

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO RIGUROSO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE
GAS METANO RAMAL GUARENAS – GUATIRE
DE PDVSA–GAS.**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero Químico.
Por el Br. Orellana Ormeño, Irma Teresa.

Caracas, Mayo de 2002.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO RIGUROSO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS METANO RAMAL GUARENAS – GUATIRE DE PDVSA-GAS.

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Carlos Morales
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Jesús Peñalver

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero Químico.
Por el Br. Orellana Ormeño, Irma Teresa.

Caracas, Mayo de 2002.

Caracas, Mayo de 2002

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Química, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Irma Orellana, titulado:

**“ESTUDIO RIGUROSO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS
METANO RAMAL GUARENAS – GUATIRE DE PDVSA–GAS”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Químico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Valentino Salvatore

Jurado

Prof. José Hernández

Jurado

Prof. Carlos Morales

Tutor Académico

Ing. Jesús Peñalver

Tutor Industrial

A mi mamá Irma y a mi mamá
Soledad,
que desde el cielo y la
tierra, siempre han velado
mis pasos.
*¡...Porque desde niña soñé con
dedicarles este triunfo...!*
Ita.

MIS AGRADECIMIENTOS.....

Todos contamos a lo largo de nuestra vida con seres especiales que nos guían, enseñan, que dan amor, cariño, amistad, apoyo y confianza.....yo, gracias a Dios, he podido encontrarlos en el camino de mi vida....

Mami, gracias por todo tu amor, tu confianza, tu fe en mi y por todo tu esfuerzo en hacerme feliz,.....gracias por tu preocupación, por tus incansables oraciones y todas las velitas y cafés antes de cada exámen.....gracias por enseñarme con tu ejemplo, que en la vida se vence si uno es valiente.....sin tu ayuda nada de esto sería posible.....ahora sí mamá, ¡lo logramos!.....Este Titulo y yo existimos gracias a ti.

A mi hermano, ***Junior***, gracias por tu infinita paciencia y soportarme en mis momentos difíciles..... ahora el próximo eres tú.....

A mi Amor, ***Luis***, que bendición es tenerte a mi lado, no me imagino pasar esta última etapa de mi carrera sin ti, gracias por luchar hasta contra mi para que yo sea feliz... la vida nos dio la oportunidad de compartir ilusiones y estoy segura que juntos cumpliremos cada una de ellas.....¡Por eso eres mi corazón!....

A mi Familia, que desde la distancia siempre estuvieron pendientes de mi.....

Papá, se que éste también es tu sueño, por eso juntos se lo dedicamos a nuestra **Tati**, en donde esté, sé que estará feliz por nosotros.....

Tío Cucho, Ud. más que nadie sabe todo lo que nos ha costado esto, si hay alguien a quien le debo, la fuerza y los alientos para seguir adelante, es a Ud., gracias por su amor, su ternura y su apoyo de padre.....*nunca lo defraudaré*.....

Aquí, encontré a quienes me entregaron un inmenso cariño y preocupación porque siempre estuviera bien, gracias a mi madrina **Flor** por todo su apoyo incondicional....**Ana María**, por su alegría y sus locuras....a **Peggy**, por su dulzura y a **Jairo**, mi tío gruñón.

Dios me concedió la dicha de conseguirme con la **Familia Santana Castellanos**, una familia de “gigantes” en amor, que me recibieron con los brazos abiertos en su hogar y me hacen sentir día a día parte de ellos. Gracias **Sra. Anita** por confiar en mí y encaminar los últimos pasos de mi carrera.

A mi profesor, amigo, Tutor y mi padrino sentimental, **Carlos**, gracias por toda la confianza que me has dado, por haber creído en mí, por tus enseñanzas....mi apoyo más importante en este trabajo.....este logro es también tuyo.....

Gracias a todos mis compañeros de la universidad que poco a poco se convirtieron en mis amigos e inclusive en mi segunda familia.....

A todos **mis profesores** que durante esta etapa de mi vida, me guiaron, ayudaron, y de una u otra manera me demostraron su cariño.....gracias por enseñarme a ser un Ingeniero que vence las sombras....

A mi siempre director de la escuela **Luis García** (Doctorisimo), es imposible pensar en la escuela de Ingeniería Química sin recordar todos sus alientos y consejos cuando, como estudiante sentía esas presiones normales de la carrera....gracias por todo profe.

La escuela no sería la misma para mí, si no estuvieran dos personas que en todo momento me mostraron su apoyo incondicional, gracias **Iraida** , por toda tu ayuda....y gracias Leudith por ser tan especial.....a las dos, gracias por su gran paciencia.

La universidad me sirvió de puente para conocer un grupo de trabajo que nunca imaginé que fuera tan especial.... durante mi trabajo de tesis, conseguí amigos que en todo momento me tendieron una mano amiga....gracias a toda esa gente de **PDVSA Gas**... al Ing. Jesús Peñalver por darme la oportunidad de pertenecer a esta familia....a la Ing. Jenny Tozzi, por toda su ayuda e incondicional apoyo, gracias por hacerte cargo de mí... al Ing. Alfredo Martínez, por tus consejos de siempre y estar ahí en todo momento, al Ing. Laureano Matos y Héctor Lajusticia, por orientar cada una de mis inquietudes; así como también a los señores, Alejandro Maiolino, quien le dio el toque divertido a mi trabajo, Vicente García y Rubén Reinoso....por todo su apoyo y colaboración....Este

trabajo no hubiese sido tan alegre sin mis compañeros de tesis, gracias muchachos por su ayuda y todos esos momentos de echadera de broma...Dieguito, Ambar, Hiramis, Mare y Edgar...gracias por convertir el trabajo en mucho más que una obligación.

A todos ustedes... ; ***MIL GRACIAS!***

Orellana O., Irma T.

***ESTUDIO RIGUROSO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS
METANO RAMAL GUARENAS – GUATIRE
DE PDVSA-GAS.***

**Tutor Académico: Ing. Carlos Morales. Tutor Industrial: Ing. Jesús Peñalver.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química.
Año 2002, 261 pág.**

Palabras Claves: Red de Distribución, Gas Metano, Gasoducto,
Simulación, Stoner Synergee, Disponibilidad.

Resumen

El desarrollo del gas metano en el sector Guarenas-Guatire ha generado un continuo incremento en las demandas de gas a ventas y una progresiva utilización de la disponibilidad de las redes de distribución de gas. Esto se ha visto reflejado en las necesidades de ampliación del sistema y en los continuos cambios de los valores de capacidades de distribución, afectados directamente por las entregas de demandas, las configuraciones geométricas de la red, los parámetros operacionales y las características del gas metano distribuido. Dichas necesidades de ampliación y valores de capacidades del sistema se establecen en cada revisión de los pronósticos de demandas. Sin embargo, la oportunidad de optimar la capacidad de distribución de la infraestructura instalada y operativa está basada en el uso de las capacidades operacionales disponibles para direccionar los nuevos mercados con mínima inversión de ampliación.

Este trabajo, presenta un estudio completo y detallado del comportamiento del sistema de distribución Guarenas-Guatire a través del programa de simulación Stoner/Synergee, lo que permite determinar las condiciones operacionales reales de la red.

El procedimiento para alcanzar tal fin, consistió en tres pasos bien definidos: se recolectó información sobre los consumos y la configuración física que presenta la red; seguidamente, con el análisis de esta información y con la ayuda de la herramienta de simulación, se aplicó una metodología de cálculo de capacidades de distribución, la cual consiste en la revisión de las condiciones dinámicas del sistema y de los compromisos contractuales en toda la red, calculando así la disponibilidad del sector; finalmente, basándose en el estudio de este sistema, se propusieron mejoras tanto para asegurar la distribución de gas metano y aumentar así la confiabilidad del proceso como para aumentar la disponibilidad del sistema; se dieron como alternativas principales, la incorporación de una alimentación alterna y la sinceración de los consumos de los clientes industriales.

Se sinceró la disponibilidad del ramal, partiendo de 7,82 MMPCD hasta alcanzar 16,55 MMPCD, es decir, 109,08% de volumen liberado por concepto de sinceración de consumo, esto logrado sin la necesidad de ampliar la infraestructura actual, asegurando además un óptimo comportamiento operacional en el sistema, donde, de 29,43 MMPCD de capacidad en el sistema, ahora el 43,76 % representa el volumen comprometido y se cuenta con aproximadamente un 56,24 % de volumen disponible para cualquier otro uso.

Las estimaciones del consumo de gas metano por el sector industrial para los próximos veinte años se basaron en tres aspectos; demanda actual, demanda esperada y distribución. Bajo este esquema, se determinó la situación futura del ramal dando resultados superiores a lo esperado contando con una capacidad suficiente para asegurar el abastecimiento de este recurso independientemente del crecimiento que ocurra, según las tendencias observadas.

La optimización del sistema, cuyo fin primordial es garantizar la distribución de gas metano, se puede llevar a cabo con una inversión de 0,6 MM\$, que presenta una TIR de 58,69% y un VPN de 2,36 MM\$, bajo planteamientos factibles y rentables.

ÍNDICE GENERAL

	PÁG.
ÍNDICE DE TABLAS.....	XI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XII
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	XIII
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XIV
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.- DESARROLLO DEL PROBLEMA	3
1.1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2.- OBJETIVOS.....	5
1.2.1.- Objetivo General.....	5
1.2.2.- Objetivos Específicos	5
CAPÍTULO II.- LA EMPRESA	6
2.1.- VISIÓN DE PDVSA GAS	7
CAPÍTULO III.- EL GAS NATURAL	9
3.1.- ORIGEN DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA.....	9
3.2.- CONSIDERACIONES BÁSICAS DEL GAS NATURAL	10
3.2.1.- Definición del Gas Natural.....	10
3.3.- PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL	11
3.3.1.- Composición del Gas Natural	11
3.3.2.- Volumen Normalizado.....	13
3.3.3.- Peso Específico Relativo de un Gas	13
3.3.4.- Poder Calorífico del Gas Natural.....	14
3.3.5.- Peso Molecular	14
3.3.6.- Contenido de Vapor de Agua.....	14
3.3.7.- Contenido de Compuestos de Azufre	15
3.3.8.- Contenido de CO ₂	15
3.3.9.- Punto de Rocío de los Hidrocarburos del Gas.	16
3.3.10.- Impurezas del Gas	16
3.4.- FLUJO DE GAS EN TUBERÍAS.....	16
3.5.- VENTAJAS DEL USO DEL GAS NATURAL.....	19
3.5.1.- Combustible Eficiente	20
3.5.2.- Insumo para Procesos.....	20
CAPÍTULO IV.- LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL.....	21
4.1.- LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA	21
4.2.- COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL.....	22
4.2.1.- Gas Metano.....	23
4.2.2.- Gas Natural Licuado	24
4.2.3.- Gas Natural Comprimido	24
4.2.4.- Gas Licuado de Petróleo	25
4.3.- USO COMERCIAL Y DOMÉSTICO DEL GAS NATURAL.....	25

4.4.- SISTEMA DE PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL	26
4.5.- GASODUCTOS O TUBERÍAS DE GAS.....	27
4.6.- SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y COMPRESIÓN DEL GAS	28
4.6.1.- Estaciones de Compresión	28
4.7.- SISTEMA DE TRANSPORTE DEL GAS METANO.....	29
4.7.1.- Sistema Centro	30
4.7.2.- Sistema Oriente	31
4.7.3.- Sistema Occidente	31
4.7.4.- Descripción de las Estaciones del Sistema de Transporte.....	32
4.8.- LÍMITES ENTRE SISTEMAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS METANO	33
4.9.- SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS METANO.....	35
4.9.1.- Ramales.....	36
4.9.2.- Descripción de las Estaciones del Sistema de Distribución.....	36
4.9.3.- Distribución del Ramal Guarenas-Guatire	39
CAPÍTULO V.- SIMULADOR STONER / SYNERGEE	40
5.1.- SIMULADOR DE REDES DE GAS STONER/SYNERGEE	40
5.2.- COMPONENTES PARA LA SIMULACIÓN	43
5.2.1. - Tuberías.	43
5.2.2. - Reguladores y Válvulas	44
5.2.3. - Elementos Adicionales.....	44
5.3. – ESTADO ESTACIONARIO PARA EL ANÁLISIS DE REDES DE GAS	45
5.3.1. - Diagrama Esquemático	45
5.3.2. - Sistema de Simulación Integrada	45
5.3.3. - Soluciones Técnicas	46
5.3.4. - Reglas para las variables desconocidas.....	47
5.3.5. - Los Casos Base	47
5.4. – PROCESO DE CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD.....	48
5.4.1. – Ecuación de estado	48
5.4.2. – Métodos Disponibles	49
5.5. – UNIDADES	49
5.6. – ECUACIÓN UTILIZADA.....	50
5.6.1. – Simbología.....	50
5.6.2. – Selección de ecuación base	50
5.7. – DEFINICIÓN DE PARÁMETROS	51
5.7.1.- Valores Estándares	51
5.7.2.- Parámetros Secundarios	52
5.7.3.- Reajuste de Parámetros.....	53
CAPÍTULO VI.- METODOLOGÍA	54
6.1.-ANÁLISIS DE LA RED DEL SECTOR GUARENAS-GUATIRE.....	54
6.2.- DIBUJO DEL ESQUEMÁTICO EN EL SIMULADOR STONER-SYNERGEE.	55
6.3.-CALIBRACIÓN DE LA RED DE GUARENAS-GUATIRE	69
6.4.- SIMULACIÓN DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE.....	70
6.5.-DETERMINACIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DEL RAMAL GUARENAS GUATIRE ..	70
6.6.-ESTUDIO DE LA DEMANDA DEL SISTEMA	72
6.7.-EMISIÓN DE RECOMENDACIONES	72

CAPÍTULO VII.- IDENTIFICACIÓN DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE ..	73
7.1.CONFORMACIÓN BASE DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE.	73
7.2. CONFORMACIÓN ACTUAL DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE.....	74
CAPÍTULO VIII.- ANÁLISIS DEL TIPO DE CONSUMO DE GAS METANO EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN INDUSTRIAL	84
8.1.- ESTABLECIMIENTO DE LOS POSIBLES PATRONES DE OPERACIÓN.....	84
8.2.- SELECCIÓN DEL PATRÓN DE OPERACIÓN DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE, REQUERIDO PARA LA SIMULACIÓN.....	88
8.3.- SINCERACIÓN DEL CONSUMO DE LOS CLIENTES.	89
CAPÍTULO IX.- SIMULACIÓN DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE.....	93
9.1.- SELECCIÓN FINAL DE LA ECUACIÓN BASE.	93
9.2.- RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE.....	94
9.2.1.- Capacidad del Ramal Guarenas-Guatire.	95
9.2.2.- Disponibilidad del Ramal Guarenas Guatire.....	103
CAPÍTULO X.- ESTUDIO DE LA DEMANDA DEL SISTEMA	108
CAPÍTULO XI.- OPTIMIZACIÓN DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE	114
11.1.- ANÁLISIS DE RIESGOS DEL SISTEMA.....	115
11.2.- DESARROLLO DEL PLAN DE EMERGENCIA/CONTINGENCIA.....	118
11.2.1 En el Sub-ramal Guarenas.	119
11.2.2. En el Sub-ramal Guatire.	123
11.3.-ESTUDIO ECONÓMICO.....	126
CONCLUSIONES.....	130
RECOMENDACIONES.....	132
BIBLIOGRAFÍA.....	134
ANEXOS	136
ANEXO N° 1.- ESTACIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	137
ANEXO N° 2.- ECUACIONES DEL SIMULADOR STONER SYNERGEE	141
ANEXO N° 3.- CASOS BASE DEL SIMULADOR STONER SYNERGEE.....	154
ANEXO N° 4.- FACTOR DE COMPRESIBILIDAD.....	157
ANEXO N° 5.- UNIDADES DEL SIMULADOR STONER SYNERGEE	160
ANEXO N° 6.- SIMBOLOGÍA DEL SIMULADOR STONER/SYNERGEE.....	163
ANEXO N° 7.- COMPLEMENTOS DEL SIMULADOR STONER SYNERGEE	166
ANEXO N° 8.- PLANOS DEL DIBUJO PATRÓN DE GUARENAS-GUATIRE EN AUTOCAD.	171
ANEXO N° 9.- COMANDOS DE EJECUCIÓN DEL SIMULADOR STONER/SYNERGEE... ..	173
ANEXO N° 10.- CLIENTES BASE ANTES DEL ESTUDIO.	176
ANEXO N° 11.- DIVISIÓN DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE, EN SUB-RAMALES Y DERIVACIONES.	179
ANEXO N° 12.- DIÁMETROS DE LAS TUBERÍAS QUE CONFORMAN LA RED.	182

ANEXO N° 13.- LONGITUDES Y PROGRESIVAS DE TUBERÍAS DEL SISTEMA GUARENAS-GUATIRE.....	186
ANEXO N° 14.- DESCRIPCIÓN DE LOS CLIENTES INDUSTRIALES.	190
ANEXO N° 15.- CONSUMO DE GAS METANO POR CLIENTE INDUSTRIAL.	195
ANEXO N° 16.- DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO MÁXIMO POR CLIENTES PRINCIPALES PARA GUARENAS Y PARA GUATIRE.....	200
ANEXO N° 17.- DISTRIBUCIÓN DE LA OMEM POR CLIENTES PRINCIPALES DE GUARENAS Y DE GUATIRE.....	202
ANEXO N° 18.- CLIENTES QUE DEBEN AJUSTAR SU OMEM.	204
ANEXO N° 19.- SIMULACIÓN DEL RAMAL CON OMEM Y LA ECUACIÓN FM.	207
ANEXO N° 20.- REPORTE DE LA SIMULACIÓN CON OMEM CON ECUACIÓN FM... 	209
ANEXO N° 21.- SIMULACIÓN DEL RAMAL CON OMEM Y ECUACIÓN PB.	218
ANEXO N° 22.- REPORTE DE LA SIMULACIÓN DE LA OMEM CON ECUACIÓN PB. 	220
ANEXO N° 23.- SIMULACIÓN DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE CON EL P.O.	229
ANEXO N° 24.- REPORTE DE LA SIMULACIÓN DE LA RED CON EL P.O.....	231
ANEXO N° 25.- REPORTE DE LA SIMULACIÓN PARA LA CAPACIDAD DE LA RED.	240
ANEXO N° 26.- DISPONIBILIDAD DEL RAMAL POR AUMENTO EN CADA DERIVACIÓN.	249
ANEXO N° 27.- SECTORIZACIÓN POR TRAMOS.....	251
ANEXO N° 28.- PLAN DE CONTINGENCIA.....	253
ANEXO N° 29.- SOLUCIONES AL SISTEMA GUARENAS-GUATIRE.....	256
ANEXO N° 30.- ÍNDICES DE ESTIMACIÓN DE COSTOS.....	258

ÍNDICE DE TABLAS

PÁG.

Tabla N° 1. Composición del Gas Natural. [PDVSA GAS, 1997].....	11
Tabla N° 2. Condiciones base del Gas Natural.....	13
Tabla N° 3. Niveles aceptables de vapor de agua en función del CO₂ en el gas.....	15
Tabla N° 4. Composición del Gas Metano Refinado. [PDVSA,1994]	24
Tabla N° 5. Parámetros Preliminares. [SWS, 1995]	52
Tabla N° 6. Parámetros Secundarios. [SWS, 1995]	52
Tabla N° 7. Equivalencia entre diámetro interno y diámetro nominal.....	59
Tabla N° 8. Información base del sistema Guarenas-Guatire.....	73
Tabla N° 9. Estado físico actual del sub-ramal Guarenas.....	75
Tabla N° 10. Estado físico actual del sub-ramal Guatire.	76
Tabla N° 11. Descripción de los Clientes Industriales	78
Tabla N° 12. Consumo de gas metano por cliente industrial	78
Tabla N° 13. Flujo de Consumo actual del sub-ramal Guarenas.	79
Tabla N° 14. Flujo de Consumo actual del sub-ramal Guatire.....	81
Tabla N° 15. Número de clientes con consumos irregulares.	91
Tabla N° 16. Resultado de las simulaciones con diferentes ecuaciones.....	94
Tabla N° 17. Resultados de la Simulación de la red con P.O.	95
Tabla N° 18. Simulaciones para la Capacidad Total.	99
Tabla N° 19. Simulaciones para la Capacidad Total por derivaciones.	102
Tabla N° 20. Disponibilidad del Ramal Guarenas-Guatire.....	105
Tabla N° 21. Composición del Ramal Guarenas-Guatire por Subsector ind.	109
Tabla N° 22. Crecimiento del Sector Manufacturero	111
Tabla N° 23. Estaciones de Distrito en Guarenas-Guatire.	115
Tabla N° 24. Volumen Empacado en los tramos a estudiar.	118
Tabla N° 25. Resultados del análisis del Escenario 1.1.	120
Tabla N° 26. Resultados del análisis del Escenario 1.2.	120
Tabla N° 27. Resultados del análisis del Escenario 2.	121
Tabla N° 28. Resultados del análisis del Escenario 2.	122
Tabla N° 29. Enmallamiento del Sub-ramal Guarenas.	123
Tabla N° 30. Resultados del análisis del Escenario 5.1.	124
Tabla N° 31. Resultados del análisis del Escenario 5.2.	124
Tabla N° 32. Resultados del análisis del Escenario 6.	125
Tabla N° 33. Enmallamiento del Sub-ramal Guatire.....	126
Tabla N° 34. Indices de Rentabilidad.	129

ÍNDICE DE FIGURAS

PÁG.

FIGURA N° 1. Producción y Utilización del Gas (1918-1995).	7
FIGURA N° 2. Visión a Largo Plazo del Negocio del Gas en Venezuela.	8
FIGURA N° 3. Tratamiento y Acondicionamiento del Gas Natural.	10
FIGURA N° 4. Componentes del Gas Natural. [PDVSA, 1994]	12
FIGURA N° 5. Reservas probadas de gas natural en el mundo, Junio de 2000.	21
FIGURA N° 6. Reservas de gas natural en Venezuela, 1998. (PC×10¹²)	22
FIGURA N° 7. Actividades para la Producción del Gas.	23
FIGURA N° 8. Proceso Típico de Producción.	27
FIGURA N° 9. Sistema de Transporte y Distribución del Gas Natural.	29
FIGURA N° 10. Sistema de Transporte Anaco-Caracas-Barquisimeto.	30
FIGURA N° 11. Sub-Sistema de Transporte Arichuna-Guarenas.	31
FIGURA N° 12. Regulador Básico.	33
FIGURA N° 13. Límites entre Transporte y Distribución.	34
FIGURA N° 14. Sistema de Distribución.	36
FIGURA N° 15. Catálogo de Elementos.	56
FIGURA N° 16. Enumeración del nodo de inicio que conforma la tubería.	57
FIGURA N° 17. Enumeración del segundo nodo extremo de la tubería.	57
FIGURA N° 18. Características de una tubería.	58
FIGURA N° 19. Dibujo de una válvula.	59
FIGURA N° 20. Propiedades de las Válvulas.	60
FIGURA N° 21. Petición al usuario de las características de la válvula.	60
FIGURA N° 22. Propiedades de un regulador	61
FIGURA N° 23. Llamado a la información del cliente.	62
FIGURA N° 24. Características del Cliente.	63
FIGURA N° 25. Llamado de error.	63
FIGURA N° 26. Balanceo del sistema Guarenas-Guatire.	64
FIGURA N° 27. Conocimiento del comportamiento del ramal.	65
FIGURA N° 28. Menú para los Break Points de rangos de presión.	66
FIGURA N° 29. Leyenda de presión del esquemático.	67
FIGURA N° 30. Configuración del ramal Guarenas-Guatire de acuerdo a la presión.	67
FIGURA N° 31. Definición del Reporte.	68
FIGURA N° 32. Esquema del Sistema de Distribución de Gas. Caso N°1.	96
FIGURA N° 33. Esquema del Sistema de Distribución de Gas. Caso N°2.	96
FIGURA N° 34. Capacidad de un Sistema de Distribución.	97
FIGURA N° 35. Parámetros comerciales más exigentes de la simulación.	99
FIGURA N° 36. Derivaciones del sub-ramal Guarenas.	101
FIGURA N° 37. Derivaciones del sub-ramal Guatire.	101
FIGURA N° 38. Disponibilidad de un Sistema de Distribución.	104
FIGURA N° 39. Ubicación de las Estaciones de Distrito.	117

ÍNDICE DE GRÁFICOS

PÁG.

