sup> existe una aplicación on-line que permite determinar los parámetros operativos de los compresores centrífugos de los que nos referimos, contando como datos de entrada la presión de ingreso y salida, temperatura del fluido y caudal volumétrico.

Teniendo esas condiciones, se procedió a establecer numerosos escenarios con los datos de entrada; se procuró que estos escenarios tengan datos de presión, temperatura y caudal aproximados a los que se espera simular finalmente. A continuación se muestra un extracto de los escenarios planteados para poder calcular los coeficientes:

---

<sup>50</sup> Dresser-Rand. *Software Centrifugal Compressor Performance. Use for estimating the D-R DATUM compressor.* Disponible en web: <http://turbocalc.dresser-rand.com/>.

Escenario	Presión de succión (psia)	Temperatura de succión (°C)	Presión de descarga (psia)	Flujo (MMsPCD)
1	1885	61	1958	1115
2	2102	61	2131	1042
3	1658	61	1885	1058
4	1978	61	2030	1018
5	1913	61	2015	983
6	1925	61	1986	1129
7	2012	61	2073	1084
8	1959	61	2044	1124
9	1963	61	2066	1122
10	1885	61	2030	1050

Tabla A4.1: Extracto de los escenarios planteados para la determinación de los coeficientes

Los resultados obtenidos de la página web del fabricante para cada uno de los escenarios son los siguientes:

Escenario	Caudal (apcm)	Cabeza adiabática (pie-lbf/lb)	Eficiencia (%)	Velocidad (RPM)
1	4512	1311	81	17710
2	3736	468	83	17710
3	4970	4630	84	15120
4	3902	893	83	17710
5	3912	1807	83	17710
6	4461	1079	81	17710
7	4077	1028	83	17710
8	4359	1471	82	17710
9	4341	1775	82	17710
10	4253	2599	82	17710

Tabla A4.2: Extracto de los resultados obtenidos para los escenarios planteados

En base a ello, y aplicando el método de los mínimos cuadrados para las ecuaciones 2.10 y 2.19 se obtiene:

$A_H$	0.00043364
$B_H$	-0.000021123
$C_H$	0.000020026
$D_H$	-0.0000053597
$A_E$	160.59
$B_E$	-110.53
$C_E$	39.717
$D_E$	-4.6045

- Compresores en la red de distribución de Cálidda

Los compresores instalados en el city gate de Lurín son, como se indicó en el capítulo 6, cuatro unidades de marca Ariel, modelo JGK/4 (tres en funcionamiento, y uno de reserva). Aplicando el mismo método que para el caso anterior, de la información que aparece en<sup>51</sup>, se obtiene:

$A_H$	0.00087228
$B_H$	-0.00054102
$C_H$	0.00032596
$D_H$	-0.00007061
$A_E$	29.29486868
$B_E$	34.60759332
$C_E$	4.43087626
$D_E$	-4.44699440

---

<sup>51</sup> Ariel Corporation. *Ariel performance software*. Disponible en web:  
<[http://www.arielcorp.com/products/selection\\_guides/performance\\_program.aspx](http://www.arielcorp.com/products/selection_guides/performance_program.aspx)>.

## APÉNDICE N° 5

### Modelo desarrollado en el programa GAMS, correspondiente al escenario 1 (operaciones de fecha 26/11/2012).

\$Title Optimización inteligente de redes de Transporte de gas natural  
\$Inlinecom { }

#### Sets

i nodos en la red / 1\*32 /

ir(i) nodos oferta /1/

id(i) nodos demanda /6, 7, 8, 9, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 26, 31, 32/

prop propiedades del ducto /longitud, diametro, friccion, capacidad/

alias(i,j);

#### Sets

A(i,j) arcos en la red /1.2, 2.31, 2.3, 3.4, 4.5, 5.32, 5.9, 9.27, 27.28, 28.29, 27.30, 30.29, 29.6, 6.7, 7.8, 8.10, 10.11, 11.12, 12.13, 13.14, 14.15, 15.16, 16.17, 17.18, 18.19, 19.20, 20.21, 21.22, 22.23, 23.24, 24.25, 25.26/

Ac(i,j) arcos compresores en la red /2.3, 10.11/

Ap(i,j) arcos ductos en la red /1.2, 2.31, 3.4, 4.5, 5.32, 5.9, 9.27, 27.28, 28.29, 27.30, 30.29, 29.6, 6.7, 7.8, 8.10, 11.12, 12.13, 13.14, 14.15, 15.16, 16.17, 17.18, 18.19, 19.20, 20.21, 21.22, 22.23, 23.24, 24.25, 25.26/;