GRÁFICO N° 1. Distribución del Flujo Máximo en Guarenas por derivaciones...	80
GRÁFICO N° 2. Distribución de la OMEM en Guarenas por derivaciones.....	80
GRÁFICO N° 3. Distribución del Flujo Máximo en Guatire por derivaciones.	82
GRÁFICO N° 4. Distribución de la OMEM en Guatire por derivaciones.	82
GRÁFICO N° 5. Consumo de Gas Metano Contractual en la red Guarenas-Guatire.	85
GRÁFICO N° 6. Distribución de OMEM en Guarenas-Guatire.....	86
GRÁFICO N° 7. Consumos Máximos de Guarenas-Guatire.....	87
GRÁFICO N° 8. Composición del Flujo Máximo en Guarenas-Guatire.....	87
GRÁFICO N° 9. Composición de la OMEM estudiada.....	89
GRÁFICO N° 10. Estudio de la OMEM por sub-ramales.	90
GRÁFICO N° 11. Porcentaje de clientes que deben sincerar su OMEM.	91
GRÁFICO N° 12. Clientes con mayor diferencia entre OMEM y el Máx.....	92
GRÁFICO N° 13. Porcentaje de la disponibilidad dentro de la capacidad total del Ramal.	105
GRÁFICO N° 14. Disponibilidad del ramal por derivaciones.....	106
GRÁFICO N° 15. Disponibilidad sincerada en el trabajo.....	107
GRÁFICO N° 16. División del sub-ramal Guarenas por subsector industrial.	109
GRÁFICO N° 17. División del sub-ramal Guatire por subsector industrial.....	110
GRÁFICO N° 18. Consumo actual por subsector en Guarenas-Guatire.	111
GRÁFICO N° 19. Proyección de la Demanda del sistema Guarenas-Guatire.	112

LISTA DE SÍMBOLOS

<i>SÍMBOLOS LATINOS</i>		<i>DIMENSIÓN</i>
C	Calor adicionado al fluido.	$M L^2/\theta^2$
D	Diámetro.	L
d	Diámetro interno del tramo considerado.	L
E	Eficiencia del sistema.	[Adim]
F	Fuerza	ML/θ^2
ff	Factor de fricción de Fanning.	[Adim]
fr	Factor de Fricción.	[Adim]
G	Gravedad específica del gas.	[Adim]
g	Aceleración de la gravedad.	L/θ^2
g _c	Factor de conversión relacionado a fuerza y masa.	[Adim]
h	Elevación de un nodo.	L
J _N	Nodo de una red.	[Adim]
L	Longitud del tramo considerado.	L
m	Masa.	M
n	Número de moles del gas.	MOL
N _N	Número de nodos en una red.	[Adim]
NCE	Nodo de una tubería	[Adim]
P	Presión absoluta del gas.	$M/L\theta^2$
P _b	Presión base empleada.	$M/L\theta^2$
P _{emp}	Presión estimado de empaque.	$M/L\theta^2$
p.e.r.	Peso específico relativo del gas.	[Adim]
P _F	Presión final del fluido.	$M/L\theta^2$
P _{In}	Presión inicial del fluido.	$M/L\theta^2$
P _L	Presión en la línea.	$M/L\theta^2$
P _{sum}	Presión a suministrar gas.	$M/L\theta^2$
P _{1N}	Presión aguas arriba de un nodo.	$M/L\theta^2$
P _{2N}	Presión aguas debajo de un nodo.	$M/L\theta^2$

Q	Flujo másico.	M/θ
Q _N	Flujo másico en el nodo.	M/θ
R	Constante de los gases ideales en las unidades apropiadas (10,73 ft ³ /lb-mol°R).	L ³ /T MOL
e	Rugosidad de la tubería.	L
Re	Número de Reynolds.	[Adim]
T _{abs}	Temperatura absoluta del gas.	T
T _b	Temperatura base empleada.	T
T _g	Temperatura del gas que fluye por el sistema.	T
T _p	Temperatura promedio del fluido.	T
U	Energía interna.	ML ² /θ ²
V	Volumen total ocupado por el gas.	L ³
v	Velocidad del fluido.	L/θ
V _{emp}	Volumen empacado a P _{emp} .	L ³
V _{ESP.}	Volumen Específico del gas.	L ³ /M
V _{sum}	Volumen empacado a P _{sum} .	L ³
W _s	Trabajo desarrollado por el fluido.	ML ² /θ ²
W	Trabajo por fricción.	ML ² /θ ²
Z	Factor de Compresibilidad.	[Adim]
z	Elevación.	L
Z _p	Factor de compresibilidad promedio del fluido.	[Adim]

SÍMBOLOS GRIEGOS**DIMENSIÓN**

\emptyset	Diámetro.	L
η	Número de Tuberías.	[Adim]
μ	Viscosidad del fluido.	M/L θ
ρ	Densidad del fluido.	M/L ³
ρ_g	Densidad del gas en condiciones estándar.	M/L ³
ρ_a	Densidad del aire en condiciones estándar.	M/L ³

SUBÍNDICES

a	Aire
b	Base o referencia.
ESP	Específico.
F	Final.
g	Gas.
In	Inicial.
L	Línea de tubería.
N	Referente a un nodo
1N	Aguas arriba de un nodo.
2N	Aguas debajo de un nodo.
P	Promedio.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, el gas natural ha pasado a ocupar una posición relevante en el escenario energético mundial. Además de ser un combustible ecológico, su costo es sensiblemente menor que el de otros combustibles alternos, debido a que es un producto natural y no requiere procesamiento significativo. La tendencia energética internacional apunta hacia el umbral de la era de gas metano, sustentada sobre cuantiosas reservas disponibles, fuertes presiones ambientales y avances tecnológicos acelerados.

Uno de los mayores retos de PDVSA-Gas para los próximos años es hacer realidad la gasificación del país apoyada en un proceso de apertura del negocio; así como promover el desarrollo de los sectores petroquímico, siderúrgico, eléctrico e industrial en general, abriendo oportunidades para que se incremente el uso de este recurso energético, haciendo partícipe al mercado nacional de un combustible económico, limpio y seguro.

Las poblaciones de Guarenas y Guatire se ubican entre las zonas potenciales para continuar con la expansión del proceso de gasificación, por poseer un creciente desarrollo. Como primer paso, es necesario realizar el estudio de disponibilidades en la red existente, de manera de analizar la posibilidad de incorporar futuros clientes con la infraestructura actual, sin que se afecte el volumen de entrega de los clientes ya establecidos.

Para llevar a cabo la implantación y el análisis del sistema de distribución, se emplea una herramienta de simulación llamada STONER/SYNERGEE. Este simulador tiene entre sus principales funciones la de dar una respuesta precisa del comportamiento de la red incluyendo cualquier modificación que se efectúe en ésta, como cambio de consumos, seccionamientos, variaciones de presión, etc. Por ello es importante prestar atención en la inclusión de los datos, su depuración, calibración y finalmente el balanceo del sistema, ya que esto proporciona una respuesta comparable con el comportamiento real de la red.

El presente Trabajo Especial de Grado se encuentra estructurado en once capítulos, los cuales se pueden agrupar en tres grandes partes: La primera parte, conformada por los cuatro primeros capítulos, describe las motivaciones que llevan a estudiar el sistema de distribución que alimenta a las poblaciones de Guarenas y Guatire, la empresa en donde se lleva a cabo la investigación, las bases teóricas relacionadas con el gas natural, y por último, se explica todo lo relacionado con el tratamiento del gas, desde su producción hasta detallar su distribución en la zona de estudio “Guarenas-Guatire”.

Luego, se tiene como segunda parte, los seis capítulos siguientes, donde se desarrolla la descripción general del simulador “Stoner/Synergee”, para luego continuar con el desarrollo de la metodología a seguir para cumplir de forma exitosa con el estudio riguroso del sistema de distribución de la zona de Guarenas-Guatire.

Finalmente en la tercera parte, se muestra el capítulo XI, donde se presenta una serie de propuestas, complementando con un estudio económico que le da solidez a lo recomendado para el buen funcionamiento y el ingreso a nuevos clientes.

CAPÍTULO I.- DESARROLLO DEL PROBLEMA

1.1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La empresa se ha preocupado en actualizar el conocimiento de las necesidades de sus clientes y se esfuerza en revisar y renovar su proceso de distribución de gas, para hacerlo cada vez más eficiente y rentable. Para lograr la eficiencia del servicio la empresa pretende actualizar y controlar el consumo y distribución mediante herramientas de alta tecnología, para cubrir así la creciente demanda de gas que es pronosticada, producto del desarrollo del gas natural como fuente energética, y del crecimiento poblacional, así como de la actividad económica e industrial.

El sector “Guarenas-Guatire”, se encuentra en constante crecimiento. Cada vez más clientes del tipo industrial, comercial y residencial solicitan el servicio del gas metano, por su alta rentabilidad y confiabilidad. La expansión de la empresa conlleva a la necesidad de estudiar el crecimiento de la red, de modo de minimizar los tiempos de respuesta y facilitar el proceso de integración de nuevos usuarios cumpliendo con todas las medidas que se deban tomar, los cálculos que se deban realizar y las reestructuraciones que se deban efectuar a la red para que ésta se mantenga en su estado estable de funcionamiento al incrementar la demanda.

Para que esto sea posible, se debe tener una etapa de transición entre el sistema actual y un sistema computarizado que incluya el uso de simuladores. Toda esta transición comienza a la hora de implantar la red de gas de Guarenas-Guatire y sus áreas foráneas en los simuladores, con el fin de conseguir una respuesta rápida y confiable a las necesidades cambiantes. Durante el proceso de transición se presentan problemas tanto de digitalización como de calibración y depuración, los cuales deben ser atendidos con mucha cautela, siempre tomando en cuenta los efectos reales que se presentan a fin de conseguir una respuesta segura. Este proceso requiere además, de un conocimiento amplio en la configuración y comportamiento de la red de distribución de gas en esta área de estudio, teniendo que conocer la red para definir el comportamiento con exactitud.

Debido a la creciente demanda de gas, se hace necesario incorporar el uso de simuladores para el manejo de la red desde la etapa de transición, para proyectar resultados sobre nuevas incorporaciones de clientes y posibles acciones que se deban tomar en la red para mejorar la situación en áreas que se encuentran en estado crítico de presión y presentan una gran cantidad de clientes; estos resultados son alcanzados por el simulador Stoner/Synergee el cual permite simular diferentes escenarios como incorporaciones en el sistema, a fin de averiguar si la red es capaz de suplirlas.

Además de todo lo antes mencionado, se debe decir que la implantación del simulador Stoner/Synergee es de vital importancia para la compañía, ya que la disponibilidad del sistema pudiese estar llegando a niveles críticos, lo cual implica un estudio exhaustivo de la red para poder cubrir el aumento de la demanda y la incorporación de nuevos clientes en el sistema para los años futuros. Este requisito se hace imposible en estos tiempos debido a la gran cantidad de clientes que posee cada sistema de distribución de gas, lo que obliga a utilizar programas de simulación que den una respuesta confiable sobre las decisiones que se deban tomar en la red para dar un buen servicio.

Es importante destacar además, que el simulador debe servir para estudiar procedimientos de emergencias, arrojando soluciones para sobrellevar cualquier situación que se presente; lo antes explicado indica, al hablar del gas metano, lo importante de la confiabilidad en esta herramienta de simulación y la necesidad de una rápida incorporación del simulador en todo el sistema.

En estos momentos, la empresa presenta poco personal preparado para el manejo del simulador Stoner/Synergee, lo que representa un problema en la implantación del mismo en las redes de gas, dando como resultado el desconocimiento de la respuesta en diferentes zonas ante procedimientos como los mencionados anteriormente, es decir, pruebas en situaciones de emergencia, la incorporación y aumento de las demandas existentes.

1.2.- OBJETIVOS

Para el desarrollo integral de este trabajo surge una serie de objetivos que permitirán delinear un marco metodológico con el fin de proporcionar la efectiva orientación para el cumplimiento de las metas establecidas.

1.2.1.- Objetivo General

Estudiar la disponibilidad del sistema de distribución de gas metano, correspondiente al sector industrial Guarenas-Guatire, a través del programa de simulación Stoner/Synergee con el fin de evaluar la factibilidad de incorporación de nuevos clientes como respuesta al marcado crecimiento de la demanda.

1.2.2.- Objetivos Específicos

- ④ Analizar la base de información del sistema de distribución de gas existente en el “Sector Guarenas- Guatire” a fin de sincerar los parámetros de operación manejados actualmente como volúmenes (MMPCD), presiones (PSIG), temperaturas (°C), diámetros y longitud de tuberías.
- ④ Cargar, depurar y balancear en la herramienta de simulación “Stoner Workstation Service”, el comportamiento de la red de distribución de gas metano a fin de simular con datos reales el “sector caso de estudio”.
- ④ Validar los resultados de la simulación con datos de campo a fin de manejar volúmenes adicionales reales en el sector industrial Guarenas-Guatire.
- ④ Elaborar y simular diferentes escenarios de aumento en la capacidad de distribución de la red.
- ④ Presentar las recomendaciones en el proyecto de distribución de gas metano que permitan manejar volúmenes adicionales en el “sector caso de estudio”.

CAPÍTULO II.- LA EMPRESA

Por un largo período, la utilización de gas natural en Venezuela estuvo ligada a las operaciones petroleras y a los sectores industrial, comercial y doméstico, estrechamente vinculados con la industria de los hidrocarburos, hasta que se materializó el tendido del ramal Puerto La Cruz – Pertigalete, al final de la década de los cuarenta, y la construcción del sistema Charallave – Valencia – Morón, al principio de los cincuenta marcando el inicio del proceso de industrialización del gas en Venezuela asociado a la producción petroquímica y a la intensificación de su uso como recurso energético en el plantel industrial en la zona central del país. [PDVSA, 1998]

En Enero de 1998 entró en funcionamiento un proceso de transformación en el cual la expresión fundamental de este cambio es el nuevo rol que asume la casa matriz, Petróleos de Venezuela. A partir de ese momento nace lo que hoy se conoce como PDVSA-Gas dándose pasos importantes encaminados a abrir mayores oportunidades en el sector gasífero como promover el establecimiento de un marco jurídico adecuado, definir una política de precios que permita la inversión en infraestructura, impulsar la gasificación de ciudades y contribuir mayormente con el desarrollo industrial del país y con el mejoramiento de la calidad de vida de los venezolanos.

En lo que a infraestructura de transmisión de gas metano se refiere, Venezuela supera actualmente los 5 mil kilómetros de gasoductos, con una capacidad de transmisión de 2646 millones de pies cúbicos diarios, la cual se espera expandir en los próximos años, para lo que se estudian distintas formas de negocio con terceros y cuyo monto global se estima en más de mil millones de dólares. [PDVSA, 1998]

El mercado del gas y sus derivados, ya sea en forma directa como gas al usuario o en alguna de sus otras formas de comercialización, tienen sus características propias, modalidades y normas para su utilización; por todo esto, es que las operaciones de exploración, perforación, producción, transporte, procesamiento y distribución, han convertido al gas en una importantísima industria dentro de la industria petrolera global,

donde la utilización del gas natural ha alcanzado niveles antes inimaginables debido a que actualmente, sólo el 8% de este recurso no es utilizado con algún fin, como se muestra en FIGURA N° 1.

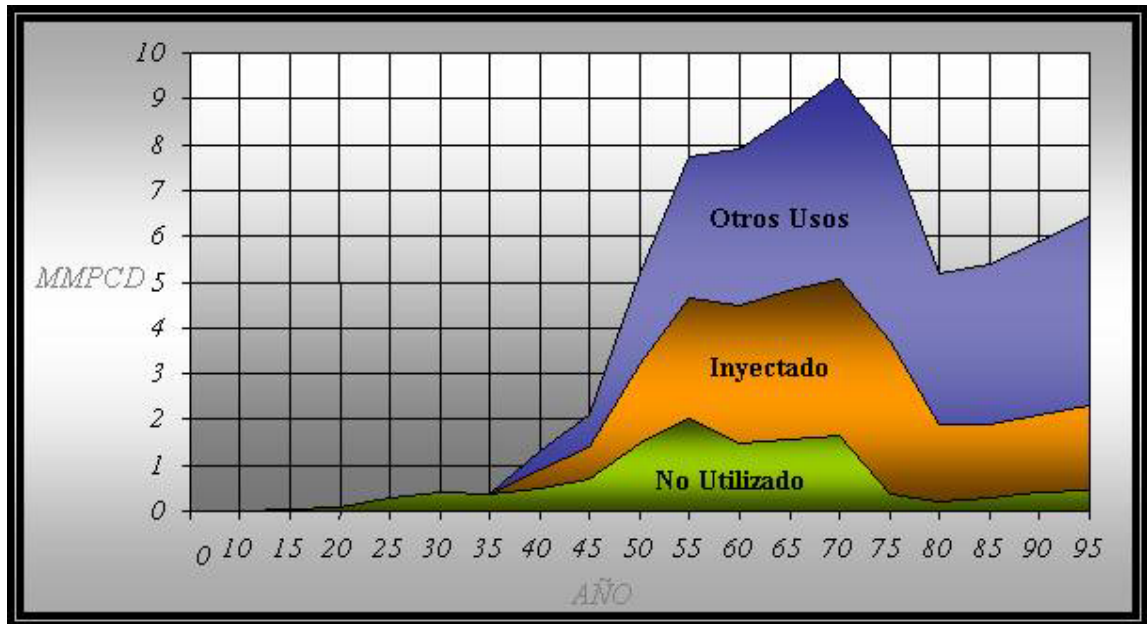


FIGURA N° 1. Producción y Utilización del Gas (1918-1995).

2.1.- VISIÓN DE PDVSA GAS

La política energética tradicional condicionaba el desarrollo del gas a la explotación del crudo, lo que no permitía iniciativas de negocios en este ámbito. Sin embargo, actualmente el negocio del gas se encuentra en franca expansión, impulsado por el Ejecutivo Nacional y la directiva de Petróleos de Venezuela, perfilándose como el energético del siglo XXI.

Actualmente la política energética tiene como norte promover el uso intensivo y eficiente del gas natural, desarrollando los mercados a través de oportunidades de industrialización, gasificación de ciudades y regiones y la exportación. En la FIGURA N° 2, se muestra de manera general la visión de lo que será a largo plazo la industria del Gas en Venezuela, donde se observa un país con un mercado abierto a los inversionistas privados Nacionales e Internacionales, con varios centros de acopio, con muchas

ciudades gasificadas, con un gran desarrollo industrial y petroquímico y con la infraestructura requerida para suministrar gas a los Mercados Internacionales.



FIGURA N° 2. Visión a Largo Plazo del Negocio del Gas en Venezuela.

Este nuevo enfoque se refleja en el plan de negocios de PDVSA GAS, a través de un ambicioso crecimiento de toda la cadena del gas.

CAPÍTULO III.- EL GAS NATURAL

3.1.- ORIGEN DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA.

Aun cuando hay algunas otras posibilidades, el petróleo y el gas tienen su principal origen en la descomposición bacteriana de residuos de plantas y materia orgánica depositada en lagos y mares, con otros sedimentos a través del tiempo desde hace millones de años. Estos sedimentos abarcan granos de material erosionado de las rocas, los cuales se degradaron y se petrificaron constituyéndose en rocas sedimentarias.

La transformación de la materia orgánica en petróleo y gas ocurre gradualmente bajo la tierra por incremento de la presión, temperatura y ausencia de aire. También se considera que después de formado el petróleo y el gas, migraron lentamente de los poros de las rocas sedimentarias, bajo la influencia de las fuerzas naturales, especialmente la gravedad. Esta migración era interrumpida al encontrarse con formaciones no porosas y de baja permeabilidad, debido a la compactación o cambio en los estratos que constituyen las llamadas trampas estratigráficas de petróleo y/o gas.

El gas, al igual que el petróleo, se encuentra en el subsuelo contenido en los espacios porosos de ciertas rocas, en estructuras geológicas denominadas yacimientos, que pueden ser de tres tipos: [PDVSA,1994]

- A. Yacimientos de *gas asociado*, donde el producto principal es el petróleo.
- B. Yacimiento de *condensado*, donde el gas se encuentra mezclado con hidrocarburos líquidos livianos, el cual se denomina de tipo *gas húmedo*.
- C. Yacimiento de *gas seco o libre*, donde el producto principal es el gas mismo.

Los dos últimos yacimientos se conocen como yacimientos de *gas no asociado*.

En los pozos de producción de petróleo hay grandes cantidades de gas que al extraer el crudo a la superficie es arrastrado, para luego ser separado de éste en los separadores de las estaciones de flujo. En este proceso de separación, el crudo es

enviado a los sistemas de almacenamiento o a las refinerías donde es procesado; mientras que el gas rico que se obtiene, que en este punto es una mezcla de hidrocarburo de forma líquida y gaseosa, comienza su tratamiento y proceso de separación mediante el traslado a las plantas de procesamiento y acondicionamiento de gas y luego al sistema de transmisión y distribución, como se muestra en la FIGURA N° 3 de manera general.

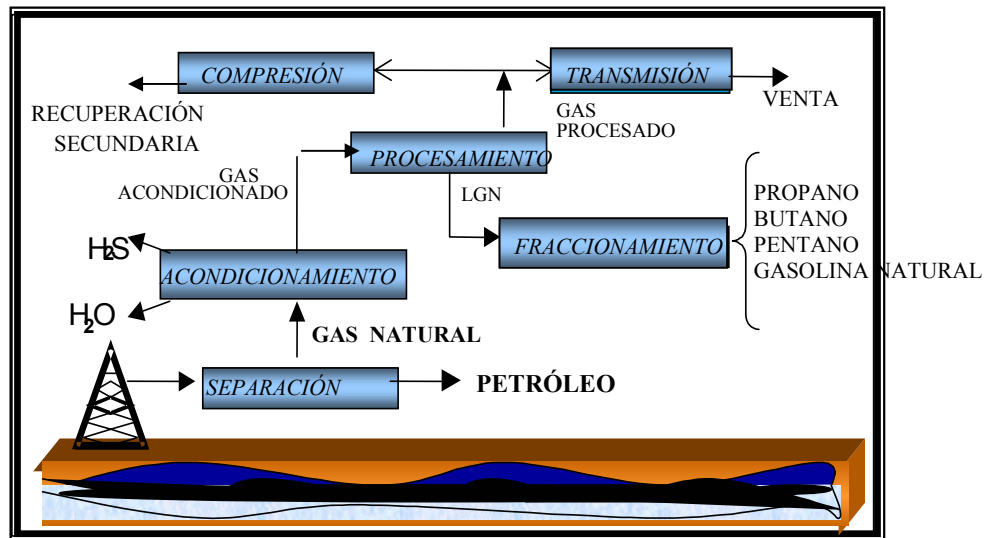


FIGURA N° 3. Tratamiento y Acondicionamiento del Gas Natural.

3.2.- CONSIDERACIONES BÁSICAS DEL GAS NATURAL

Para comprender todos los procesos relacionados con la Industria del Gas, es importante y necesario dar a conocer una serie de conceptos básicos, como su definición y clasificación.

3.2.1.- Definición del Gas Natural

Se denomina gas natural al formado por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos, principalmente metano, cantidades menores de etano, propano y butano. Además puede contener porcentajes muy pequeños de compuestos más pesados. Es posible conseguir en el gas natural cantidades variables de otros gases no hidrocarburos, como dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, nitrógeno, helio, vapor de agua, etc. [PDVSA GAS, 1997]

3.3.- PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL

Las características físicas del gas natural varían en función de las fracciones molares de sus componentes. Por lo tanto es común utilizar aquellas que representen el comportamiento del gas bajo varias condiciones de proceso. Entre las características físicas más utilizadas en la distribución del gas natural se encuentran las que a continuación serán presentadas.

3.3.1.- Composición del Gas Natural

El gas natural se encuentra formado por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos, principalmente Metano (CH_4) y proporciones menores de etano, propano y butano. Es posible conseguir en el gas natural cantidades variables de otros gases no hidrocarburos tales como sulfuro de hidrógeno (H_2S), dióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2), helio (He), vapor de agua (H_2O) y gases inertes. Tal como se extrae de los yacimientos, el gas natural contiene impurezas e hidrocarburos condensables. Mediante tratamiento y procesamiento se le eliminan estas impurezas, separándose el metano de los otros componentes: etano, propano y gasolina natural, minimizándose así el contenido de los mismos, siendo la composición final la siguiente:

Tabla N° 1. Composición del Gas Natural. [PDVSA GAS, 1997]

Componente	Fórmula Química	Variación de % Molar
Metano	CH_4	55,00-98,00
Etano	C_2H_6	0,10-20,00
Propano	C_3H_8	0,05-12,00
n-Butano	C_4H_{10}	0,05-3,00
Iso-Butano	C_4H_{10}	0,02-2,00
n-Pentano	C_5H_{12}	0,01-0,80
Iso-Pentano	C_5H_{12}	0,01-0,80
Hexano	C_6H_{14}	0,01-0,50
Heptanos y más pesados	C_7^+	0,01-0,40
Nitrógeno	N_2	0,10-0,50
Dióxido de carbono	CO_2	0,20-30,00
Oxígeno	O_2	0,09-0,30
Sulfuro de Hidrógeno	H_2S	Trazas-28,00
Helio	He	Trazas-4,00

Debido a que la composición del gas natural varía según el yacimiento del cual proviene, su composición también puede clasificarse según tres grupos, aquellos compuestos que se aprovechan como combustible y materia prima, los que actúan como diluentes y a los que se les denomina contaminantes [PDVSA,1994]:

A. *Combustibles*.- están constituidos por hidrocarburos saturados o parafínicos, tales como el metano que constituye del 70 al 90% en volumen de la mezcla, el etano del 3 al 10%, el propano del 1,5 al 5%, los butanos del 0,5 al 2% y otros componentes restantes que se encuentran en concentraciones inferiores.

B. *Diluentes*.- son compuestos gaseosos que disminuyen el poder calorífico del gas y por lo general son prácticamente inertes, entre los más comunes están: el nitrógeno, vapor de agua, dióxido de carbono, oxígeno, helio, argón, kriptón y xenón.

C. *Contaminantes*.- son aquellos componentes que pueden originar problemas de seguridad y/o ocasionar daños a las instalaciones de manejo y transporte del gas. Los contaminantes más comunes son los siguientes: sulfuro de hidrógeno y azufre orgánico y libre.

A continuación, se presenta un diagrama esquemático de los diversos componentes que constituyen el gas natural.

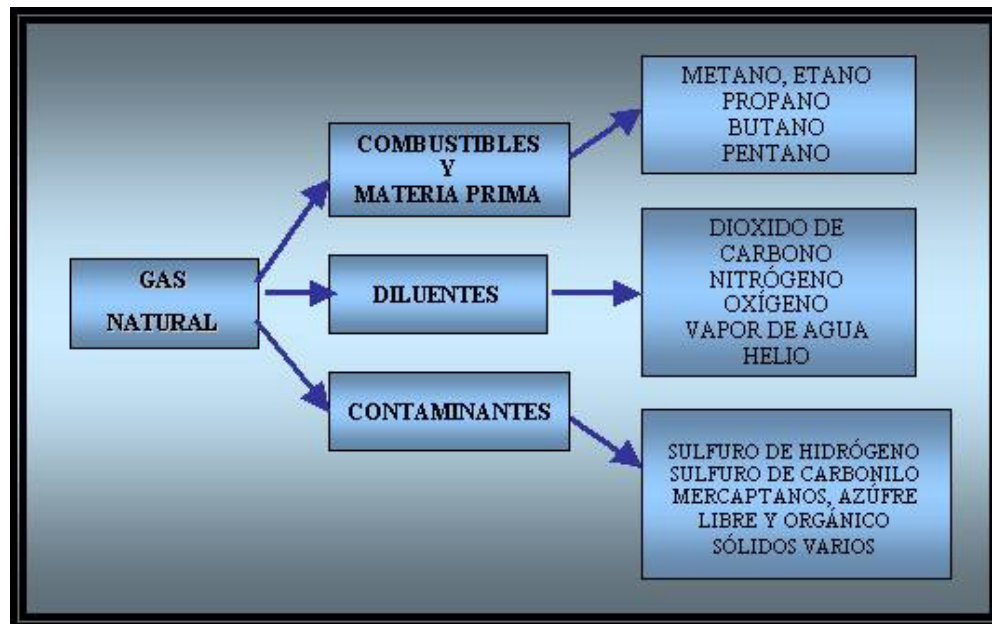


FIGURA N° 4. Componentes del Gas Natural. [PDVSA, 1994]

3.3.2.- Volumen Normalizado

Debido a la gran variedad de condiciones de presión y temperatura a las cuales se puede presentar el gas, se hace necesario una uniformidad de criterios con el fin de comparar los volúmenes. Para esto se define las condiciones base (estándar), las cuales son arbitrariamente fijadas y son el patrón que rige en las negociaciones por la venta del gas natural, además de ser la referencia de los fabricantes de equipos para determinar la capacidad de los mismos.

Usualmente las condiciones base utilizadas por PDVSA-Gas, y por diversos fabricantes de equipos son las siguientes:

Tabla N° 2. Condiciones base del Gas Natural.

Presión Base	14,7 PSIA (101,325 KPA)
Temperatura Base	60 °F (15,6 °C)

Así, se define un pie cúbico a condiciones normales (PCS) como la cantidad de gas contenido en el volumen de un pie cúbico cuando la presión ejercida por dicho gas es de 14,7 psig a una temperatura de 60°F.

3.3.3.- Peso Específico Relativo de un Gas

Se define como el cociente que resulta de dividir la densidad del gas entre la densidad del aire, a las mismas condiciones de temperatura y presión (usualmente se toma como referencia 60 °F y 1 atmósfera). Generalmente, la gravedad específica de los gases naturales oscila entre 0,5 y 0,8.[HIMMELBLAU,1997]

A continuación se presenta la relación del peso específico relativo de un gas:

$$p.e.r. = \frac{\rho_g}{\rho_a} \quad (1)$$

3.3.4.- Poder Calorífico del Gas Natural

El poder calorífico de un gas es el calor liberado cuando se quema un pie³ estándar de gas. El poder calorífico neto es el calor liberado cuando se quema un pie cúbico estándar de gas, sin incluir el vapor de agua.

El poder calorífico se expresa en BTU/ pie³ y su valor para el gas oscila entre 950 y 1150 BTU/ pie³. Los dos instrumentos mas usados en la industria del gas para medir el poder calorífico son los calorímetros tipo Junker y Thomas. La Ecuación del Poder Calorífico viene representada por:

$$\text{Poder Calorífico} = \frac{\text{Masa de agua (lbs)} \times \text{Aumento de Temperatura (}^{\circ}\text{F)}}{\text{Volumen de Gas Quemado (pie)}} \quad (2)$$

El valor del poder calorífico permite establecer limites aceptables de contenido de compuestos diluentes en el gas, los cuales esencialmente reducen su poder calorífico.

3.3.5.- Peso Molecular

Una característica fundamental de todo compuesto es el peso molecular. En una mezcla de gases, por ejemplo, solo se puede hablar del peso molecular aparente, que es el resultado de la suma del peso molecular de cada compuesto puro multiplicado por su fracción molar. Así, para el gas natural esta propiedad dependerá del porcentaje de cada uno de sus componentes. El peso molecular promedio del gas natural utilizado por PDVSA-Gas, esta fijado en un valor de 19.

3.3.6.- Contenido de Vapor de Agua.

Es necesario controlar el contenido del vapor de agua en el gas natural para lograr los siguientes objetivos:

- ④ Reducir la condensación en las tuberías.
- ④ Disminuir los problemas de corrosión interna de las tuberías.
- ④ Evitar la formación de hidratos a bajas temperaturas, los cuales pueden ocasionar taponamiento de las tuberías y válvulas.

A continuación se presentan los valores permitidos de vapor de agua en relación con la concentración de CO₂ :[PDVSA,1992]

Tabla N° 3. Niveles aceptables de vapor de agua en función del CO₂ en el gas.

Contenido Porcentual de CO ₂ en el Gas	Niveles Permitidos de Vapor de Agua en el Gas (Lb/ MMPCN)
Menor de 1%	7
1% < CO ₂ < 3%	5
Mayor de 3%	2

3.3.7.- Contenido de Compuestos de Azufre

El contenido de H₂S en el gas natural se controla para evitar la corrosión interna de las tuberías y otras instalaciones. Por esta razón, el contenido de H₂S no debe ser mayor de 0,25 granos o menor de (4ppmv)/100 pies cúbicos normales de gas. La concentración de sulfuro de carbono y disulfuro de carbono no debe ser mayor de 0,2 granos/100 pies cúbicos normalizados de gas. Es importante conocer el contenido de azufre en el gas con el fin de estimar su corrosividad y el grado de contaminación que se produce cuando el gas es quemado. [PDVSA,1992]

3.3.8.- Contenido de CO₂

Es aconsejable la remoción del CO₂ con el fin de evitar la corrosión que se pueda presentar en presencia de agua libre. Igualmente, la presencia del CO₂ puede conducir a la formación de hidratos a bajas temperaturas en presencia de agua libre.

El CO₂ también disminuye el poder calorífico del gas. Generalmente se recomienda no exceder 3%, como un volumen máximo permisible de CO₂. En varios gasoductos del oriente del país se manejan concentraciones hasta de 7% de CO₂. En este caso, el gas debe poseer un grado de deshidratación importante, como es el caso del gas suplido por la planta criogénica de San Joaquín. [PDVSA,1992].

3.3.9.- Punto de Rocío de los Hidrocarburos del Gas.

Cuando el gas natural posee cantidades apreciables de pentanos y otros hidrocarburos pesados, se puede producir condensación de ellos. Esto puede ocurrir cuando la temperatura del gas desciende por debajo de la temperatura de rocío. Además, la temperatura de rocío se incrementa al aumentar la concentración de hidrocarburos pesados en el gas. En estos casos se hace necesario usar métodos efectivos de limpieza cuando se produce formación de líquidos en los gasoductos. Normalmente, para propósitos de diseño se usa una temperatura mínima permitida de 20°F por encima del punto de rocío máximo. Esta temperatura mínima usualmente corresponde a la temperatura mínima del ambiente, adyacente al sistema (gasoducto). [PDVSA,1992]

3.3.10.- Impurezas del Gas

Los materiales líquidos y sólidos que no se especifiquen en la calidad del gas se consideran como materiales sucios de la tubería. Estos pueden ser: agua salada, aceites, lubricantes, petróleo y otros.

Es importante usar depuradores y filtros con el fin de eliminar estas partículas. Los depuradores se usan para eliminar partículas mayores de 6 micrones y filtros para partículas entre 1 y 6 micrones. Las operaciones de limpieza y los costos de mantenimiento se reducen apreciablemente cuando se trabaja con un gas con poca o ninguna impureza sólida o líquida. [PDVSA,1992].

3.4.- FLUJO DE GAS EN TUBERÍAS

La base teórica para muchas de las ecuaciones de flujo de fluidos es la Ecuación General de Energía y la expresión para la conservación de la energía entre dos puntos en un sistema. Partiendo de un análisis básico de Energía, para un tramo de tubería como volumen de control, y considerando para su desarrollo: [GPSA, 1998]

- ④ Ley de Newton.
- ④ Ecuaciones de Continuidad o Conservación de Masa.
- ④ Leyes de Termodinámica.
- ④ Condiciones de Frontera.
- ④ Flujo en Estado Estable (no depende de t).

El balance de energía para un fluido bajo condiciones de estado estable es entonces: [GPSA, 1998]

$$dU + \frac{dv^2}{2g_c} + \frac{g}{g_c} dz + d(PV_{ESP}) + dC - dW_s = 0 \quad (3)$$

Siendo el factor de conversión (g_c):

$$F = m \frac{g}{g_c} \quad (4)$$

Teniendo además la relación termodinámica de Entalpía:

$$dU + d(PV) = dh = Tds + VdP \quad (5)$$

De acuerdo a la relación termodinámica de entropía real:

$$ds \geq -\frac{dQ}{T} \Rightarrow Tds \geq -dQ \Rightarrow Tds = -dQ + dw \quad (6)$$

Atendiendo las siguientes consideraciones en el balance de energía:

- ⊕ Reemplazar las ecuaciones (5) y (6).
- ⊕ En tuberías, se desprecia el trabajo desarrollado por el flujo.
- ⊕ Multiplicar en cada término la densidad (ρ).
- ⊕ Suplir: el producto ($\rho \cdot V$) = 1.
- ⊕ Considerando el proceso como irreversible.

Tomando en cuenta el balance de energía para flujo bajo condiciones estables y en términos de energía mecánica y de presión: [GPSA, 1998]

$$\Delta P + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c} + \rho \frac{g}{g_c} \Delta z + \rho \Delta Pf = 0 \quad (7)$$

Las investigaciones de Osborne Reynolds han demostrado que el régimen de flujo en tuberías, es decir, si es laminar o turbulento, depende del diámetro de la tubería, de la densidad y la viscosidad del fluido y de la velocidad del flujo. El valor numérico de una combinación adimensional de estas cuatro variables, conocido como el número de Reynolds, puede considerarse como la “relación de las fuerzas dinámicas de la masa del fluido respecto a los esfuerzos de deformación ocasionados por la viscosidad”. [MOTT, 1996]

A bajas velocidades, las moléculas de fluido o las partículas acarreadas por él se pueden considerar en movimiento unidimensional; la velocidad del fluido es máxima en el centro de la tubería y cero en las paredes de la misma (Capa Límite). Este patrón de flujo es denominado laminar. [CRANE, 1992]

Reynolds desarrolló un número adimensional representado por: [MOTT, 1996]

$$\text{Re} = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu} \quad (8)$$

En flujo horizontal en tuberías, la pérdida de energía o la caída de presión es causada sólo por la fricción entre el fluido y la pared de la tubería y/ o un cambio en la energía cinética del fluido. Cuando el flujo es laminar ($\text{Re} < 2000$) el factor de fricción tiene relación directa con el número de Reynolds según la relación: [MATAIX, 1982]

$$f_f = \frac{64}{\text{Re}} \quad (9)$$

Cuando el flujo es turbulento ($\text{Re} > 4000$) el factor de fricción depende del número de Reynolds y de la rugosidad relativa de la tubería, lo que es igual a la rugosidad de la tubería sobre el diámetro interno de la misma, r/d . [MATAIX, 1982]

Continuando el análisis de flujo horizontal en tuberías; el flujo de algunos fluidos a través de una tubería generalmente puede ser considerado adiabático e isotérmico, en parte por conveniencia, y en otros casos, porque se acerca más a la

realidad de lo que sucede en las tuberías. El caso extremo de flujo isotérmico ocurre en las tuberías de gas natural. El flujo adiabático se supone que ocurre en tuberías cortas bien aisladas, esto debido a que no se transfiere calor desde o hacia la tubería, excepto la pequeña cantidad de calor que se produce por fricción que se añade al fluido.

A continuación se nombran las consideraciones que permiten determinar el comportamiento de los fluidos de gas en tuberías:

- ☉ Los cambios de elevación a lo largo de la tubería son despreciables, $dz=0$
- ☉ Flujo isotérmico, $T = \text{cte.}$
- ☉ Flujo adiabático, (no hay transferencia de calor).
- ☉ Flujo estacionario.
- ☉ Energía cinética despreciable, $(dv^2 = 0)$.
- ☉ Calculando la densidad a partir de la ecuación de estado.
- ☉ Determinar el flujo que atraviesa una tubería en un momento dado partiendo de las condiciones estándar (sc).

Es posible entonces, establecer una relación básica entre el flujo de gases y las condiciones anteriormente expuestas. De tal forma se encuentra la ecuación básica para flujo de gas en tuberías: [GPSA,1998]

$$Q = 38,77 \left[\frac{T_b}{P_b} \right] E \sqrt{\frac{1}{f_f} \left[\frac{(P_{In}^2 - P_F^2)}{G.L.T_p.Z_p} \right]^{0,5}} d^{2,5} \quad (10)$$

3.5.- VENTAJAS DEL USO DEL GAS NATURAL

Las ventajosas propiedades, así como también el desarrollo y el perfeccionamiento de la tecnología del gas han contribuido decididamente a que esta fuente natural de energía sea factor importante en la vida moderna, tanto para las industrias como para el hogar.

3.5.1.- Combustible Eficiente

Como combustible, ofrece ventajas que sobrepasan las características, disponibilidad, eficiencia y manejo de otros combustibles sólidos y líquidos:

- ④ Es limpio. No produce hollín ni mugre. Por tanto, los equipos en que se usa como combustible no requieren mantenimiento especial.
- ④ Puede ser manipulado a diferentes presiones de entrega dependiendo de los sitios de consumo.
- ④ Su poder calorífico y combustión son altamente satisfactorios.
- ④ Volumétricamente es susceptible a la compresión o expansión, en función a la relación presión-temperatura que se le desea imponer.
- ④ Puede ser transportado por sistemas de tuberías principales, troncales y ramales, especialmente diseñadas, que permiten mantener rangos de volúmenes a presiones deseadas.
- ④ Su entrega a clientes puede ser continua y directa a los artefactos donde debe consumirse, utilizando controles y reguladores, sin requerimientos de almacenaje en sitio o preocupación por volúmenes almacenados en el hogar, la oficina, el taller, la planta o fábrica.
- ④ La reversibilidad gas-líquido-gas lo hace apto para el envasado en pequeños y seguros recipientes, fáciles de manejar, transportar e instalar para suplir combustibles en sitios no servidos por red de tuberías de distribución.
- ④ Por su eficiencia y rendimiento calórico su costo por volumen es muy económico.

3.5.2.- Insumo para Procesos

El gas seco, húmedo o condensado, a través de tratamientos adecuados, sirve de insumo para la refinación y petroquímica, donde por medio de plantas especialmente diseñadas se hacen re combinaciones de las moléculas de los hidrocarburos para obtener materia prima semi-elaborada para una cadena de otros procesos o productos finales para los mercados. El gas natural separado del petróleo (gas asociado) y el gas sólo (no asociado) procedente de yacimientos de gas, es tratado y acondicionado para obtener gas seco de ciertas especificaciones: metano, que se despacha por gasoducto y red de distribución a ciudades y centros industriales donde se utiliza como combustible.

[PDVSA GAS, 1997]

CAPÍTULO IV.- LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

4.1.- LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Venezuela es el país de América Latina que cuenta con mayor cantidad de reservas de gas natural y está clasificada de séptima dentro de los diez países con mayores reservas probadas de gas a escala mundial, con 143 billones de pies cúbicos, tal como se observa en la siguiente figura: [WWW..INTRANET.PDVSA.COM]

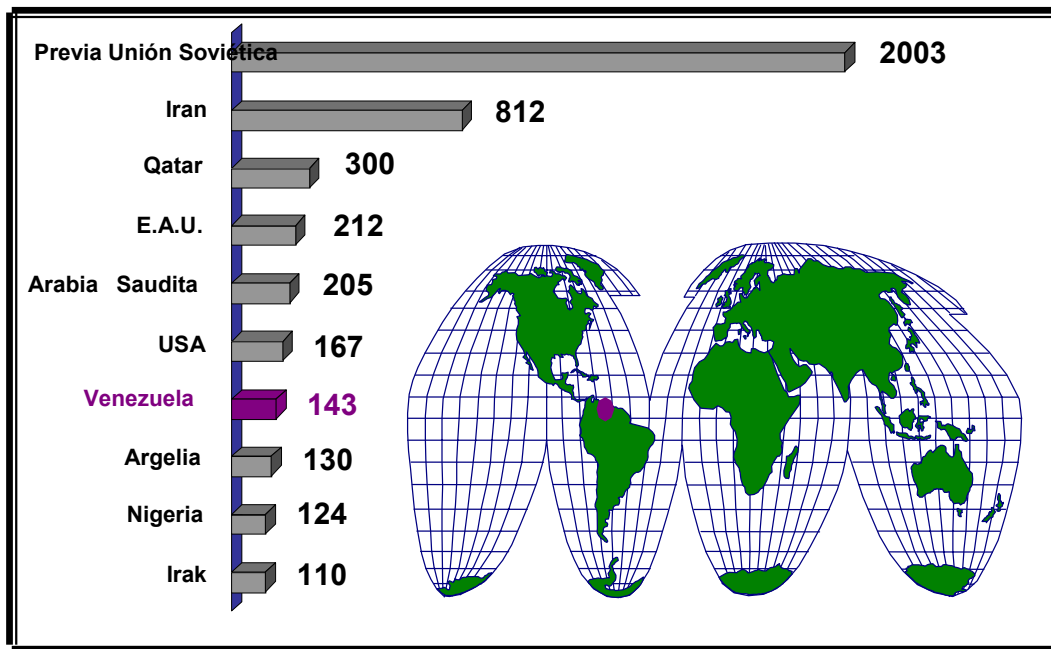


FIGURA N° 5. Reservas probadas de gas natural en el mundo, Junio de 2000 (PC×10¹²).