#### Scalar

\*Estos escalares son usados para calcular las ecuaciones que ligan a las variables originales (H,Q,S) con (x<sub>ij</sub>, p<sub>i</sub>, p<sub>j</sub>)

\*Propiedades del gas

gas\_K constante del ducto /133050/

gas\_e exponente isoentropico /1.287/

gas\_R constante del gas en (lbf-ft\_lbm-R) /85.2/

gas\_Z factor de compresibilidad del gas /0.8702/

gas\_Sg gravedad especifica /0.6183/

gas\_T temperatura promedio en la succion (^R) /520.47/

fac factor de conversion de MMCS D a (lbm-min) /33.1944/

\*{Propiedades del ducto: longitud(mi), diametro(ft), friccion, capacidad (MMsCFD)}

Table datducto(i,j,prop)

	longitud	diámetro	fricción	capacidad
1.2	131.10	2.67	0.00869	1150
2.31	253.58	2.83	0.00869	650
3.4	190.76	2	0.00869	1150
4.5	0.62	2	0.00869	1150

5.32	25.10	0.67	0.00869	1150
5.9	5.94	1.50	0.00869	1150
9.27	41.27	1.50	0.00869	1150
27.28	3.10	1.50	0.00869	1150
28.29	61.51	1.50	0.00869	1150
27.30	3.10	2.00	0.00869	1150
30.29	61.51	2.00	0.00869	1150
29.6	0.43	1.50	0.00869	1150
6.7	0.18	1.5	0.00869	1150
7.8	0.62	1.5	0.00869	1150
8.10	17.39	1.5	0.00869	1150
11.12	0.62	1.67	0.00869	255
12.13	8.07	1.67	0.00869	255
13.14	7.46	1.67	0.00869	255
14.15	3.11	1.67	0.00869	255
15.16	3.73	1.67	0.00869	255
16.17	1.24	1.67	0.00869	255
17.18	0.62	1.67	0.00869	255
18.19	0.62	1.67	0.00869	255
19.20	0.62	1.67	0.00869	255
20.21	0.31	1.67	0.00869	255
21.22	4.66	1.67	0.00869	255
22.23	1.86	1.67	0.00869	255
23.24	4.97	1.67	0.00869	255
24.25	0.62	1.67	0.00869	255
25.26	3.11	1.67	0.00869	255;

Parameter

\*{limite superior del flujo volumetrico del compresor (i-j) unidades (ft<sup>3</sup>\_min)}

qu(i,j)

\*{limite inferior del flujo volumetrico del compresor (i-j) unidades (ft<sup>3</sup>\_min)}

ql(i,j)

\*{limite superior de velocidad del compresor (i-j) unidades (RPM)}

su(i,j)

\*{limite inferior de velocidad del compresor (i-j) unidades (RPM)}

sl(i,j)

\*{Coeficiente para la ecuacion del Dominio de operacion de la estación compresora (i-j)}

AH(i,j)

\*{Coeficiente para la ecuacion del Dominio de operacion de la estación compresora (i-j)}

BH(i,j)

\*{Coeficiente para la ecuacion del Dominio de operacion de la estación compresora (i-j)}

CH(i,j)

\*{Coeficiente para la ecuacion del Dominio de operacion de la estación compresora (i-j)}

CH(i,j)

\*{Coeficiente para la ecuacion del Dominio de operacion de la estación compresora (i-j)}

CH(i,j)