Del total de reservas de gas en Venezuela, 91 % corresponde a gas asociado al crudo y 9 % a gas no asociado. Para finales de 1998 las reservas totales de gas en Venezuela fueron estimadas en unos 226 billones de pies cúbicos, las cuales incluyen 36 billones de pies cúbicos de reservas probables y 47 billones de pies cúbicos de reservas posibles. Para este mismo año se registró una producción promedio de gas natural de 6033 MMPCSD. [WWW..INTRANET.PDVSA.COM]

En la FIGURA N° 6 se presentan las cantidades de billones de pies cúbicos de las reservas de gas natural en Venezuela.

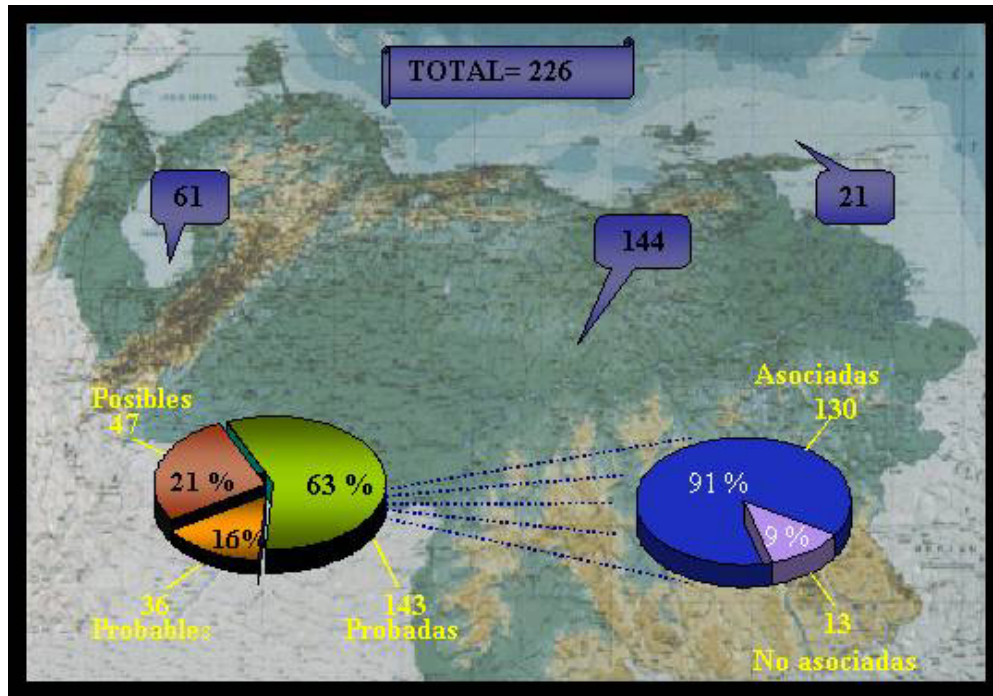


FIGURA N° 6. Reservas de gas natural en Venezuela, 1998. (PC $\times 10^{12}$)

De este total de producción, 4223 MMPCSD (70 %) se utilizaron en las operaciones de la Industria Petrolera Nacional con fines de recuperación de crudo, combustible y transformado en LGN. Los 1810 MMPCSD restantes (30 %) fueron destinados a satisfacer la demanda del mercado interno para la generación de electricidad, materia prima para la industria petroquímica, sectores siderúrgicos, aluminio, cementos, manufacturero, comercial y residencial. [WWW..INTRANET.PDVSA.COM]

4.2.- COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL.

Gracias al desarrollo tecnológico alcanzado actualmente en el campo del gas y a las ventajas del gas natural, es posible que hoy en día se le aproveche de forma óptima, resultando valioso, no solo como combustible industrial y doméstico, sino por sus amplios usos como insumo de las industrias siderúrgica, petroquímica y manufacturera.

Es por ello, que dependiendo al sector que se dirija el gas para su utilización, se determinan las especificaciones del mismo como producto final.

A continuación se muestra el proceso para obtener las características específicas del gas como producto acabado, dependiendo del mercado al que sea dirigido.

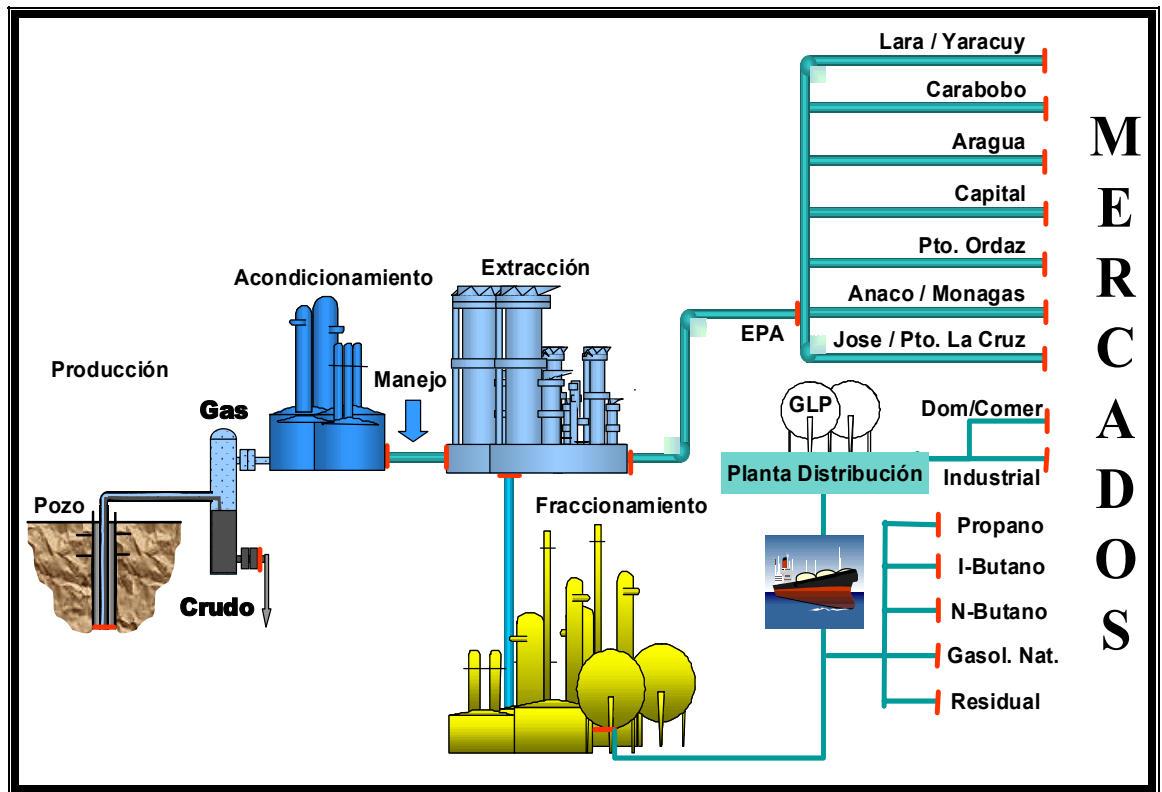


FIGURA N° 7. Actividades para la Producción del Gas.

4.2.1.- Gas Metano

El Gas Metano es un producto refinado, proveniente del procesamiento del gas natural, compuesto en más de un 70% por metano (CH_4), además de etano, propano, butanos y otros en menor cuantía. El Gas metano es separado de los líquidos y se comercializa vía gasoductos.

En la Tabla N° 4 se muestran los intervalos entre los cuales fluctúan los componentes del Gas Metano destinado al mercado interno.

Tabla N° 4. Composición del Gas Metano Refinado. [PDVSA,1994]

Componente	% Molar (rango)
Metano	81,64 – 82,21
Etano	8,49 – 7,81
Propano	0,68 – 0,70
I-Butano	0,10 – 0,08
N-Butano	0,15 – 0,10
I-Pentano	0,07 – 0,04
N-Pentano	0,06 – 0,04
Hexano	0,06 – 0,04
Heptano	0,09 – 0,05
Dióxido de Carbono (CO ₂)	8,51 – 8,77
Nitrógeno	0,15 – 0,16
Gravedad Específica	0,58 – 0,75
Poder Calorífico	990 – 1012

4.2.2.- Gas Natural Licuado

El gas natural licuado está compuesto básicamente por metano, el cual es sometido a procesos criogénicos a fin de bajar su temperatura hasta -161 grados centígrados para licuarlos y así reducir su volumen en una relación 600/1, entre el volumen que ocupa en estado gaseoso y el ocupado en forma líquida, para poder transportarlos en grandes cantidades hacia centros de consumo utilizando buques metaneros diseñados para tal fin. Éste es regasificado en los puertos de recepción mediante la aplicación de calor en vaporizadores, para su posterior transporte hacia los centros de consumo industrial, comercial y doméstico. [PDVSA,1994]

4.2.3.- Gas Natural Comprimido

Otra de las formas de comercialización del gas natural es por la vía de su almacenamiento, una vez comprimido, en tanques especiales bajo presiones de alrededor de 3.500 Lpc, esta modalidad permite transportar con mayor facilidad el gas y no requiere sistemas de vaporización. Su mercado varía desde el automotor, donde se denomina GNV, hasta clientes industriales con consumos moderados que no tienen acceso a redes de gas natural. [PDVSA,1994]

4.2.4.- Gas Licuado de Petróleo

El Gas Licuado de Petróleo es una mezcla en proporción variable de dos componentes del gas natural, propano y butano, que a temperatura ambiente y presión atmosférica se encuentran en estado gaseoso, pudiendo licuarse a esa presión si se enfrían a -43 grados centígrados. El GLP se almacena y transporta en forma líquida. Posee mayor poder calórico que el GNL, siendo sus vapores más pesados que el aire, por lo que tienden a acumularse en las zonas más bajas, contrario a lo que ocurre con el gas natural o metano que es más liviano que el aire. [PDVSA,1994]

4.3.- USO COMERCIAL Y DOMÉSTICO DEL GAS NATURAL

El gas natural en Venezuela, además de los usos industriales al cual se le destina en los sectores petroleros y no petroleros, se utiliza como combustible en el sector comercial y doméstico. Actualmente la distribución del gas metano en Venezuela se encuentra bajo la responsabilidad de diferentes empresas de acuerdo al sector al que se dirija. Para el sector industrial, PDVSA Gas es la única empresa que distribuye gas metano, contando con una cobertura nacional; sin embargo en la distribución para el sector doméstico y comercial, existen un gran número de clientes que a consecuencia de la no gasificación de ciudades es necesario suplirlas tanto con gas metano a través de sistemas de redes, como con GLP a través de pequeñas estaciones o bombonas.

Para este proceso final de distribución, la responsabilidad de suplir a clientes domésticos y comerciales de gas metano, es compartida con varias empresas privadas, municipales y una empresa estatal, PDVSA Gas. Hasta el presente, la distribución de gas natural en el sector doméstico y comercial, ha estado circunscrita a un limitado número de ciudades: Caracas, Los Valles del Tuy, Los Teques, Guarenas, Guatire, Puerto la Cruz, Barcelona, El Tigre, Maracaibo, y poblaciones de la costa oriental del Lago.

La red doméstica del área metropolitana esta conformada por 30 estaciones de distrito que suministran gas a Caracas y Zonas Adyacentes (Guarenas, Guatire, Los Teques, San Antonio de Los Altos, Cúa y Charallave), con una presión de 60 psig y 976 kilómetros de tubería que forman los ramales de alimentación y la red de distribución.

En esta área, se encuentra instalada otra empresa de distribución de gas, que pertenece al sector privado, denominada S.A. Venezolana Doméstica de Gas (DOMEGAS), fundada en mayo de 1951 y actualmente es propiedad de La Electricidad de Caracas. Esta empresa distribuye gas a las urbanizaciones de El Paraíso, La Vega, Montalbán, Puente Hierro, Quinta Crespo, Artigas, Vista Alegre, Colinas de Vista Alegre, El Pinar, San Juan, San Martín y El Guarataro.

De un total de 976 kilómetros de la red doméstica y comercial del área metropolitana, PDVSA Gas opera 824 kilómetros y la empresa DOMEGAS está a cargo de 152 kilómetros, atendándose alrededor de 250.000 suscriptores entre ambas empresas. [PDVSA GAS,1997]

En otras ciudades que también utilizan gas natural y GLP, como en Maracaibo, su distribución es responsabilidad del FIME, empresa perteneciente al consejo municipal. En la Costa Oriental del Lago, la distribución la realiza GASDIBOCA y en Puerto la Cruz, Barcelona y El Tigre son atendidas por VDGAS. Sin nombrar el área metropolitana y considerando las ciudades antes nombradas, se suma un total de más de 1500 kilómetros de tubería en redes de distribución manejadas por empresas privadas, que surten de gas natural a más de 200.000 usuarios domésticos y comerciales. [PDVSA GAS,1997]

4.4.- SISTEMA DE PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL

Las instalaciones para la recolección del gas generalmente se inician en las instalaciones de superficies para recolección del petróleo. Allí el gas se separa del petróleo. En muchos casos la presión del gas obtenido es baja, por esta razón, el gas debe ser comprimido a presiones mas altas para poderlo enviar por los gasoductos a los centros de consumo, a inyección a los yacimientos para recuperación secundaria o como método de levantamiento artificial a nivel de pozos.

El manejo de la producción comprende básicamente la separación de los tres fluidos básicos obtenidos de los pozos (petróleo, gas y agua), para que estos cumplan con las especificaciones requeridas como son:

- ④ El petróleo debe satisfacer las especificaciones que rigen las normas para su comercialización, refinación y almacenamiento.
- ④ El gas debe satisfacer las normas para su comercialización, procesamiento y usos industriales.
- ④ El agua debe recibir tratamiento para que su disposición se realice de acuerdo con la normativa ambiental vigente.

La FIGURA N° 8, muestra un esquema básico de un sistema de producción de petróleo y gas.

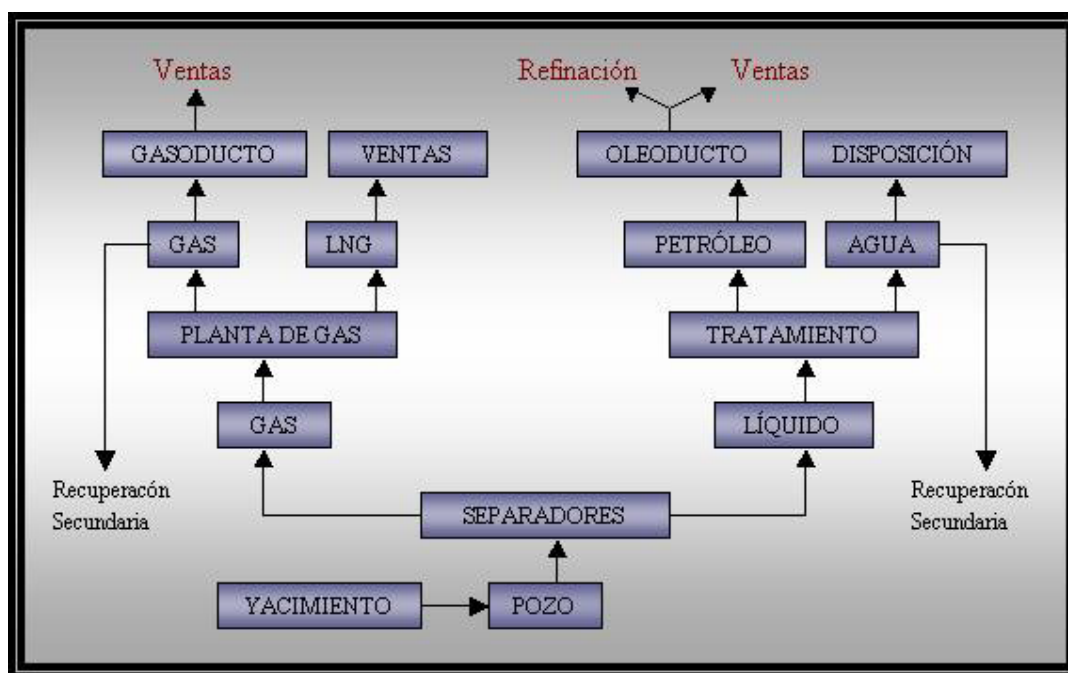


FIGURA N° 8. Proceso Típico de Producción.

4.5.- GASODUCTOS O TUBERÍAS DE GAS

Es la línea de transmisión de gas que puede estar en forma superficial o subterránea. Se caracteriza por tener en sus extremos trampas para el envío o recepción de herramientas. De esta forma se puede realizar la limpieza e inspección de la línea. Todos los tramos están señalizados con avisos de peligro y los teléfonos correspondientes en caso de algún accidente o emergencia. La presión de trabajo y el diámetro de la tubería son variables, aunque el diámetro se mantiene constante a lo largo de una misma línea de distribución. [PDVSA GAS, 1997]

4.6.- SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y COMPRESIÓN DEL GAS

Debido a que normalmente los centros de consumo se encuentran distantes de los yacimientos, con lo cual se pierde progresivamente la presión para transportarlo en los gasoductos, es necesario intercalar plantas compresoras, a través de las cuales se eleva o se restituye la presión a los niveles requeridos. Dependiendo de la presión con que provenga el gas de los yacimientos o plantas de procesamiento y de la presión en sí requerida a la entrada de los sistemas de transmisión, también existen plantas compresoras antes de las estaciones de recepción las cuales aparte de cubrir esa necesidad, permiten la re-inyección de gas a los almacenamientos subterráneos antes mencionados, disponiéndose con ello de un medio para absorber bajas o alzas en la demanda de los clientes servidos por los sistemas de transmisión y distribución. [PDVSA GAS, 1997]

4.6.1.- Estaciones de Compresión

Las *Estaciones de Compresión o Plantas Compresoras*, se encuentran en su mayoría a cada 20 o 30 kilómetros a lo largo de las tuberías de recolección de gas, para elevar la presión que se podría perder por fricción del gas natural moviéndose a través de la tubería de acero. Algunas Estaciones de Compresión son completamente automáticas, es decir, el equipo se puede operar o parar desde el Cuarto de Control Central de las tuberías.

El gas comprimido en las Estaciones de Compresión puede ser empleado como método de producción (gas para levantamiento), gas para disposición y/o recuperación secundaria (inyección), e igualmente puede ser enviado a través de las líneas de transmisión hacia las *Estaciones de Entrega* o de Medición y Regulación. [PDVSA GAS, 1997]

Las compañías distribuidoras de gas natural, al recibir el gas en las Estaciones de Entrega, reducen la presión en la línea de los niveles de transmisión a niveles de distribución, el cual tiene un rango que varía desde 60 psig hasta 400 psig. En ese momento se odoriza el gas, consiguiéndose con ello el olor característico del gas natural.

4.7.- SISTEMA DE TRANSPORTE DEL GAS METANO

El gas natural, una vez separado del crudo, tratado y procesado, necesita sistemas que permitan ser llevados a los sitios de consumo disponible para su cabal utilización. La industria petrolera nacional y específicamente PDVSA-Gas cuenta con una importante infraestructura constituida por la denominada red nacional de gasoductos, para transportarlo hacia los centros de consumo. Esta red está integrada por varios sistemas formados por tuberías de recolección, plantas compresoras y tuberías para transporte y distribución cuyos diámetros varían entre 4 y 36 pulgadas, con una longitud que supera 5.200 kilómetros y una capacidad de transmisión de 221 millones de metros cúbicos al día. La FIGURA N° 9 muestra esquemáticamente la red nacional de gasoductos.[PDVSA GAS, 2001]

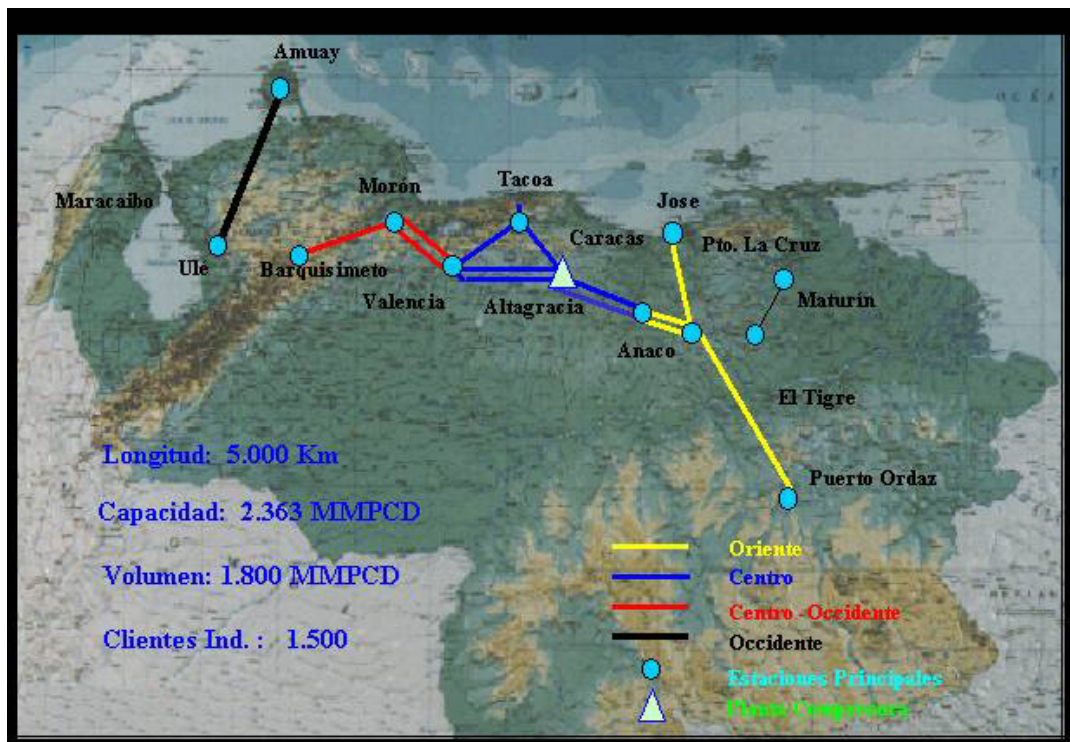


FIGURA N° 9. Sistema de Transporte y Distribución del Gas Natural. [PDVSA, 2001]

La red de transporte del gas comprende dos principales regiones: Centro-Oriente, que satisface el 75 % de la demanda nacional, y está integrada principalmente por los sistemas Anaco – Puerto Ordaz, Anaco – José / Puerto La Cruz y Anaco – Caracas / Barquisimeto; y Occidente, que supe el restante 25 % de la demanda a través de los sistemas Ule – Amuay y Costa Oeste del lago de Maracaibo.

4.7.1.- Sistema Centro

La infraestructura del sistema centro está conformada por 2176 Km de tuberías de diámetros comprendidos entre 8" y 36", transporta el gas procesado desde la Estación Principal Anaco (EPA), ubicada en el Estado Anzoátegui hasta la Estación Terminal Barquisimeto (ETB), ubicada en el Estado Lara y cubre la demanda de las regiones central y centro-occidental del país que presenta la mayor concentración de clientes industriales. En la FIGURA N° 10 se ilustra el sistema de Transporte Anaco-Caracas-Barquisimeto. [PDVSA,1992]

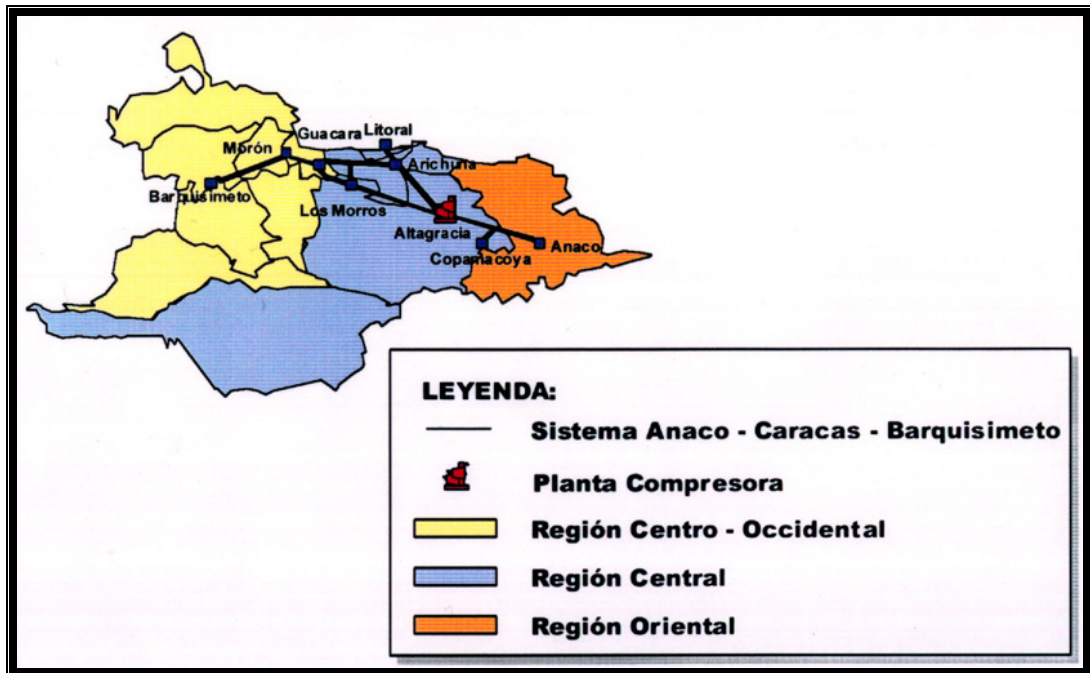


FIGURA N° 10. Sistema de Transporte Anaco-Caracas-Barquisimeto. PDVSA GAS, 2001

Dispone de una planta compresora ubicada en Altagracia de Orituco. Suministra gas natural a las plantas termoeléctricas de Tocoa y Planta Centro, a las industrias de las áreas central y centro-occidental del país, así como la red de gas doméstico del área metropolitana y sus alrededores. El sistema Anaco-Caracas-Barquisimeto, debido a su amplia extensión geográfica ha sido dividida en tres regiones: Región Oriental, Central y Occidental. A su vez, cada región está conformada por sub-sistemas. La Región Central (de interés para este proyecto), posee ocho sub-sistemas entre los cuales se encuentra el sub-sistema Arichuna-Guarenas, mostrada en la FIGURA N°11, zona de inicio del sector caso de estudio “Guarena-Guatire”. [PDVSA GAS, 2001]

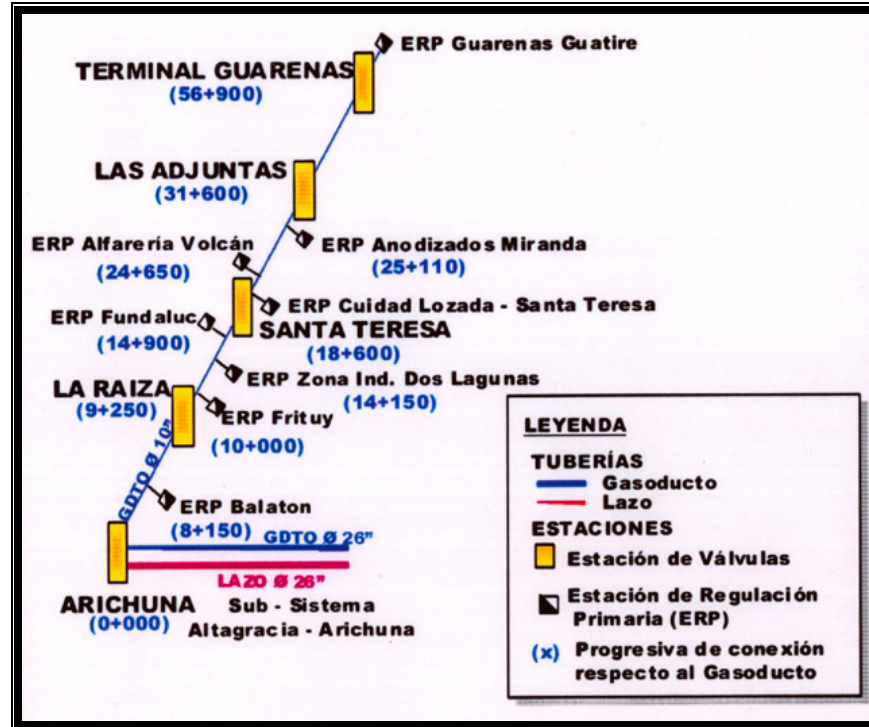


FIGURA N° 11. Sub-Sistema de Transporte Arichuna-Guarenas.

4.7.2.- Sistema Oriente

Comprende los siguientes gasoductos:

- Anaco-Puerto Ordaz, el cual suministra gas natural a las industrias básicas de Guayana. El volumen transportado en 1992 fue de 3400 millones de metros cúbicos. Tiene una longitud de 464 kilómetros y una capacidad de transmisión de 13,3 millones de metros cúbicos diarios. Lo componen dos líneas paralelas de 20 y 26 pulgadas de diámetro.
- Anaco-Puerto la Cruz suministra gas para uso industrial y doméstico en la región del norte del estado Anzoátegui. En 1992 transportó 900 millones de metros cúbicos. Tiene una longitud de 249 kilómetros y capacidad para transmitir 9,9 millones de metros cúbicos al día.

4.7.3.- Sistema Occidente

Este sistema comprende un conjunto de gasoductos de 6 a 20 pulgadas de diámetro, con una longitud de 1350 kilómetros el cual transporta gas desde la zona productora del lago de Maracaibo hacia los centros de consumo en Zulia y Falcón.

Tiene una capacidad para transmitir 41,2 millones de metros cúbicos por día.
[PDVSA,1992]

4.7.4.- Descripción de las Estaciones del Sistema de Transporte

El Sistema de Transporte se encuentra conformado por las Estaciones de Válvulas Automáticas y las Estaciones de Regulación Primaria, éstas hacen llegar el gas metano por medio de gasoductos, haciendo cumplir operaciones como la regulación de presión, mantenimiento, entre otras; hasta llegar al Sistema de Distribución; a continuación, se explicarán estas Estaciones, detalladas para la zona de estudio.

A. Estación de Válvulas Automáticas

Son aquellas con facilidad de recibir señales a larga distancia para el seccionamiento de la línea en caso de mantenimiento o emergencias. Estas estaciones tienen la capacidad de reducir, interrumpir y manejar el gas que transita a través del sistema de transporte nacional, estas estaciones están bajo supervisión las 24 horas del día, por medio de un proceso computarizado de alta tecnología comandado por el despacho central de supervisión que posee la empresa a fin de garantizar un correcto funcionamiento del transporte a altas presiones.

Las Estaciones de Válvulas están provistas de válvulas de sectorización, las cuales permiten, como su nombre lo indica, la sectorización de tramos de cada tubería y/o interconexión entre ellas. También están provistas de trampas de envío y/o recepción de herramientas de limpieza, para las tuberías de salida y/o entradas respectivamente. El sub-sistema de transporte de Arichuna-Guarenas (FIGURA N°11), está conformado entre otros componentes, por cuatro Estaciones de Válvulas llamadas:
[PDVSA GAS, 2001]

1. La Raiza
2. Santa Teresa.
3. Las Adjuntas.
4. Guarenas.

B. Estación de Regulación Primaria

La forma más rentable de transportar el gas es a presiones altas. En estas condiciones el fluido es más difícil de manejar en los centros de consumo, por esta razón es necesario desarrollar métodos adecuados para la regulación de las presiones, con el objeto de alcanzar el máximo de seguridad y eficacia en cada paso del transporte.

Un regulador es un mecanismo diseñado para controlar o gobernar el movimiento de máquinas, el flujo de líquidos y gases. Frecuentemente actúa como una válvula de control para disminuir presiones.

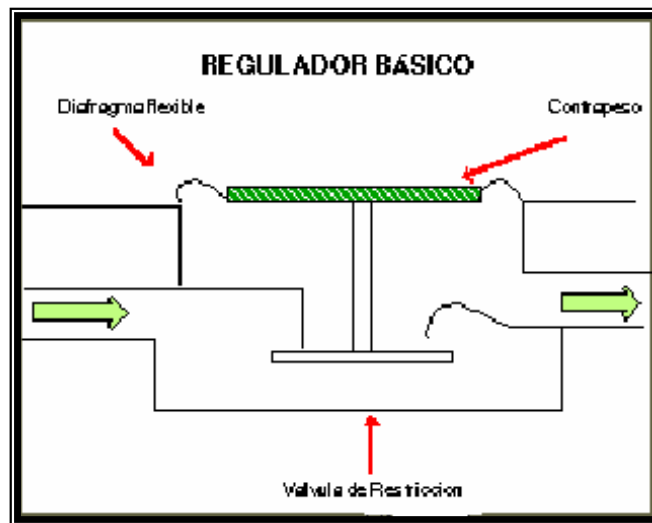


FIGURA N° 12. Regulador Básico.

La instalación que tiene la función de regular la presión del gas es conocida como Estación de Regulación Primaria. Por lo general se ubican sobre los gasoductos y a partir de este punto se inician los ramales. También puede existir sobre un ramal y a partir de este punto se derive otro ramal de orden dos y así sucesivamente, alimentando entonces a todos los ramales principales.

4.8.- LÍMITES ENTRE SISTEMAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS METANO .

La configuración física actual del Sistema de Transporte y Distribución de Gas Metano permite establecer el límite entre el Sistema de Transporte y el Sistema de Distribución, a través de las Estaciones de Regulación Primaria (ERP), existentes en los sectores donde se entrega gas metano para iniciar su distribución, como se muestra en la

FIGURA N° 13. A la salida de estas, el transportista transferirá al distribuidor la propiedad de y/ o responsabilidad del manejo del gas metano. [PDVSA GAS, 2001]

Adicionalmente, existen diferenciales de presión controlados y limitados por las ERP, dado que los sistemas de transporte operan en un rango de presión comprendido entre 400-1000 psig, en tanto que los sistemas de distribución operan en un rango de presión comprendido entre 60-400 psig.

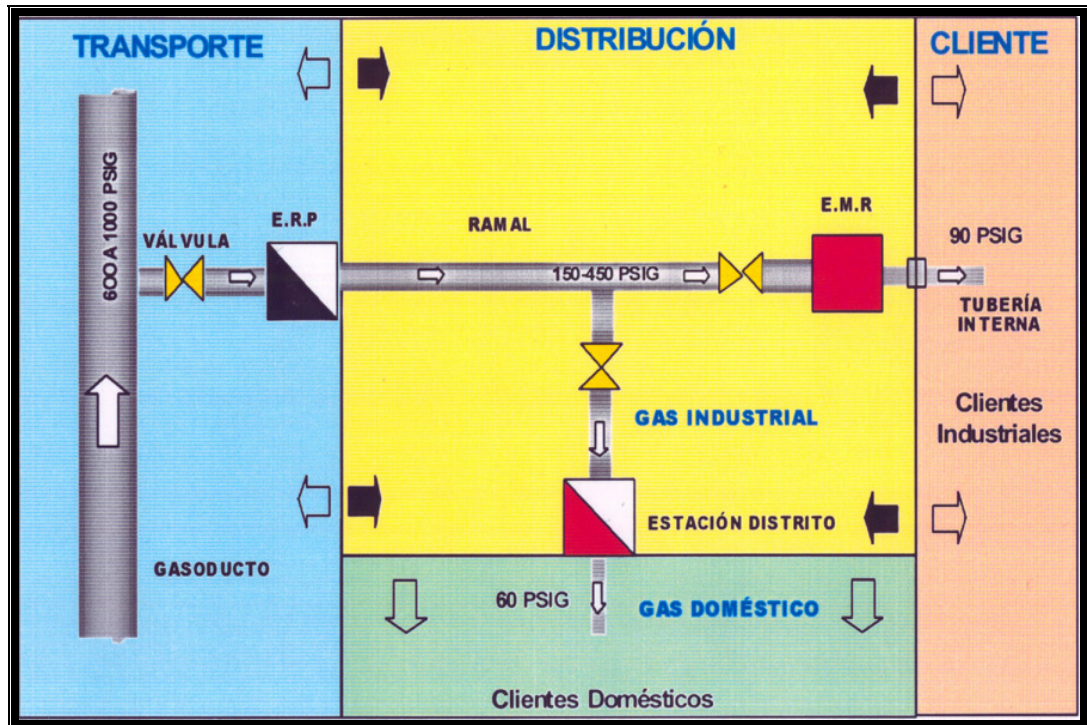


FIGURA N° 13. Límites entre Transporte y Distribución.

A continuación se listan las Estaciones de Regulación Primaria (ERP) del subsistema Arichuna-Guarenas, mostrado en la FIGURA N° 11, en las cuales la brida de salida ubicada aguas abajo en cada una de ellas constituye el límite entre el Transporte y la Distribución de Gas:

1. ERP – Balaton.
2. ERP – Frituy.
3. ERP – Dos Lagunas.
4. ERP – Fundaluc.
5. ERP – Ciudad lozada – Santa Teresa.
6. ERP – Alfarería Volcán.
7. ERP – Marluc.
8. ERP – Terminal Guarenas.

4.9.- SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS METANO

De los yacimientos parte el gas a través de los gasoductos principales hacia los centros de consumo. En el trayecto pueden existir ramales de derivación que vayan a otros sitios, para llevar el gas a determinadas poblaciones. De la misma manera se pueden conectar al gasoducto principal otros gasoductos que partan de yacimientos diferentes, para completar los volúmenes deseados de entrega.

El Sistema de Distribución de Gas Metano, permite establecer el límite entre la Red de Distribución de Gas Industrial y La Red de Distribución de Gas Doméstico, a través de las *Estaciones de Distrito* existentes en los sectores donde se entrega gas para iniciar su distribución.

Al llegar a cada sitio de consumo, el gasoducto principal, alimenta la red de distribución que surte a la ciudad y a los diferentes tipos de usuarios, a presiones y volúmenes cónsonos con los requerimientos, mediante medidores y reguladores que controlan la eficiencia del servicio.

Un sistema de distribución por redes, permite que el servicio llegue en forma continua y segura a los usuarios, sin requerimiento de almacenamiento, por ductos de alta resistencia como son las tuberías.

En la FIGURA N° 14 se muestra un sistema de distribución de gas general, el cual está compuesto por el ramal principal, ramales industriales, estaciones de distrito y finalmente redes de gas industrial y doméstico .

El Sub-Sistema de Arichuna-Guarenas transporta parte del gas comprimido que proviene de la Planta Altagracia por medio del gasoducto \varnothing 10" atendiendo a los clientes industriales ubicados en las zonas industriales de Yare, Santa Teresa del Tuy, Santa Lucía del Tuy y a los clientes tanto domésticos como industriales y comerciales de la ciudad de Guarenas. [PDVSA GAS, 2001]

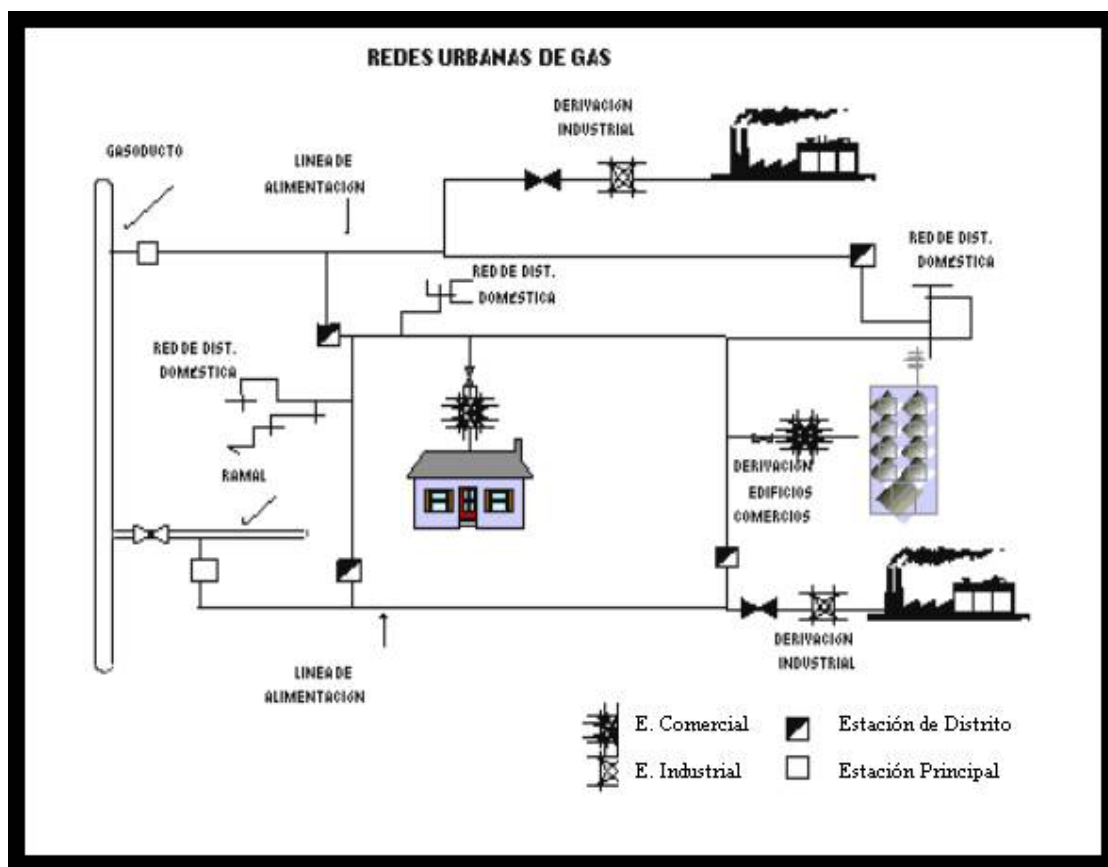


FIGURA N° 14. Sistema de Distribución.

4.9.1.- Ramales

Es toda línea que se deriva de un Gasoducto, su diámetro es variable y la presión de trabajo dependerá si la tubería cruza por zonas de densidad poblacional media o alta. Para identificar la tubería se instalan avisos de peligro en los tramos enterrados con los teléfonos de interés en casos de emergencias y en los tramos superficiales se identifican con la impresión de GAS-PELIGRO. El Sub-sistema Arichuna-Guarenas está integrado por veinticinco ramales de distribución, los cuales atienden a más de doscientos clientes entre clientes industriales y Estaciones de Distrito Doméstico.

4.9.2.- Descripción de las Estaciones del Sistema de Distribución

Los tipos de estaciones que se encuentran presentes en el Sistema de Distribución se clasifican en las siguientes, de acuerdo a su función: Estaciones de Regulación Secundaria, Estaciones de Medición y Regulación y en Estaciones de

Distrito. Todos los elementos que conforman las Estaciones están identificados mediante colores, lo que ayuda durante la ejecución de labores de mantenimiento y emergencias que pudiesen presentarse. La codificación de los mismos se presenta en el Anexo N°1.1.

A. Estación de Regulación Secundaria (ERS).

Las Estaciones de Regulación Secundaria (ERS), se encuentran aguas debajo de las Estaciones de Regulación Primaria (ERP), estas pertenecen al Sistema de Distribución y su función es la de realizar una segunda disminución de la presión del gas en los ramales de este sistema. Las ERS's disminuyen la presión desde 300 psig hasta 180 psig aproximadamente. Al igual que las ERP'S, están constituidas básicamente por dos válvulas de tapón, un regulador, una válvula de alivio para evitar la sobrepresión y un by-pass con una válvula de tapón. Una muestra de esto en forma esquemática, se presenta en el Anexo N°1.2.

B. Estación de Medición y Regulación (EMR)

Para cada uno de los clientes servidos por los ramales que conforman las redes de distribución industrial, existe una Estación de Medición y Regulación (EMR). Las EMR tienen la función de filtrar, regular, aliviar y medir el gas metano que se entrega a los clientes industriales, para efecto de facturación. En el

Anexo N°1.3, se representa esquemáticamente una Estación de Medición y Regulación para clientes industriales y en el Anexo N°1.4, muestra el esquemático general de una EMR para GNV.

🌐 *Estación de Medición y Regulación para clientes industriales.*- Normalmente la presión de entrega al cliente es de 90 psig, sin embargo se tienen casos especiales donde la presión puede ser menor o mayor de la estándar dependiendo del requerimiento del cliente. El volumen de entrega de los clientes industriales está asociado a los requerimientos de cada cliente establecidos en forma contractual con el Departamento de Mercadeo de PDVSA Gas, este volumen es identificado como la OMEM (Obligación Máxima de entrega al Mes).

🔗 **Estación de medición y regulación para estaciones de servicio de gas natural vehicular (GNV).**- Las Estaciones de Medición y Regulación para GNV son similares a las de los clientes industriales, diferenciándose lo siguiente:

1. El gas natural que se suministra por las estaciones de servicio es odorizado por regulaciones del mercado interno.
2. El sistema de control de sobrepresión actúa diferente.

C. **Estación de Distrito.**

La Alimentación de la Red de Distribución Doméstica se hace a través de las estaciones de distrito cuya función es acondicionar las características del gas que proviene de los ramales de alimentación a los requerimientos de consumo en la red doméstica. Al entrar el gas a la estación pasa por un separador de sólidos y líquidos con el objeto de garantizar la retención de partículas extrañas que pudieran ocasionar un mal funcionamiento de los sistemas de regulación y consecuente aumento en la red, inmediatamente se encuentra la etapa de regulación que tiene por función reducir la presión desde 150-250 psig de la distribución industrial hasta 60 psig para satisfacer las condiciones de presión de operación de la red de distribución doméstica, finalmente este gas es medido para cuantificar el suministro y determinar posibles alteraciones que pudiesen presentarse. En el Anexo N°1.5, se presenta un esquemático típico de una Estación de Distrito.

A continuación se nombran las Estaciones de Distrito que conforman el Sub-sistema de Arichuna-Guarenas, en las cuales la brida de salida ubicada aguas abajo en cada una de ellas constituye el límite entre la red de distribución de gas industrial y la red de distribución de gas doméstico: Estación de Distrito Casarapa, Estación de Distrito Guarenas, Estación de Distrito Las Islas, Estación de Distrito Puerta del Este y la Estación de Distrito El Marques.