DH(i,j)  
 \*{Coeficiente para la ecuacion de eta del compresor (i-j)}  
 AE(i,j)  
 \*{Coeficiente para la ecuacion de eta del compresor (i-j)}  
 BE(i,j)  
 \*{Coeficiente para la ecuacion de eta del compresor (i-j)}  
 CE(i,j)  
 \*{Coeficiente para la ecuacion de eta del compresor (i-j)}  
 DE(i,j)  
 \*{valor minimo del cociente Q\_S en la estacion (i-j)}  
 rl(i,j)  
 \*{valor maximo del cociente Q\_S en la estacion (i-j)}  
 ru(i,j)  
 \*{conversion del diametro del ducto (i-j) de ft a pulgadas}  
 diam(i,j)  
 \*{conversion de la capacidad del flujo del gas en el ducto (i-j) en MMSCFD -->  
 {lbm\_min}  
 cf(i,j)  
 \*{constante del gas}  
 C  
 \*{resistencia del ducto (i,j) con unidades de {psia^2\_MMSCFD^2}  
 c1(i,j)  
 \*{convercion la resistencia del ducto (i-j) de {psia^2\_MMSCFD^2 -->  
 psia^2\_(lbm\_min^2)}  
 r(i,j)  
 \*{numero de compresores usados en sl(i-j) }  
 ncomp(i,j)  
 \*{proporcion del radio especifico}  
 gas\_m  
 \*{propiedades del gas}  
 gase  
 \*{ecuacion para calcular el hmin}  
 PHI\_SURGE  
 \*{ecuacion para calcular el hmax}  
 PHI\_STONE  
 \*{limite superior de cabeza adiabatica del compresor (i-j) unidades (lbf-ft\_lbm)}  
 hu(i,j)  
 \*{limite inferior de cabeza adiabatica del compresor (i-j) unidades (lbf-ft\_lbm)}  
 hl(i,j) ;  
  
 qu(i,j) = 23000;  
 ql(i,j) = 2000;  
 su(i,j) = 12700;  
 sl(i,j) = 2500;  
 AH(i,j) = 0.00043364;  
 BH(i,j) = -0.000021123;  
 CH(i,j) = 0.000020026;



```

DH(i,j) = -0.0000053597;
AE(i,j) = 160.59;
BE(i,j) = -110.53;
CE(i,j) = 39.717;
DE(i,j) = -4.6045;
qu('2','3')= 23000;
ql('2','3') = 2000;
su('2','3') = 17700;
sl('2','3') = 2500;
AH('2','3') = 0.00043364;
BH('2','3') = -0.000021123;
CH('2','3') = 0.000020026;
DH('2','3') = -0.0000053597;
AE('2','3') = 160.59;
BE('2','3') = -110.53;
CE('2','3') = 39.717;
DE('2','3') = -4.6045;
qu('10','11') = 10000;
ql('10','11') = 2000;
su('10','11') = 5250;
sl('10','11') = 2200;
AH('10','11') = 0.00087228;
BH('10','11') = -0.00054102;
CH('10','11') = 0.00032596;
DH('10','11') = -0.00007061;
AE('10','11') = 29.29486868;
BE('10','11') = 34.60759332;
CE('10','11') = 4.43087626;
DE('10','11') = -4.44699440;
rl(i,j) = ql(i,j)/sl(i,j);
ru(i,j) = qu(i,j)/su(i,j);
diam(i,j) = datducto(i,j,'diametro')*12;
cf(i,j)$Ap(i,j) = datducto(i,j,'capacidad')*fac;
C = gas_K*gas_Z*gas_T*gas_Sg;
c1(i,j)$Ap(i,j) = C*((datducto(i,j,'longitud')*datducto(i,j,'friccion'))/(diam(i,j)**5));
r(i,j) = c1(i,j)/(fac**2);
ncomp(i,j)$Ac(i,j) = 1;
gas_m = (gas_e - 1)/gas_e;
gase = (gas_Z*gas_R*gas_T)/gas_m;
PHI_SURGE(i,j)$Ac(i,j) = AH(i,j) + BH(i,j)*rl(i,j) + CH(i,j)*(rl(i,j)**2) +
DH(i,j)*(rl(i,j)**3);
PHI_STONE(i,j)$Ac(i,j) = AH(i,j) + BH(i,j)*ru(i,j) + CH(i,j)*(ru(i,j)**2) +
DH(i,j)*(ru(i,j)**3);
hl(i,j) = (sl(i,j)**2)*PHI_STONE(i,j);
hu(i,j) = (su(i,j)**2)*PHI_SURGE(i,j);

```

Parameter

```

*{Cantidad de flujo de los nodos oferta (MMSCFD)}
o(ir)
/1 1042.86/
*{Cantidad de flujo de los nodos demanda (MMSCFD)}
d(id)
/6 21.28
7 115.41
8 75.82
9 10.65
12 7.79
13 7.79
14 7.79
15 7.79
16 7.79
17 7.79
18 10.06
19 7.79
20 11.61
21 14.23
22 19.91
23 7.79
24 7.79
26 69.23
31 609.99
32 14.56/;

```

\*Conversion de unidades: MMSCFD --> lbm/min

```

o(ir) = o(ir)*fac;
d(id) = d(id)*fac;