Adicionalmente, a estos equipos básicamente operacionales, se garantiza el funcionamiento seguro del sistema mediante dispositivos que actúan entre rangos preestablecidos de flujo y presión, como son las válvulas de alivio de presión y las válvulas de cierre automático de la estación. Como objeto de proporcionar al usuario un

método fácil para la detección de fugas menores, cada estación de distrito tiene un equipo dosificador de odorante. El procedimiento consiste en agregar Mercaptano al flujo en proporción de 1lb/MMPC, lo que permite al usuario mediante su olor característico detectar en la atmósfera que las concentraciones de gas se encuentren por debajo de sus límites de explosividad.

4.9.3.- Distribución del Ramal Guarenas-Guatire

El ramal Guarenas-Guatire pertenece al Sub- Sistema de Transporte Arichuna-Guarenas y comienza en la Estación de Regulación Primaria Guarenas-Guatire, la cual es alimentada por una tubería de \varnothing 10" a una presión entre 450 a 750 psig., desde la Estación de válvulas Terminal Guarenas.

El ramal principal Guarenas comprende las urbanizaciones de Aconcagua, Trapichito, Menca de Leoni, Nueva Casarapa, La Arboleda, Las Islas, Oropeza Castillo y Vicente Emilio Sojo, y consta de un tramo principal de \varnothing 10" y cuatro tramos secundarios de tuberías de \varnothing 2, 4, 6 y 8", con una longitud total para el ramal de 12,78 Km. El esquema de operación de este sistema es de 250 psig partiendo de la ERP Guarenas y regulada a 90 psig para la red industrial o a 60 psig en las cuatro Estaciones de Distrito ubicadas en este ramal: Distrito Casarapa, Distrito Guarenas, Distrito Las islas y Distrito Puerta del Este, para entregar gas metano a los clientes domésticos de toda el área Guarenas y Guatire junto con el ramal Guatire. [PDVSA GAS, 2001]

El ramal principal de distribución de Guatire comprende las urbanizaciones de El Marqués y La Arboleda y consta de un tramo principal de \varnothing 8" y tres tramos secundarios de tuberías con una longitud total para el ramal de 9,22 Km., los cuales se interconectan a través de la Estación de Distrito El Marqués. La presión de operación de este sistema es de 250 psig partiendo de la E.R.P. Guarenas-Guatire para su regulación a 90 psig en el caso de la distribución industrial y regulada a 60 psig en la Estación de Distrito El Marqués, para entregar gas metano a los clientes domésticos de la zona.[PDVSA GAS, 2001]

CAPÍTULO V.- SIMULADOR STONER / SYNERGEE

5.1.- SIMULADOR DE REDES DE GAS STONER/SYNERGEE

“The Stoner Workstation Service” (SWS) es un simulador de fácil uso, utilizado especialmente para los análisis de los estados estacionarios de sistemas de distribución de gas. El SWS es completamente gráfico, la red que está siendo analizada puede ser creada, manipulada, resuelta y presentada al operador en dos dimensiones. SWS está en la capacidad de analizar circuitos cerrados de tuberías, reguladores, válvulas, compresores, etc., en redes que transporten gas, vapor, oxígeno, dióxido de carbono, nitrógeno, etileno y aire.

SWS fue desarrollado para poder ser manipulado en industrias específicas que tengan relación con sistemas que a continuación se nombran : [SWS, 1995]

- ④ *Sistemas de distribución de gas natural*, que sirven a pequeñas zonas o toda un área metropolitana. Modelos con múltiples niveles de presión incluyendo elementos reguladores.
- ④ *Sistemas de transmisión* de gas natural. Analiza la relación de estados estacionarios de presión y flujo de largos gasoductos, incluyendo innumerables compresores para el estudio del comportamiento del sistema de transmisión.
- ④ *Sistemas de almacenamiento y producción de gas natural*.
- ④ *Sistemas de vapor*. Resuelve las condiciones de flujo de vapor saturado para el análisis de sistemas de calefacción. Pérdidas por condensado debido a la transferencia de calor con los alrededores.
- ④ *Sistemas de ventilación, calefacción y aire acondicionado*. Examina sistemas de ventilación de plantas generadoras, minas y edificios para el estudio del tamaño de ductos, ventiladores y el análisis de la calidad del aire.

Citando las facilidades que presta el simulador, se encuentran:

- ④ Diseño de redes de distribución de gas metano. (Desarrollos urbanísticos y gasificación de ciudades).
- ④ Modelaje y simulación de redes existentes.

- ④ Determinación del comportamiento de la red por alteraciones del sistema. (Roturas y procedimientos operacionales).
- ④ Evaluación para la incorporación a la red de distribución de nuevos clientes con altos consumos.
- ④ Evaluación de planes para reforzar redes existentes.
- ④ Determinación de cuellos de botella en el sistema de distribución.
- ④ Ubicación de puntos críticos en la red.

Obteniendo los siguientes beneficios:

- ④ Reducción de horas hombre en la evaluación y diseño de redes de distribución de gas metano.
- ④ Minimización de costos de repotenciación de redes existentes, estableciendo los proyectos de mejora del sistema. (Interconexiones, incorporación de estaciones de distrito).
- ④ Eliminación de la incertidumbre sobre la capacidad y comportamiento de la red a fin de incorporar nuevos clientes con usos no tradicionales del gas metano. (Aires acondicionados, secadoras).

El simulador SWS permite elegir entre una amplia gama de ecuaciones para realizar los cálculos en las redes. Éstas son mostradas en el Anexo N° 2. Entre las ecuaciones con las que cuenta este simulador se pueden mencionar:

④ *Ecuación Fundamental con factor de fricción constante (FD)*: permite el uso del factor de fricción constante. Esta ecuación es útil si se quiere trabajar con tuberías mixtas que tengan factor de fricción constante. Las tuberías de esta ecuación, pueden ser ajustados por el factor de fricción ó la eficiencia.

④ *Ecuación Fundamental con factor de fricción variable y eficiencia (FM)*: se usa para calcular el factor de fricción como una función del número de Reynolds. El elemento puede ser definido por ajustes de la rugosidad o la eficiencia.

④ *Ecuación de distribución del Institute of Gas Technology (IGT)*: se aplica para modelos con una región parcialmente turbulento, utilizando el diagrama de Moody con número de Reynolds bajo. Las tuberías deben ser calibradas por ajuste del término de la eficiencia.

- ④ *Ecuación A de PanHandle (PA)*: utilizada para tuberías prácticamente lisas o uniformes, mediante el uso del diagrama de Moody. Esta aplicación se debe hacer a tuberías que tengan un régimen transitorio. Se pueden hacer ajustes con la eficiencia.
- ④ *Ecuación B de PanHandle (PB)*: se aplica del mismo modo que la ecuación anterior, con la diferencia que las tuberías deben tener un comportamiento turbulento.
- ④ *Ecuación de Spitzglass para baja presión*: trabaja con un modelo de tubería de baja presión y de diámetro menor a 10" con un flujo de comportamiento turbulento.
- ④ *Ecuación de Spitzglass para alta presión*: opera igual que la ecuación anterior pero con altas presiones.
- ④ *Ecuación de Weymouth*: usado para tuberías de alrededor de 36" de diámetro y para región turbulento, utilizando el diagrama de Moody y ajustado por el término de la eficiencia.
- ④ *Ecuación de Mueller*: se utiliza para modelos de tuberías lisas o uniformes, aplicando el diagrama de Moody. Se usa para presiones altas y con diámetros pequeños.
- ④ *Ecuación para vapor saturado y seco (FS)*: esta ecuación está desarrollada a partir de la ecuación de flujo para un gas compresible dentro del cual, el gas es asumido como seco o vapor saturado, teniendo una relación para este caso entre la densidad y la presión.
- ④ *Ecuación para vapor saturado y seco con cálculo de condensado(MS)*: es muy similar a la anterior sólo que además presenta una capacidad adicional para cálculos de condensación.
- ④ *Ecuación de Clark*: se utiliza únicamente para modelar tuberías que contienen etileno.

Se puede ver que el simulador de redes Stoner/Synergee tiene una amplia gama de posibilidades para la ejecución de cálculos en redes. Para su mejor comprensión se han agrupado las ecuaciones de acuerdo a las características del modelo que se deba simular:

1. *Ecuaciones Fundamentales de flujo*, estas ecuaciones pueden ser usadas con un factor de fricción constante o con un factor de fricción que se calcula como una función directa de la rugosidad y el número de Reynolds, como se aplica en las ecuaciones FD y FM a partir de las cuales se generan el resto de las ecuaciones.

2. *Ecuación tradicional sólo para gas natural en tuberías.* Muchas ecuaciones han sido desarrolladas teniendo en cuenta la industria del gas natural, cada una incorporando su representación empírica de pérdidas de fricción. Existen la ecuaciones Panhandle A y B, la ecuación Weymouth, la ecuación de distribución IGT, la ecuación Spitzglass, y la ecuación Mueller de alta presión.
3. *Ecuaciones de vapor.* La habilidad para resolver los modelos de flujo de vapor saturado usando una ecuación de flujo de vapor fundamental ha sido desarrollado para el análisis de sistemas de calefacción. Un segundo elemento de vapor permite al usuario tener en cuenta la pérdida por condensación generada por la transferencia de calor a sus alrededores. Esto lo representan las ecuaciones FS y MS.
4. *Modelo Etileno.* La ecuación Clark está disponible para redes de tuberías que transportan o distribuyen gases con etileno.

A continuación se presentan algunos detalles de gran importancia que determinan la complejidad y a la vez, la confiabilidad de la tecnología del simulador, conociendo aún más su funcionamiento y tomando en cuenta la realidad a la hora de la implantación.

5.2.- COMPONENTES PARA LA SIMULACIÓN

Es importante comprender la utilización de varios de los elementos primordiales en una red, por ello, se hace a continuación una breve referencia sobre los mismos.

5.2.1. - Tuberías.

Las tuberías son el componente mas básico en cuanto a redes para la simulación se refiere, éstas conectan entre sí medios o componentes como compresores, válvulas, reguladores, con un número diferente de ecuaciones. Las ecuaciones difieren por la formulación del término de fricción, y en algunos casos, por las propiedades del fluido que se contiene dentro de las tuberías, por lo tanto el simulador tiene diferentes modelos para el cálculo en tuberías los cuales se pueden seccionar de la manera explicada con los cuatro grupos de ecuaciones con las que puede trabajar el simulador. [SWS, 1995]

Cuando se modela con las ecuaciones para redes de tuberías, es posible definir una tubería como conocida o desconocida. Para ello se debe especificar o no, el diámetro de la tubería, colocándolo como un valor desconocido o no, para luego, determinar el diámetro apropiado para un balanceo correcto de la red de tuberías. Igualmente hay información que debe ser suministrada independientemente si el diámetro es conocido o no, como por ejemplo la longitud, la gravedad específica del gas, la temperatura del gas fluyendo dentro de la tubería, la eficiencia y la rugosidad.

5.2.2. - Reguladores y Válvulas

Muy a menudo, es importante que las facilidades de reguladores y válvulas sean incluidas en un modelo de red. El simulador Stoner/Synergiee incluye diferentes tipos de reguladores y válvulas para este propósito. Las ecuaciones suplidas por los fabricantes están incorporadas en alguno de los modelos de reguladores, mientras otros permiten tratamientos especializados en sus operaciones.

En muchos casos, el usuario incluye estos elementos para controlar la presión aguas arriba y aguas abajo del regulador, para ello la constante de la válvula o el coeficiente de regulación de gas son calculadas como parte de la solución. Para trabajar con los reguladores, es necesario especificar los valores de: gravedad específica, temperatura del gas dentro de la tubería, presión deseada aguas abajo del regulador, la caída de presión mínima permitida y el valor máximo de la constante del regulador.

Con las válvulas, el valor máximo de la constante de la válvula y la mínima caída de presión permitida son imprescindibles para su estudio, así como los valores de la constante de la válvula y la gravedad específica del gas.

5.2.3. - Elementos Adicionales.

Además de los elementos arriba descritos, algunos otros elementos que son usados para una variedad de situaciones de simulaciones especializadas están disponibles. Según se nombra: [SWS, 1995]

1. Un factor de pérdidas por velocidad, conocida como velocidad erosiva, es incluido para permitir al usuario modelar pequeñas pérdidas debido a curvas, codos, tees, y otros elementos.
2. Una unidad de procesamiento químico es incluida para representar las facilidades que ofrece un tren de procesamiento químico.
3. Un elemento de planta de procesamiento esta disponible para representar facilidades de separación que comúnmente son usadas para remover hidrocarburos pesados del gas natural durante la producción del gas en la red de distribución.
4. Un elemento de flujo forzado es incluido para permitir al ingeniero especificar un flujo interno en una red de distribución de gas.

5.3. – ESTADO ESTACIONARIO PARA EL ANÁLISIS DE REDES DE GAS

El propósito de esta sección es la discusión e intercambio de información de la teoría y práctica del análisis de redes en estado estacionario, ya que este es un factor determinante en el proceso de cálculo en este simulador debido a que en todo momento se considera que las redes se encuentran en estado estacionario.

5.3.1. - Diagrama Esquemático

Antes de definir nuevas redes o entrar en el tema, es importante tener bien desarrollada y definida una red para las simulaciones, esta debe estar compuesta por nodos y tuberías de una manera lógica e interconectadas y continuas en todo momento, por lo tanto para una mínima simulación al menos debe tener dos o mas tuberías, cargas y suministros, diámetros y material de tuberías, condiciones del fluido y propiedades del mismo, una vez que se tiene este esquema entonces es posible comenzar con las simulaciones.

5.3.2. - Sistema de Simulación Integrada

La solución técnica empleada por el simulador de redes Stoner/Synergee es extremadamente flexible como herramienta integrada para las simulaciones de redes. El simulador de redes Stoner/Synergee puede llegar a simular cualquier tipo de red de gas que posea condiciones físicamente operables. Los elementos disponibles en el

simulador pueden ser utilizados para modelar sistemas tanto de transmisión como de distribución, además el usuario puede integrar redes con varios niveles de presión utilizando unidades de presión duales, es decir un sistema de altas presiones en psig puede estar en un mismo modelo con un sistema de bajas presiones medidas en columna de pulgadas de agua, pudiéndose hacer ambas simulaciones simultáneamente. [SWS, 1995]

5.3.3. - Soluciones Técnicas

La información de redes suministradas por el usuario son usadas para el proceso de construcción de un set no lineal de ecuaciones matemáticas. Estas ecuaciones matemáticas forman el modelo del sistema de tuberías. La solución de estas ecuaciones provee predicciones de presión, flujo, coeficientes de válvulas, velocidad y el diámetro de las tuberías.

Tan pronto la red de tuberías es implantada al sistema, el set de ecuaciones matemáticas que lo representa son interconectadas basándose en la aplicación de la primera ley de Kirchhoff's. Esta ley física establece que la sumatoria de los flujos en un nodo es igual a cero para la conservación de la masa. Esto puede ser expresado con la siguiente relación para flujos en un nodo: [SWS, 1995]

$$f_j = \sum_{i=1} Q_i + Q_{N_j} \quad J_N = 1 \dots N_N \quad (11)$$

Donde J_N representa cada nodo de la red, N_N es el número de nodos en la red, Q es el flujo en los elementos, Q_N es el flujo en el nodo y la sumatoria es para todos los elementos que inciden al nodo J_N . Según la primera ley de Kirchhoff's, la interrelación de estos nodos conforman una red de tuberías. Un set continuo de ecuaciones de nodos matemáticamente no lineales son desarrolladas y resueltas con el método iterativo de Newton-Raphson. Por un sistema de nodos N_N , existirá un nodo N_N de ecuación continua, seguidamente se muestra la relación para un nodo N_N :

$$F = f(\text{NCE Parameters}, P, Q_N) \quad (12)$$

En las ecuaciones, NCE Parameters y P, presión, han sido sustituidas por Q, el flujo en los elementos. El procedimiento para solventar este sistema se refiere al acercamiento de nodos para el balanceo de presiones y el flujo de la red de gas.

5.3.4. - Reglas para las variables desconocidas

Para ecuaciones independientes de N_N , deben haber la misma cantidad de variables desconocidas, si se quiere que las ecuaciones sean solventadas para una solución única. Las variables desconocidas pueden ser cualquier combinación de nodos de presión, nodos de fluido y parámetros de los elementos (NCE), siempre que el sistema de ecuaciones sea independiente y soluble. Como una consecuencia de esta flexibilidad, es posible que al usuario se le presente un problema en el cual la ecuación de nodos esté sobredeterminada o indeterminada. Si el usuario se encuentra con este problema será insolventable.

Todas las redes de gas que puedan ser construidas y operadas bajo un estado conocido de variables pueden ser modeladas. Para tal fin, se presentan al usuario las siguientes cuatro reglas que pueden ser de ayuda: [SWS, 1995]

1. En un sistema de nodos N_N debe haber la misma cantidad variables desconocidas.
2. Debe haber por lo menos un flujo en un nodo que sea desconocido.
3. Debe haber por lo menos una presión en un nodo que fuese conocida.
4. Por cada nodo de flujo desconocido y por cada NCE desconocido debe haber un nodo con presión establecida.

5.3.5. - Los Casos Base

En los casos bases, todos los parámetros NCE son fijados, de un estatus conocido para una solución. Hay un flujo desconocido y una presión fijada. No importa como está interconectado el sistema o como los conocidos y desconocidos flujos y presiones son colocados, esta estructura de desconocidos siempre es válida. A continuación se explican los distintos casos presentados: [SWS, 1995]

Caso A. Una presión es fijada y otra presión es desconocida. En este caso la presión de la fuente es conocida y la rata de flujo a suplir es calculada.

Caso B. Una presión es fijada y un flujo es desconocido. En este caso la presión de la carga es conocida; por lo tanto ambas la presión y el flujo son calculados.

Caso C. Una presión es fijada y un flujo es desconocido. En este caso en lugar de calcular la presión de la fuente, una carga desconocida es resuelta basada en una presión de la red conocida. Siempre que el flujo del nodo especificado en la fuente sea mayor que la suma de todos los flujos de cargas conocidos, un flujo negativo en un nodo deberá ser calculado.

Caso D. La variación en el caso base con la adición de un segundo flujo desconocido y una presión conocida. Dos presiones de fuentes son calculadas basadas en las dos presiones conocidas.

Caso E. La variación en el caso base con la adición de un segundo desconocido y una presión conocida. El flujo y cargas de la fuente son determinadas.

Caso F. Este caso ilustra a una estructura invalida desconocida. El flujo en la mano izquierda lateral esta sobredeterminado, mientras, al mismo tiempo, la porción del ala de la mano derecha de la red esta indeterminada.

Estos mismos casos son presentados en los elementos desconocidos como se ve ejemplificado en el Anexo N° 3.

5.4. – PROCESO DE CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD

5.4.1. – Ecuación de estado

El simulador Stoner/Synergiee soporta un número de opciones para la determinación del factor de compresibilidad del gas. Compresibilidad es un término usado para contabilizar por la desviación entre un estado actual en el sistema que se está modelando y el del gas ideal. El simulador llevará a cabo este acercamiento, pues es válido cuando Z es una simple función de presión y temperatura para el gas dado, siendo esto razonablemente cierto para la mayoría de las mezclas de hidrocarburos.

5.4.2. – Métodos Disponibles

Varios acercamientos a la compresibilidad están disponibles en el simulador Stoner/Synergiee, sobre el cual un método global es seleccionado para todos los elementos. Cada compresor individual en una red puede usar un método que difiere del sistema global del método seleccionado, si el usuario así lo desea. Los métodos principales para calcular la compresibilidad son: [SWS, 1995]

1. El gas es tratado como ideal, en cuyo caso es usado un factor de compresibilidad $Z = 1,0$.
2. Para modelaje con gas natural, es utilizada la correlación de la data presentada por AGA-IGT en el reporte número 10, tabla D7-A de “Flujo estable en tuberías de Gas”, mostrado en el Anexo N° 4. El cálculo es válido para el gas teniendo una temperatura entre 30 °F y 60 °F, a una presión de 1000 psig y una gravedad específica de 0,6.
3. Para el modelaje del gas natural, utilizando la correlación anterior presentado en el Anexo N° 4, ha sido hecha para extender el rango de la tabla de temperaturas entre 30 °F y 120 °F, y la presión hasta 1380 psig. Esta correlación es también válida para las variaciones de la gravitación del gas.

5.5. – UNIDADES

Las unidades de medida para todos los valores numéricos están siempre indicadas y mostradas en el manual del usuario, referenciadas a través de esta documentación, (ver Anexo N° 5).

El simulador Stoner/Synergiee está predeterminado con unidades estándares inglesas. Alternativamente, el usuario puede proveer unidades apropiadas y nombres de unidades en la sección de unidades del simulador. En este trabajo, se debe utilizar unidades estándares inglesas como unidades del sistema internacional por razones de operabilidad, es decir algunos valores fueron utilizado con la mezcla de las unidades métrica e inglesas debido a la costumbre de operabilidad que posee la empresa como por ejemplo se denota que la presión es expresada en psig y el flujo es expresado en m^3/h , por lo tanto este tipo de caso ocurre según sea el caso de la operación por lo cual las unidades se presenta en todo momento acompañando cualquier numeración.

5.6. – ECUACIÓN UTILIZADA

Para poder trabajar con este simulador, es necesario establecer entre otras cosas, la ecuación que define el comportamiento del sistema y por la cual se obtienen resultados cercanos al real comportamiento del modelo a simular.

5.6.1. – Simbología

En el Anexo N° 6, se ve expresada la generalidad de la simbología utilizada por el simulador en todas sus operaciones para poder obtener una mejor comprensión de las ecuaciones utilizadas.

5.6.2. – Selección de ecuación base

Las tuberías son los componentes básicos de cualquier sistema. Las diferentes tuberías o elementos disponibles ofrecen facilidades primordiales. Ellas solamente difieren en la formulación de la ecuación usada para calcular la pérdida de presión y el flujo en las tuberías de gas. Muchas tuberías pueden ser mezcladas entre si en un sistema. Por ejemplo algunas tuberías pueden usar un tipo de fórmula y otras otro si se desea, según sea el caso.

La duda que siempre surge, es cual ecuación debe usarse. Todas las ecuaciones de tuberías tienen sus usos tradicionales en la industria del gas natural y sus rangos de condiciones de operación para las cuales se ajustan. Sin embargo, algunas vienen por un período de tiempo con consideraciones ajustadas por el programa, de la utilización de una solución directa de la ecuación de Colebrook. Desde hace tiempo se ha reconocido que esta ecuación representa la más correcta expresión para pérdidas ocasionada por la fricción con flujos de fluidos y es usada con las bases del diagrama de Moody. Por estas razones, el uso de un tipo de ecuación fundamental es recomendada a menos que el usuario tenga una razón para hacer lo contrario.

Debido a lo expuesto anteriormente, para el caso en estudio de la distribución de gas metano de la zona Guarenas-Guatire, se ha seleccionado la “Ecuación Fundamental con Factor de Fricción Variable y Eficiencia”, conocida además como “Ecuación FM”, por ser ésta, la ecuación base de donde se derivan el resto de las ecuaciones. [SWS, 1995]

A continuación se expresa la ecuación seleccionada para los cálculos base de flujo y presión:

$$Q = (\eta + 1) \times 77,54 \times \frac{T_b}{P_b} \times d^{2,5} \times E \left[\frac{P_{IN}^2 - P_{2N}^2 - \frac{0,0375 \times G(h_2 - h_1) \times P_L^2}{Z \times T_g}}{G \times T_g \times L \times Z \times fr} \right]^{0,5} \quad (13)$$

Es importante señalar, que la ecuación FM, fue desarrollada con los métodos mencionados en el Capítulo III del trabajo y utilizando las tablas encontradas en el Anexo N° 7, lo que permitió la seguridad en su selección.

5.7. – DEFINICIÓN DE PARÁMETROS

Antes de realizar la implantación de la red en el simulador (SWS) se deben tomar en cuenta ciertos parámetros y condiciones estándares los cuales determinan el tipo de resultado que se va a obtener a la hora de hacer las simulaciones. Los parámetros contemplan condiciones tales como, tipo de tuberías, condiciones de las mismas, rugosidades, temperaturas de trabajo, temperaturas del ambiente, gravedad específica, eficiencia de transmisión, diámetros, longitudes, peso molecular del gas, constantes, factor de compresibilidad del fluido, entalpías, velocidades permitidas, aceleración de la gravedad entre otros.

5.7.1.- Valores Estándares

Dentro de los valores más importantes a determinar para los cálculos y definición de las propiedades del gas metano están, la presión atmosférica, la presión base y la temperatura base, estos valores servirán para especificar el volumen de un pie cúbico estándar de gas, y partiendo de estos, para conseguir las propiedades físicas y termodinámicas requeridas por el simulador y realizar así, los cálculos con máxima eficiencia.

Dichos valores son extraídos de las reglas internacionales de transmisión y distribución de gas en tuberías los cuales son presentados en la Tabla N° 5:

Tabla N° 5. Parámetros Preliminares. [SWS, 1995]

Parámetros	Unidades Inglesas	Unidades Métricas
Presión Atmosférica	14,73 psia	101,56 kPa
Presión Base	14,73 psia	101,56 kPa
Temperatura Base	68 °F	20 °C

5.7.2.- Parámetros Secundarios

Una vez determinados los valores anteriores se procede a la estandarización de valores generales de primer uso en los cálculos de flujos en tuberías los cuales requieren valores como gravedad específica, rugosidad de las tuberías, eficiencia, temperatura del ambiente, valores de fricción, temperatura del fluido a distribuir u otros. Estos valores vienen predeterminados en una sección del simulador, presentados en la siguiente tabla:

Tabla N° 6. Parámetros Secundarios. [SWS, 1995]

Parámetro	Unidades Inglesas	Unidades Métricas
Temperatura Ambiente	68 °F	20 °C
BTU	1000 BTU/SCF	37,26 MJOUL/M ³
Eficiencia	0,95	0,95
Factor de Fricción	0,015	0,015
Gravedad Especifica	0,69	0,69
Rugosidad	0,0018 pulgadas	0,046 mm
Temperatura del Gas	68 °F	20 °C

Estos valores vienen predeterminados en los catálogos del simulador para realizar los cálculos necesarios y así llevar a cabo las simulaciones, sin embargo, algunos de ellos han sido cambiados para efectos de acople con la región en la cual se esta realizando la simulación, en este caso, Guarenas y Guatire.

5.7.3.- Reajuste de Parámetros

Debido a las condiciones que se presentan en la red de distribución de gas metano a nivel industrial en el sector de Guarenas-Guatire, se deben realizar ciertos cambios en los parámetros predeterminados por el simulador a fin de adecuar estos a las condiciones reales que en ella se presentan.

Entre los parámetros más importantes de analizar, se encuentran: el de la rugosidad que presenta la tubería utilizada, ya que el mismo es un valor que representa un estado óptimo de la tubería, es decir, el valor que representan las crestas formadas por el material cuando éste está nuevo, el cual por definición estándar es de 0,046 mm (0,0018 pulgadas) para una tubería hecha de acero schedule 40. En zonas como Caracas, sería entendible que este parámetro sea cambiado puesto que el sistema de tuberías data de más de 30 años, sin embargo, tras previas pruebas realizadas por la empresa a tramos de tuberías, se asegura que en este ramal, el cual es uno de los más recientes, no se presentan problemas de corrosión, ni de otro factor que obligue a cambiar el valor de rugosidad predeterminado. Otros parámetros que deben ser considerados para la simulación de la red en estudio, son la temperatura del ambiente y la temperatura a la que pudiera estar el fluido dentro de las tuberías los cuales evidentemente son diferentes a los estándares por los diferentes climas según las zonas que posee el país. [SWS, 1995]

La temperatura del ambiente como bien se sabe, es variante alrededor del día durante las estaciones del año, por lo que se consideró una temperatura promedio de 25 °C (77 °F), aunque ésta no es realmente la temperatura del ambiente de la zona, sino la temperatura a la cual están rodeadas las tuberías casi en un 99 % de ellas, debido a que estas se encuentran enterradas alrededor de 1 metro de profundidad con respecto a la superficie, disminuyendo así la temperatura real del ambiente, que se aproxima a los 28 °C (82,4 °F) de promedio en el año. Con respecto a la temperatura del fluido es muy difícil determinar la misma con exactitud, puesto que dicha temperatura varía con las distintas situaciones como cambio de velocidades, regulación, diámetros, reducciones, obstrucciones u otros. Por lo tanto se recomienda tomar una temperatura promedio de 20 °C (68 °F), teniendo como referencia la temperatura de salida del gas de las estaciones a una velocidad promedio de 40 m/s (131,23 f/s) y a una presión de 56 psig (386,1 kPa).

CAPÍTULO VI.- METODOLOGÍA

La metodología a seguir para alcanzar el cumplimiento total de los objetivos propuestos en este trabajo especial de grado se presenta seguidamente:

6.1.-ANÁLISIS DE LA RED DEL SECTOR GUARENAS-GUATIRE

1. Identificación del ramal Guarenas-Guatire, para lo cual se debe:
 - 1.1 Sectorizar los ramales principales y subramales.
 - 1.2 Ubicar los clientes que conforman el ramal
 - 1.3 Investigar los diámetros de cada tramo.
2. Analizar el registro anual de consumos de cada cliente proporcionado por el departamento de facturación, para proceder a:
 - 2.1 Clasificar cada cliente por su estado actual en el sistema, es decir, activo, suspendido o retirado.
 - 2.2. Establecer los posibles Patrones de Operación, que den lugar a la base de datos del simulador:
 - 2.2.1 *Tipo A.* Consumos de Guarenas-Guatire por lo establecido en contrato (OMEM).
 - 2.2.2 *Tipo B.* Consumos máximos de los clientes de Guarenas- Guatire.
 - 2.2.3 *Tipo C.* Valores máximos registrados por los clientes comparando entre su consumo real y el contractual (OMEM).
 - 2.3. Seleccionar el Patrón de Operación del ramal Guarenas-Guatire, requerido para la simulación .
3. Levantamiento de datos mediante visitas a campo, a fin de obtener los siguientes parámetros:
 - 3.1 Longitudes de los ramales y subramales.
 - 3.2 Presión de llegada a clientes clave.

Se deben recolectar los datos de presión de llegada a las estaciones y consumos registrados por los clientes a lo largo de la red, en distintos puntos, factores determinantes para la calibración de la red.

6.2.- DIBUJO DEL ESQUEMÁTICO EN EL SIMULADOR STONER-SYNERGEE.

En un principio la empresa cuenta con un dibujo patrón del sistema en el programa de diseño gráfico Autocad (ver Anexo N° 8), debido a esto y gracias a que entre las facilidades que presenta el Stoner se encuentra la de poder importar gráficos desde otros programas de diseño, se hizo uso de esta herramienta y se extrajo el dibujo patrón desde Autocad hacia el simulador; ahora teniendo este dibujo en la pantalla del Stoner, se procedió a dibujar con los comandos del mismo sobre el patrón.

La ventaja de este tipo de esquemático radica en la posibilidad de obtener resultados rápidamente, a diferencia de si se hubiera utilizado un dibujo patrón que contemplara además la zona urbana del sector industrial, cuyo archivo ocupa demasiado espacio en la memoria de los equipos, lo que hubiese dado como resultado una simulación lenta y un diseño engorroso en el programa de simulación.

Se deben identificar en el simulador los elementos de la red como, las tuberías, la estación principal de regulación, las estaciones de distrito, los clientes y las derivaciones, para que así sean reconocidos por el Stoner/Synergiee. Es necesario además introducir para cada uno de estos elementos sus características básicas (ecuación base que rige su comportamiento, tipos de elementos entre otras), mediante el uso del catálogo de elementos que posee este programa.

En la siguiente figura se muestra este catálogo de elementos donde se le permite al usuario seleccionar el tipo y características de éstos que se desea utilizar:

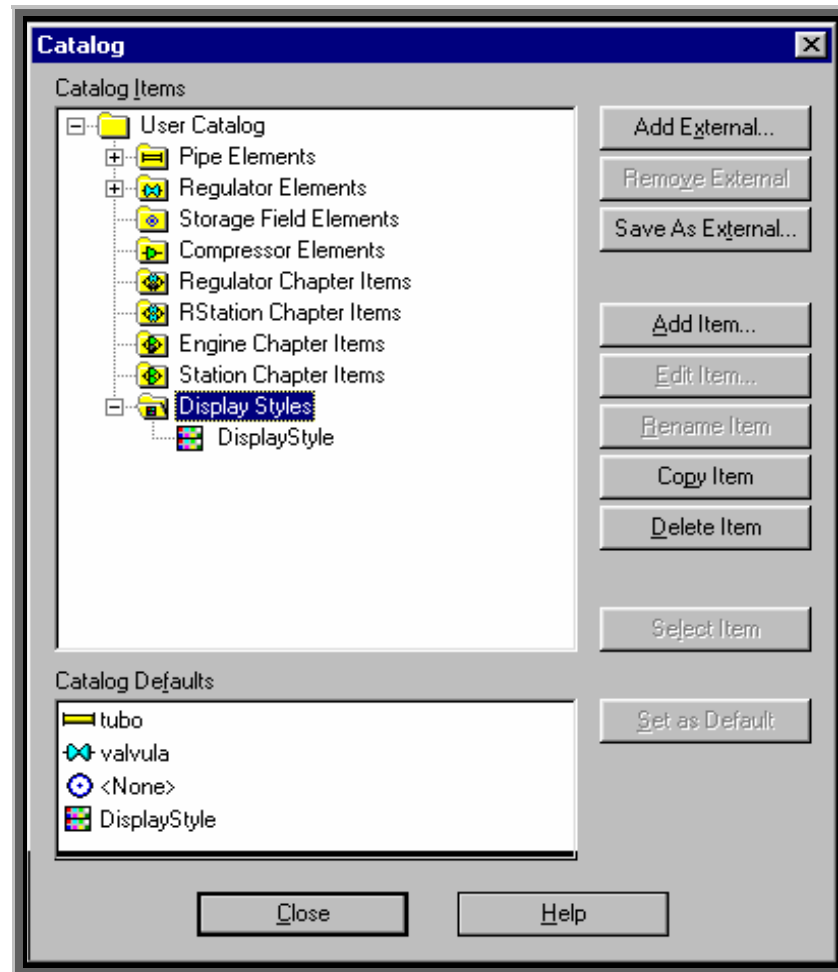


FIGURA N° 15. Catálogo de Elementos.

1. Dibujar el esquemático.

Entre los elementos usados para completar el esquemático se utilizaron: tuberías, válvulas, nodos finales representando los clientes y un regulador. Cada uno de estos elementos tienen especificaciones independientes y diferentes entre ellas, explicadas a continuación.

Tubería.

Debido a que el primer componente del esquemático son las tuberías, éstas son las primeras en ser dibujar. Se empieza por seleccionar el comando de agregar tubería (ver el Anexo N° 9 donde se muestran los diferentes comandos para agregar los distintos elementos al esquemático), luego se nombra con un número el nodo de extremo izquierdo o de inicio de la tubería (color rojo):

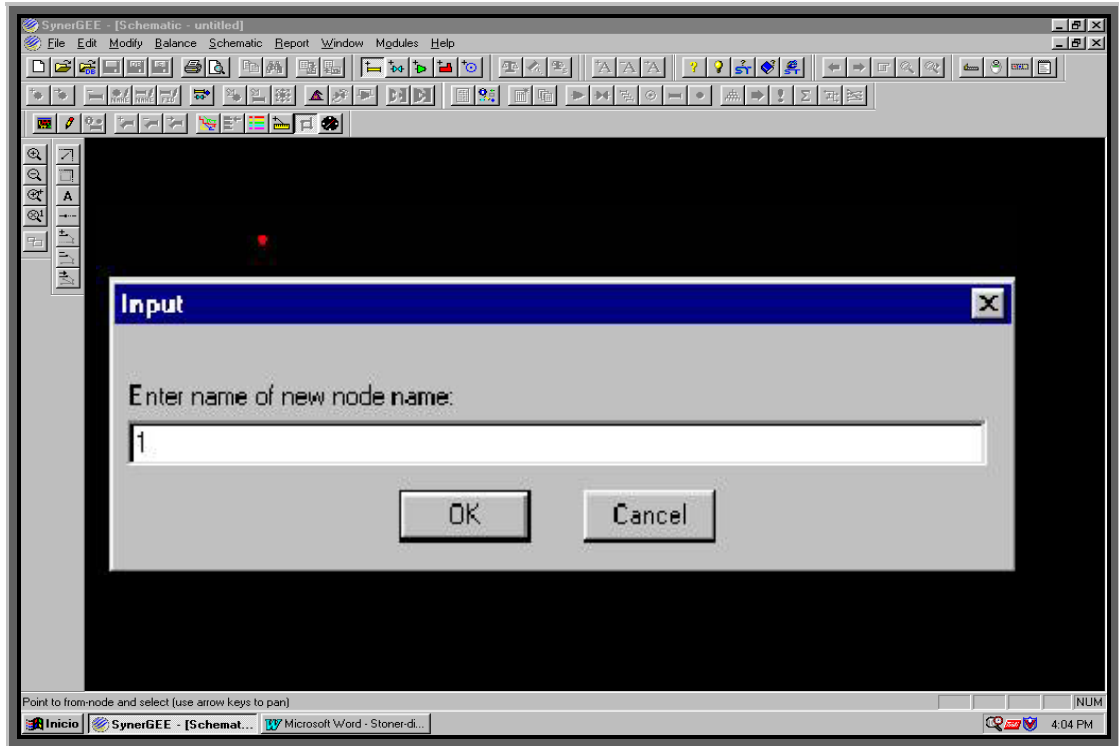


FIGURA N° 16. Enumeración del nodo de inicio que conforma la tubería.

En el dibujo, se debe estimar la longitud del que se desee la tubería hasta delimitarla, identificando con un número el extremo derecho del elemento como se muestra:

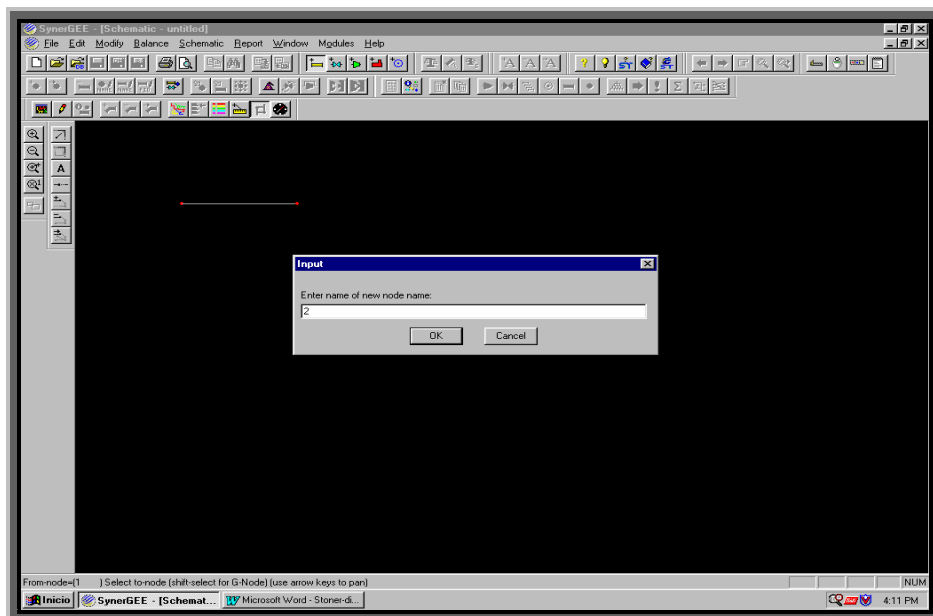


FIGURA N° 17. Enumeración del segundo nodo extremo de la tubería.

Luego de establecer físicamente la tubería (cuando el nuevo elemento se torna de color blanco) en el esquemático, es cuando aparece el llamado a introducir las características específicas del elemento, esta ventana aparece como se muestra a continuación:

Property	Value	Unit	Description
FID	E0000050		Facility Identification Description
FROM	45		From-Node name
TO	49		To-Node name
TYPE	FM		NCE equation type
STATUS	KNOWN		Status of primary NCE parameter
DIAM	6.065	(INCHES)	Internal Diameter
LENGTH	693.0	(METERS)	Pipe length
LOAD	0.0	(M3/HR)	NCE load
SG	0.69		Specific gravity of gas flowing through element
TEMP	20.0	(DEG.C)	Temperature of gas flowing through element
FRIC	0.017542		Friction factor
EFF	0.95		Efficiency (1.0 = 100%)
ROUGH	0.0018	(INCHES)	Pipe wall roughness
LOOPING	NO		Looping active

FIGURA N° 18. Características de una tubería.

Para identificar una tubería como elemento conocido para el simulador (en este caso tomando como ejemplo aquella que va desde el nodo 45 hasta el nodo 49), es necesario llenar la ventana de descripción (FIGURA N° 18) donde se deben colocar las propiedades de la tubería ya predeterminadas como: tipo de ecuación, gravedad específica del gas, temperatura del fluido, eficiencia de la tubería, y rugosidad; además de los datos recogidos de campo como lo son la longitud y el diámetro. Las otras características que posee una tubería como el factor de fricción, el Reynolds, entre otros, son calculados por el simulador como parte de la solución.

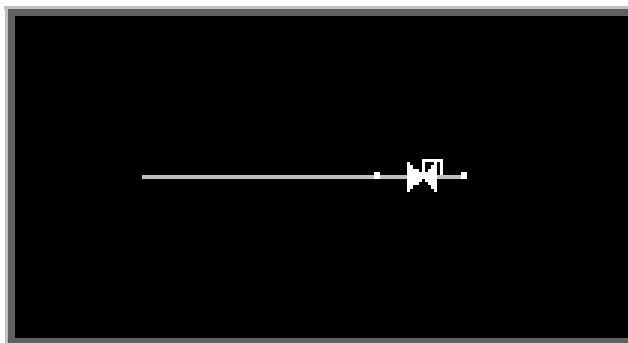
El diámetro que debe ser introducido entre las propiedades de una tubería es el diámetro interno y no diámetro nominal, por lo que se debe trabajar con los valores que a continuación se muestran en la Tabla N° 7.

Tabla N° 7. Equivalencia entre diámetro interno y diámetro nominal.

Diámetro Nominal (pulg)	Diámetro Interno (pulg)
2	2,067
3	3,068
4	4,026
6	6,065
8	7,981
10	10,020
12	12,000

🔗 Válvula.

Para dibujar una válvula, se continua desde el nodo final del elemento anterior y se hace click hasta situar el nodo extremo de la válvula:

**FIGURA N° 19.** Dibujo de una válvula.

En el caso de las válvulas, es necesario ajustar la constante de la válvula, y la gravedad específica del gas que fluye a través de la misma. Un valor apropiado para la constante de la válvula es un valor promedio de los consumos de los clientes. Esto debe ser ingresado en la ventana de propiedades de la válvula mostrada en la FIGURA N° 20.

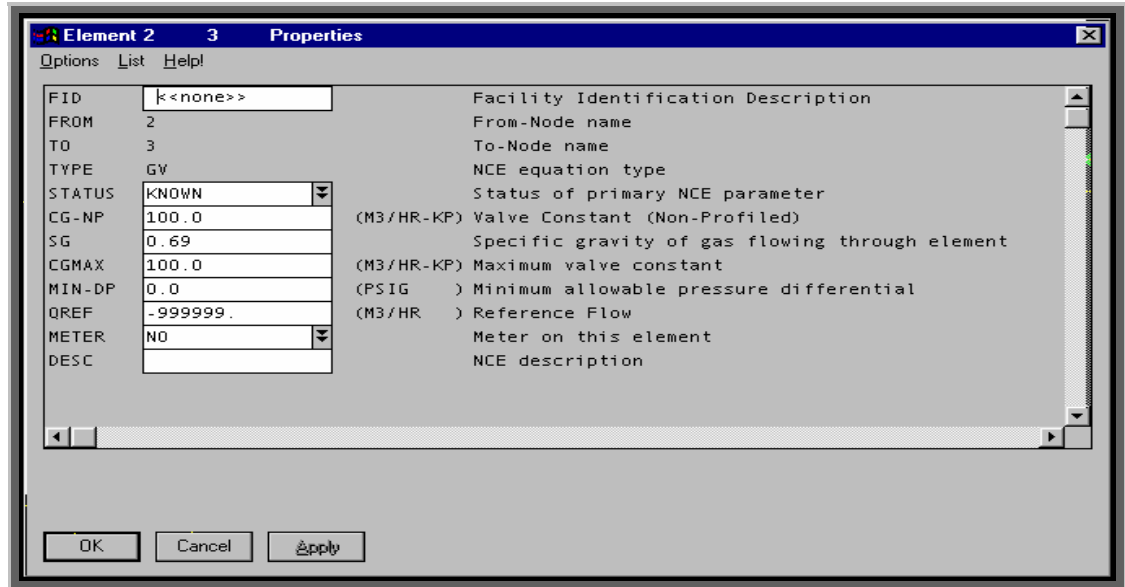


FIGURA N° 20. Propiedades de las Válvulas.

La válvula dibujada se mantiene de un color blanco y como se aprecia, en la parte inferior derecha de la FIGURA N° 21 hay un llamado de color turquesa que dice “unknown” pues aún el elemento no es reconocido por el simulador hasta que es especificada sus características en la siguiente ventana donde luego que el simulador la reconoce, se cambia a un color verde y este llamado desaparece.