```

Parameter

```

*{rhs de las ecuaciones de balance del flujo de masa (lbm/min)}
b(i);
*{Inicializamos b(i)}
b(i) = 0;
*{Conjunto de b(i) para los nodos oferta}
b(ir) = o(ir);
*{Conjunto de b(i) para los nodos demanda}
b(id) = -d(id);

```

Parameter

```

*{limite superior de presion en el nodo i (psia)}
pu(i)
*{limite inferior de presion en el nodo i (psia)}
pl(i);

```

```

pu('1')=2131.05;

```

pu('2')= 2131.05;  
pu('3')= 2131.05;  
pu('4')= 2131.05;  
pu('5')= 2131.05;  
pu('6')= 2131.05;  
pu('7')= 2131.05;  
pu('8')= 2131.05;  
pu('9')= 2131.05;  
pu('10')= 1740.45;  
pu('11')=725.19;  
pu('12')=725.19;  
pu('13')=725.19;  
pu('14')=725.19;  
pu('15')=725.19;  
pu('16')=725.19;  
pu('17')=725.19;  
pu('18')=725.19;  
pu('19')=725.19;  
pu('20')=725.19;  
pu('21')=725.19;  
pu('22')=725.19;  
pu('23')=725.19;  
pu('24')=725.19;  
pu('25')=725.19;  
pu('26')=725.19;  
pu('27')= 2131.05;  
pu('28')= 2131.05;  
pu('29')= 2131.05;  
pu('30')= 2131.05;  
pu('31')= 2131.05;  
pu('32')= 2131.05;  
pl('1')=580.15;  
pl('2')= 580.15;  
pl('3')= 580.15;  
pl('4')= 580.15;  
pl('5')= 580.15;  
pl('6')= 580.15;  
pl('7')= 580.15;  
pl('8')= 580.15;  
pl('9')= 580.15;  
pl('10')= 580.15;  
pl('11')=464.12;  
pl('12')=87.02;  
pl('13')= 159.54;  
pl('14')= 159.54;  
pl('15')= 290.07;  
pl('16')= 159.54;

pl('17')= 159.54;  
 pl('18')= 159.54;  
 pl('19')= 87.02;  
 pl('20')= 464.12;  
 pl('21')= 464.12;  
 pl('22')= 290.07;  
 pl('23')= 87.02;  
 pl('24')= 159.54;  
 pl('25')= 464.12;  
 pl('26')= 464.12;  
 pl('27')=580.15;  
 pl('28')= 580.15;  
 pl('29')= 580.15;  
 pl('30')= 580.15;  
 pl('31')= 1174.80;  
 pl('32')= 1015.26;

display rl,ru,gas\_m,diam,C,gase,cf,c1,r,b,hl,hu;

#### Variables

\*{Funcion Objetivo Min la sum de los costos del combustible en todas las estaciones}

Y

\*{Flujo de masa en cada arco (i-j) en la red unidades(lbm\_min)}

x(i,j)

\*{Presion en el nodo i unidades (lbf\_in^2)}

p(i)

\*{Velocidad del flujo en la estacion (i-j) unidades (rpm)}

s(i,j)

\*{Flujo volumetrico en la estacion (i-j) unidades (ft^3\_min)}

q(i,j)

\*{Cabeza adiabatica en la estacion (i-j) unidades (lbf\*ft\_lbm)}

h(i,j)

\*{Costo de combustible en la estacion (i-j) unidades (lbf\*ft\_min)}

g(i,j)

\*{Eta eficiencia en la estacion (i-j)}

eta(i,j)

\*{razon del cociente Q\_S}

ra(i,j) ;

Positive Variable x,p,s,q,h,g,eta,ra;

#### Equations

\*{Funcion Objetivo}

costtotal

\*{Costo en la estacion (i-j)}

cost(i,j)

```

*{ Balance de flujo en cada nodo i }
balance(i)
*{ Ecuacion de flujo de gas en cada ducto (i-j) }
flujogas(i,j)
*{ Cabeza adiabatica H en la estacion (i-j) }
cabeza(i,j)
*{ Flujo volumetrico Q en cada estacion (i-j) }
flvolum(i,j)
*{ Dominio de la estacion compresora (i-j) }
dominio(i,j)
*{ Eficiencia de la estacion compresora (i-j) }
eficiencia(i,j)
*{ Razon del cociente Q_S }
razon(i,j);

costtotal .. Y =e= sum((i,j)$Ac(i,j), g(i,j));
cost(i,j)$Ac(i,j) .. g(i,j)*eta(i,j) =e= 1 * (x(i,j)*h(i,j));
balance(i) .. sum(j$A(i,j), x(i,j)) - sum(j$A(j,i), x(j,i)) =e= b(i);
flujogas(i,j)$Ap(i,j) .. (p(i)**2 - p(j)**2) =e= r(i,j) * ((x(i,j))**2);
cabeza(i,j)$Ac(i,j) .. p(j)**gas_m =e= p(i)**gas_m*((1/gase)*(h(i,j))+1);
flvolum(i,j)$Ac(i,j) .. ncomp(i,j)*144*p(i)*q(i,j) =e= (gas_Z*gas_R*gas_T)*x(i,j);
dominio(i,j)$Ac(i,j) .. h(i,j) =e= (AH(i,j) + BH(i,j)*ra(i,j) + CH(i,j)*(ra(i,j)**2) +
DH(i,j)*(ra(i,j)**3)) * (s(i,j)**2);
eficiencia(i,j)$Ac(i,j) .. eta(i,j) =e= AE(i,j) + BE(i,j)*ra(i,j) + CE(i,j)*(ra(i,j)**2) +
DE(i,j)*(ra(i,j)**3);
razon(i,j)$Ac(i,j) .. s(i,j)*ra(i,j) =e= q(i,j);

Model mincosto /all /;
*{ Los limites de presion dados en psia (lbf/in^2) }
p.up(i) = pu(i);
p.lo(i) = pl(i);
p.l(i) = (p.up(i) + p.lo(i)) / 2.0 ;
*{ Limites de operacion en cada compresor (ft^3/min) }
q.up(i,j) = qu(i,j);
q.lo(i,j) = ql(i,j);
q.l(i,j) = (q.up(i,j) + q.lo(i,j)) / 2.0 ;
*{ Limites de cabeza adiabatica en cada compresor (ft^3/min) }
h.up(i,j) = hu(i,j);
h.lo(i,j) = hl(i,j);
h.l(i,j) = (h.up(i,j) + h.lo(i,j)) / 2.0 ;
*{ Limites de la razon del flujo volumetrico y velocidad }
ra.up(i,j) = ru(i,j);
ra.lo(i,j) = rl(i,j);
ra.l(i,j) = (ra.lo(i,j) + ra.up(i,j)) / 2.0 ;
*{ Capacidad de flujo de gas en el ducto(i,j) y en la estacion (i,j) (lbm/min) }
x.up(i,j)$Ap(i,j) = cf(i,j);
x.l(i,j)$Ap(i,j) = (x.lo(i,j) + x.up(i,j)) / 2.0 ;

```

```

x.up(i,j)$Ac(i,j) = (ncomp(i,j)*qu(i,j) * p.up(i)* 144)/(gas_Z * gas_R * gas_T);
x.lo(i,j)$Ac(i,j) = (ql(i,j) * p.lo(i)* 144)/(gas_Z * gas_R * gas_T);
x.l(i,j)$Ac(i,j) = (x.lo(i,j) + x.up(i,j)) / 2.0;
*{ Limites de velocidad en cada compresor (rpm) }
s.up(i,j) = su(i,j);
s.lo(i,j) = sl(i,j);
s.l(i,j) = (s.lo(i,j) + s.up(i,j)) / 2.0 ;
*{ Eficiencia del compresor (0-100 %) }
eta.up(i,j) = 100;
eta.lo(i,j) = 50;
eta.l(i,j) = (eta.lo(i,j) + eta.up(i,j)) / 2.0 ;
*{ Costo de combustible del compresor(i,j) }
g.up(i,j)$Ac(i,j) = (x.up(i,j)*h.up(i,j))/eta.lo(i,j);
g.lo(i,j)$Ac(i,j) = (x.lo(i,j)*h.lo(i,j))/eta.up(i,j);
g.l(i,j) = (g.lo(i,j) + g.up(i,j))/2.0;

{ CONOPT, SNOPT, MINOS, MINOS5 }

Option nlp = CONOPT;
mincosto.scaleopt = 1;
eficiencia.scale(i,j)$Ac(i,j) = 1.0e+01;
dominio.scale(i,j)$Ac(i,j) = 1.0e02;
Solve mincosto using nlp minimizing Y;
Display x.l, x.m, p.l, s.l, q.l, h.l, g.l, eta.l, ra.l;

```

## APÉNDICE N° 6

### **Algunas consideraciones sobre la posible conformación de un "COES del gas".**

Tal como se indicó en el capítulo introductorio de esta tesis, un “COES del gas natural” permitiría aprovechar eficaz y eficientemente este recurso – el gas natural –, en beneficio de todos los peruanos. A continuación se expondrán algunas consideraciones al respecto.

En el escenario actual (abril del año 2013), tenemos que la cadena de valor del gas natural está conformada por un productor (Pluspetrol), un transportista (TGP) y un distribuidor (Cálidda); en un futuro no muy lejano, ya que son proyectos que se están ejecutando o están próximos a desarrollarse, entrarán en servicio la producción de gas natural por parte de Petrobras y Repsol en las inmediaciones de Camisea, el transporte de gas al sur del Perú (llamado Gasoducto del Sur del Perú -GSP-), y la distribución a los departamentos de Ica, Arequipa, Cusco, Tacna, Moquegua y Puno. Un escenario de tal naturaleza, con la cantidad de energía que se requiera para transportar y distribuir el gas, implica definitivamente un análisis mayor al expuesto en la presente tesis para poder reducir al mínimo la cantidad de combustible empleado para el movimiento del gas natural. Para que este concepto de uso eficiente de nuestros recursos sea implementado, debe de existir un organismo o institución, sea estatal o privado, responsable de su desarrollo y operación.

Un "COES del gas" (llamándole COEG, de ahora en adelante) estaría conformado por los principales agentes de la cadena de valor del gas natural (productores, transportistas, distribuidores, clientes iniciales y consumidores independientes), cuyas decisiones sean de cumplimiento obligatorio por ellos. Su finalidad sería coordinar la operación del corto, mediano y largo plazo de la red nacional de gas al mínimo costo (por medio de la minimización de la energía utilizada para la entrega del gas al usuario final), preservando su seguridad y disponibilidad, el mejor

aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo y la administración de la red nacional de gas natural.

Gracias a la consecución de estos propósitos, el COEG velaría por la seguridad del abastecimiento de gas natural, permitiendo que la población goce del suministro en condiciones de calidad y posibilitando las condiciones adecuadas para el desarrollo de la industria y otras actividades económicas.

Un ejemplo de lo que se propone aquí ha sido desarrollado en Colombia a través del Consejo Nacional de Operación de Gas Natural –CNOG-, el cual es un órgano asesor del Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, así como de las empresas de servicio público de gas natural de dicho país.

El CNOG fue creado por la Ley 401 de 1997 y se le asignaron las siguientes funciones principales: i) hacer recomendaciones para buscar que la operación integrada del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural sea segura, confiable y económica; y ii) conceptuar sobre el orden de atención prioritaria del suministro de gas natural cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda.

Posteriormente, mediante Decreto 2100 de 2011, se estableció que el CNOG puede expedir acuerdos y protocolos operativos que se requieran con el fin de establecer los procedimientos, definiciones y parámetros básicos que deben regir para: (i) la operación del sistema nacional de transmisión colombiano; (ii) la programación de mantenimientos y/o intervenciones a la infraestructura de suministro y transporte de gas natural, que impliquen suspensión o pongan en riesgo la continuidad del servicio público; y, (iii) la coordinación de los agentes que utilicen el sistema nacional de transmisión colombiano cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia transitorias y no transitorias o racionamiento programado de gas natural. Asimismo, el CNOG, por su propia iniciativa, podrá someter a consideración del agente regulador colombiano los



protocolos y acuerdos operativos que considere necesarios para lograr una operación segura, confiable y económica de la red nacional de gas colombiana.

El principal producto emitido por este Consejo es el denominado "Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural"; documento donde se establecen los criterios, estándares y procedimientos para el planeamiento y desarrollo de los sistemas y actividades de la red nacional de gas, involucrando a todos los agentes de la cadena de valor del gas.

REPÚBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA  
**UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA**



---

**PLAN DE ABASTECIMIENTO PARA EL SUMINISTRO Y  
TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA**



Este documento se encuentra disponible en la siguiente dirección web:

<[http://www.cnogas.org.co/documentos/PLAN\\_ABASTECIMIENTO\\_GAS\\_NATURAL\\_2009.pdf](http://www.cnogas.org.co/documentos/PLAN_ABASTECIMIENTO_GAS_NATURAL_2009.pdf)>