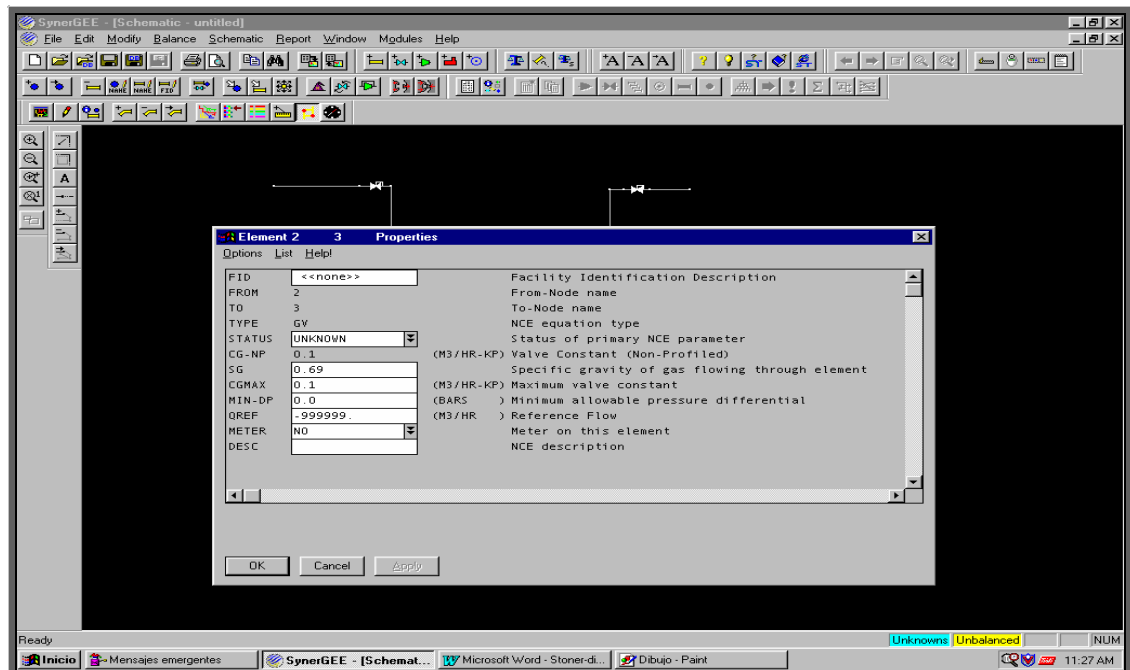


FIGURA N° 21. Petición al usuario de las características de la válvula.

Regulador.

En el esquemático que representa la red de distribución de gas metano de Guarenas-Guatire, sólo hay un regulador el cual se ubica al inicio del ramal y se encarga de hacer la regulación desde el troncal principal del sistema Anaco-Caracas-Barquisimeto (650 psig) hasta el inicio del ramal Guarenas-Guatire (250 psig).

Las especificaciones de un regulador son pedidas al usuario como se muestra en la FIGURA N° 22, donde además de los parámetros definidos anteriormente, se observa el valor de regulación que se presenta en la red. En el ramal Guarenas Guatire se cuenta con una sola regulación, ubicada al inicio del sistema en la Estación de Regulación Primaria (ERP) “Guarenas”.

Parameter	Value	Description
FID	<<none>>	Facility Identification Description
FROM	800	From-Node name
TO	282	To-Node name
TYPE	FI	NCE equation type
STATUS	UNKNOWN	Status of primary NCE parameter
CG-NP	2.74022	(M3/HR-KP) Valve Constant (Non-Profiled)
SG	0.69	Specific gravity of gas flowing through element
TEMP	20.0	(DEG.C) Temperature of gas flowing through element
CGMAX	100.0	(M3/HR-KP) Maximum valve constant
MIN-DP	10.0	(PSIG) Minimum allowable pressure differential
SET-P	250.0	(PSIG) Set pressure
SETNOD	282	Set-pressure node name
C1	0.01	Cg/Cv
QREF	-999999.	(M3/HR) Reference Flow
METER	NO	Meter on this element
DESC		NCE description

FIGURA N° 22. Propiedades de un regulador

Consumo de cliente.

Luego que se establecen todas las características de los elementos y una vez con colores amarillo las tuberías y verde las válvulas, queda especificar los nodos libres como clientes, apareciendo el llamado como se muestra en la siguiente figura.

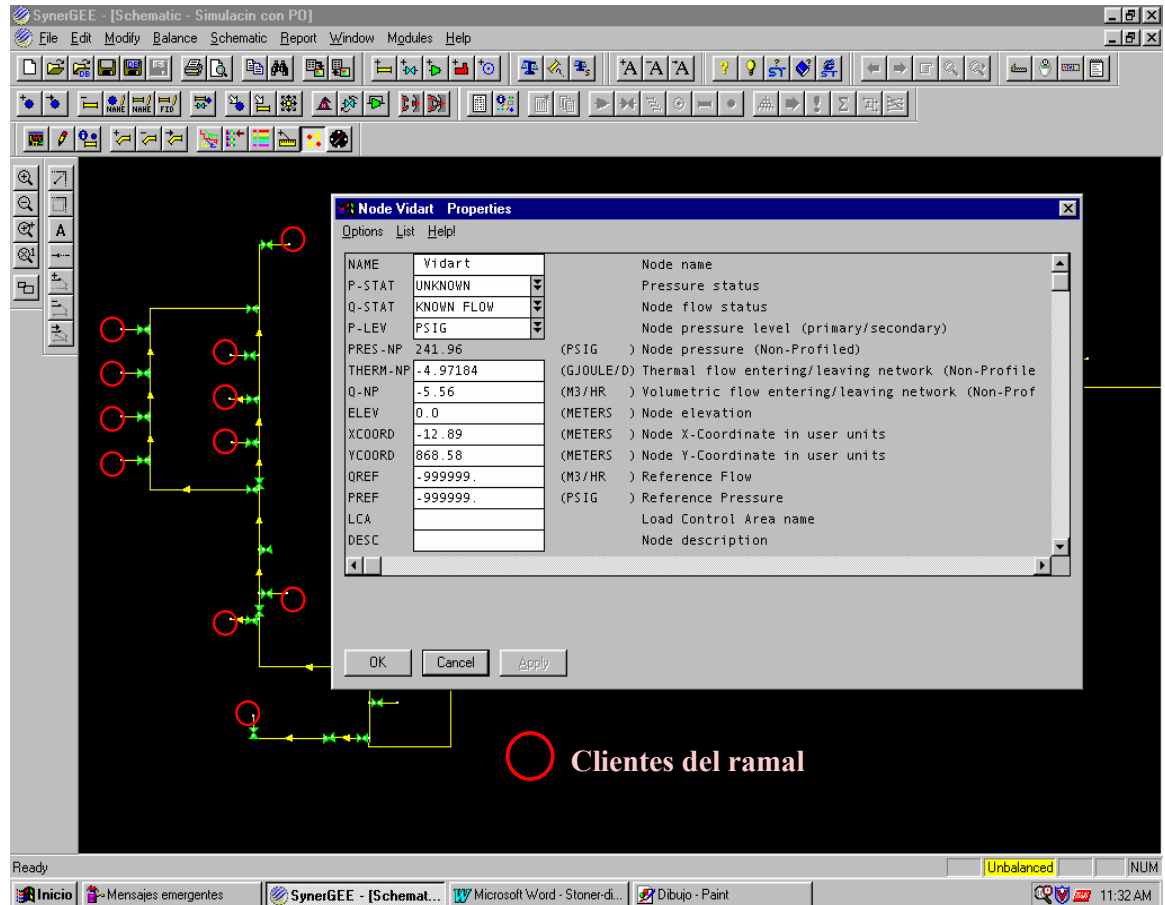


FIGURA N° 23. Llamado a la información del cliente.

El consumo de los clientes representado en el esquemático por un nodo final, se establece en la ventana de solicitud de las propiedades del nodo, donde se debe colocar el nombre del cliente con el código de contrato o el nombre del cliente y el gas consumido por el cliente en m^3/h , este último se introduce con signo negativo debido a que el flujo sale del sistema, además el estatus de la presión se coloca como desconocido para que posteriormente lo resuelva el simulador, mientras que el estatus del flujo se pone como conocido y se escribe más abajo el valor del mismo. A continuación se muestra la ventana para colocar los datos de cada cliente, mostrando como ejemplo a el cliente “Vidart”.

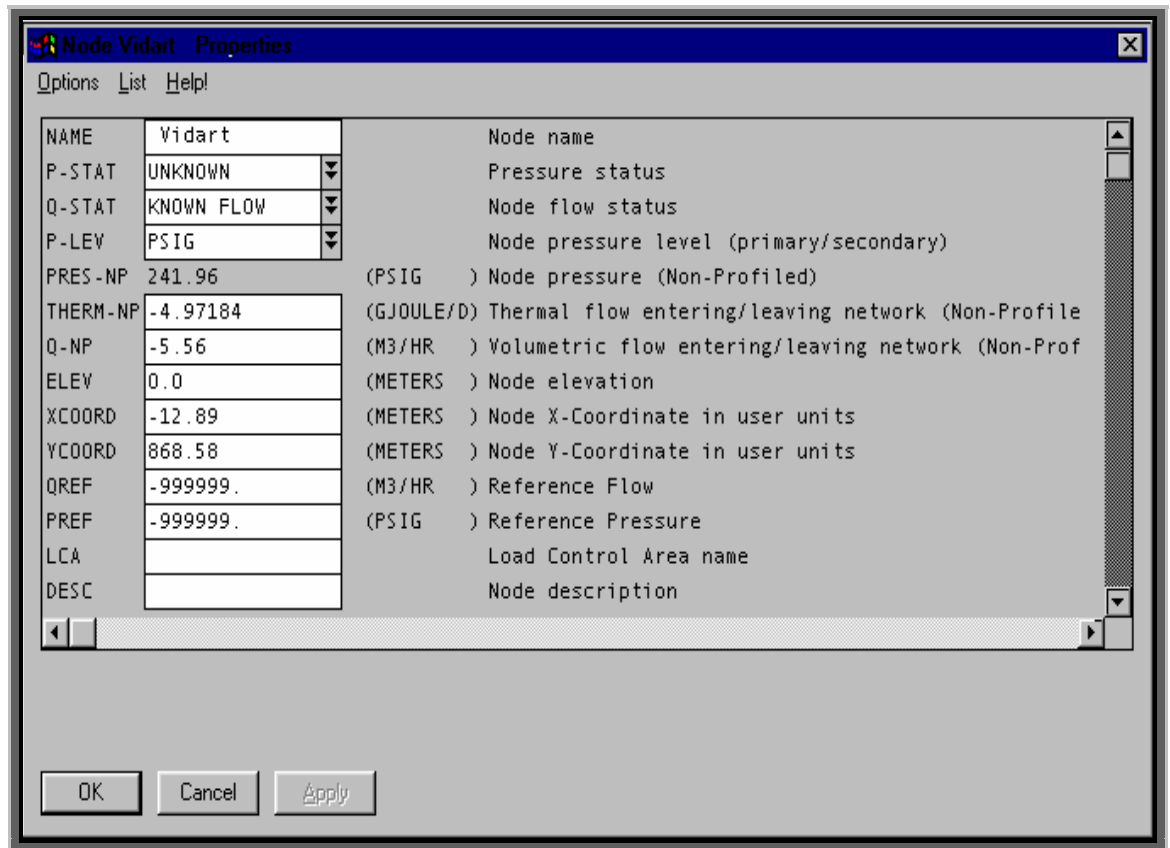


FIGURA N° 24. Características del Cliente.

2. Balancear el esquemático.

El paso siguiente es balancear, haciendo clic en el comando especial para esto, sin embargo si a el usuario no ha identificado completamente algún elemento, el simulador dará la nota siguiente: “Chequear que todos los datos sean conocidos por el simulador”



FIGURA N° 25. Llamado de error.

Una vez confirmado que todos los elementos estén debidamente identificados y sus características sean completamente conocidas, se prosigue a balancear

automáticamente el esquemático, inmediatamente aparece el registro total del sistema que se está balanceando colocando el total de elementos que posee el esquemático, el número de incógnitas que resolvió y en cuantas iteraciones lo realizó (FIGURA N° 26).

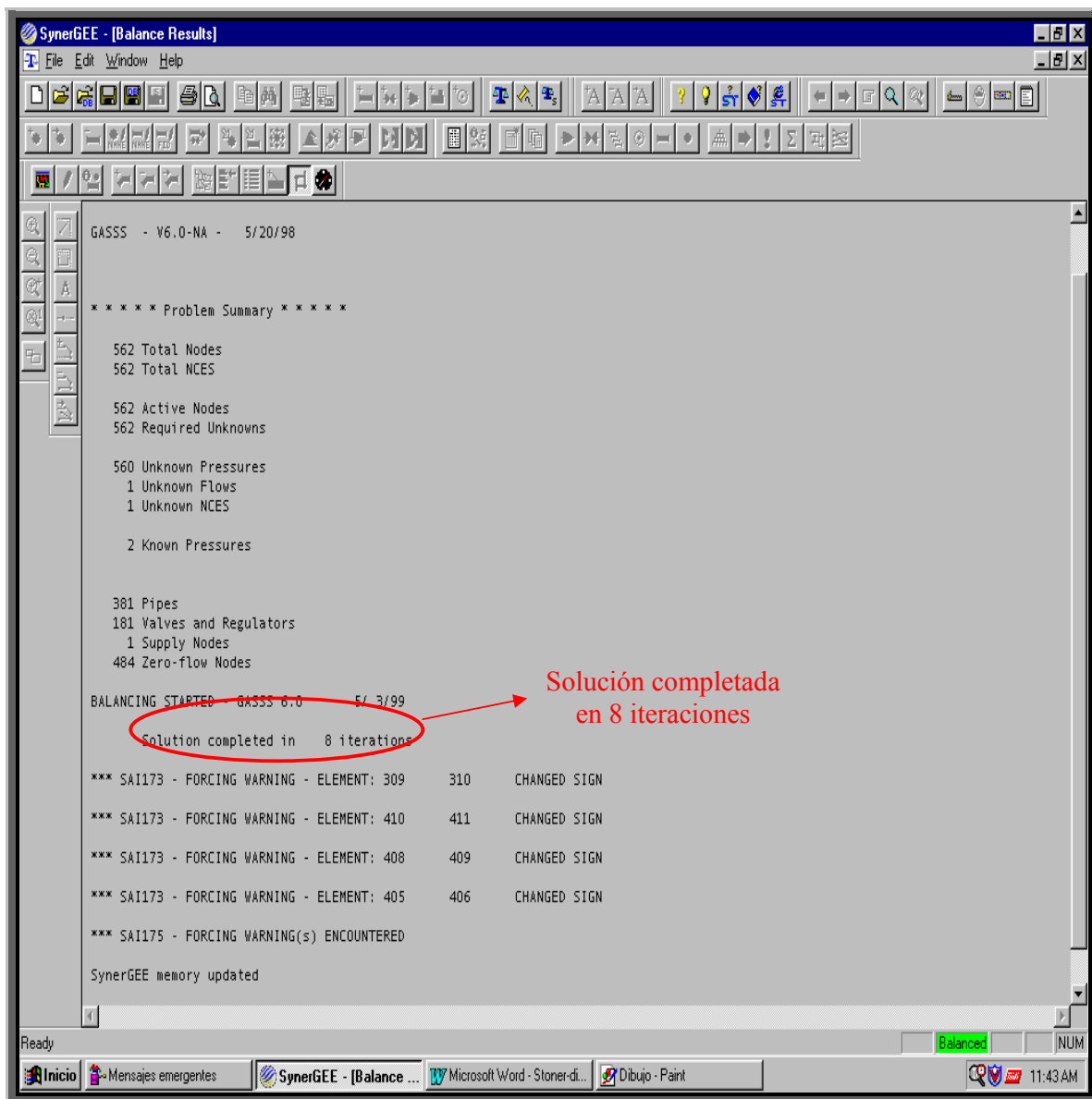


FIGURA N° 26. Balanceo del sistema Guarenas-Guatire.

El esquemático de la red de distribución de Guarenas-Guatire fue balanceado por el Stoner/Synergee en 8 iteraciones lo cual evidencia un sistema consistente. Luego de que el simulador reconoce el esquemático como un sistema balanceado, éste cambia su llamado en la parte inferior derecha de la pantalla de color amarillo a color verde con el llamado “Balanceado” como se aprecia en la FIGURA N° 26.

3. Solicitar los resultados del parámetro de la presión.

Luego de que el simulador Stoner/Synergiee resuelve el sistema, se puede hacer el llamado al comando “Settings”, el cual permite conocer las características más generales ya resueltas por el simulador sobre el comportamiento de la red.

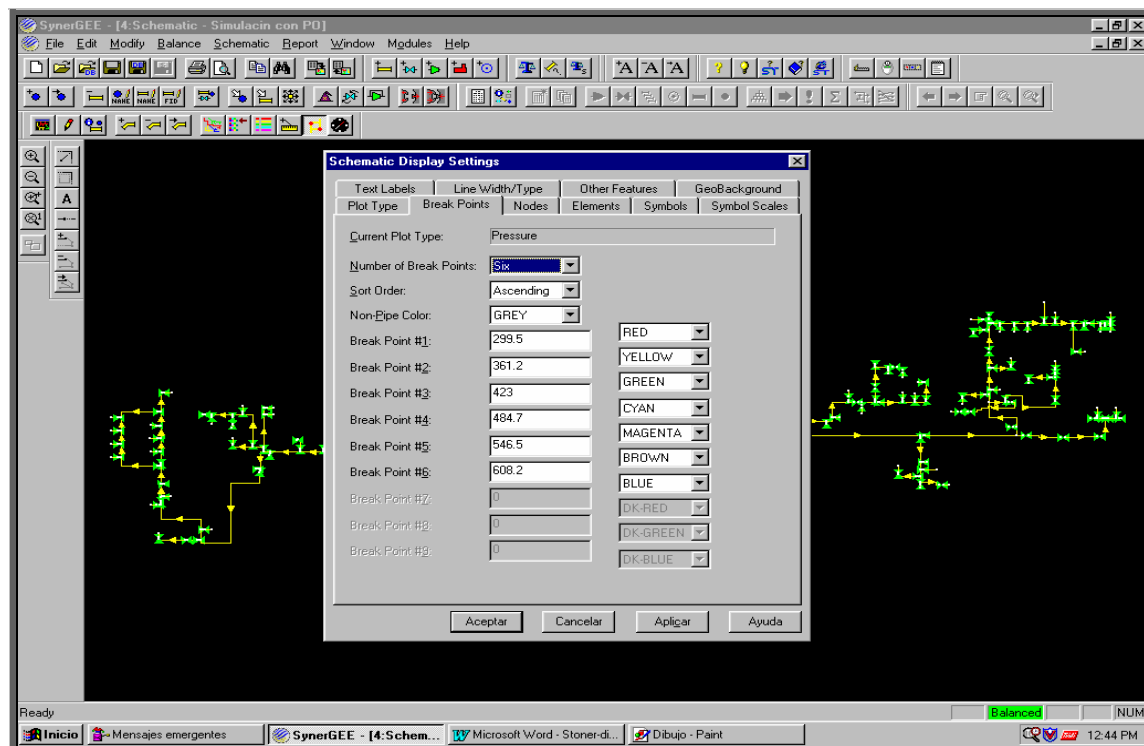


FIGURA N° 27. Conocimiento del comportamiento del ramal.

La solución más importante que da el simulador es el comportamiento del ramal frente al parámetro de la presión. Para esto el Stoner da la posibilidad de marcar el esquemático de diferentes colores de acuerdo a las presiones más relevantes que se registren. Para esto se utiliza el siguiente menú (FIGURA N° 28), donde el usuario puede establecer los diferentes rangos de presión y el color con el que se quiere marcar el esquemático.

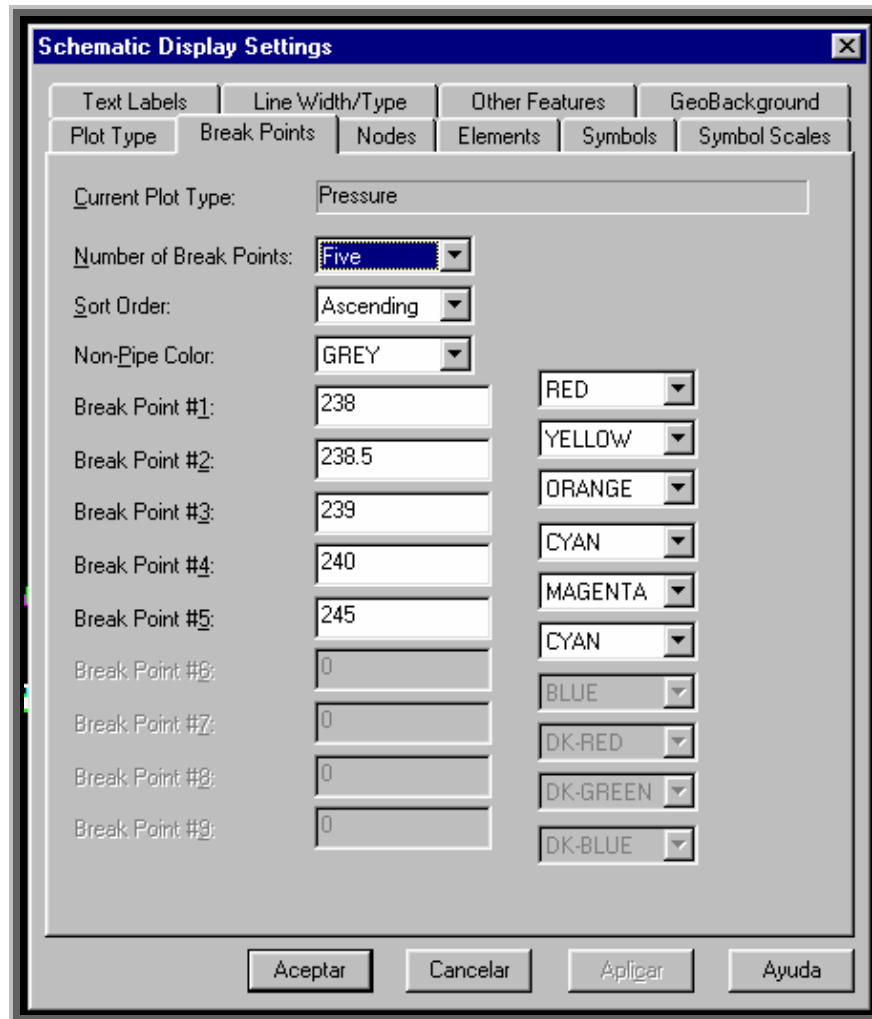


FIGURA N° 28. Menú para los Break Points de rangos de presión.

Posteriormente, aparece una leyenda al lado del esquemático mostrando los rangos de presión antes establecidos con los cuales se dividió el ramal y al lado de cada rango, el número de tuberías que operan con esa presión en todo el esquemático. Además, en la parte inferior es mostrada la presión mínima y máxima en el ramal.

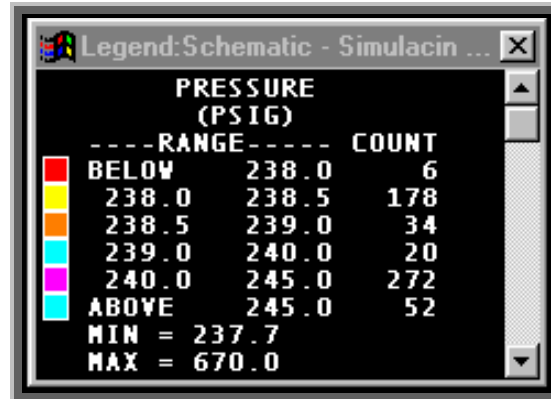


FIGURA N° 29. Leyenda de presión del esquemático.

A continuación se muestra el esquemático dividido en los colores que representan los rangos de las diferentes presiones establecidas anteriormente.

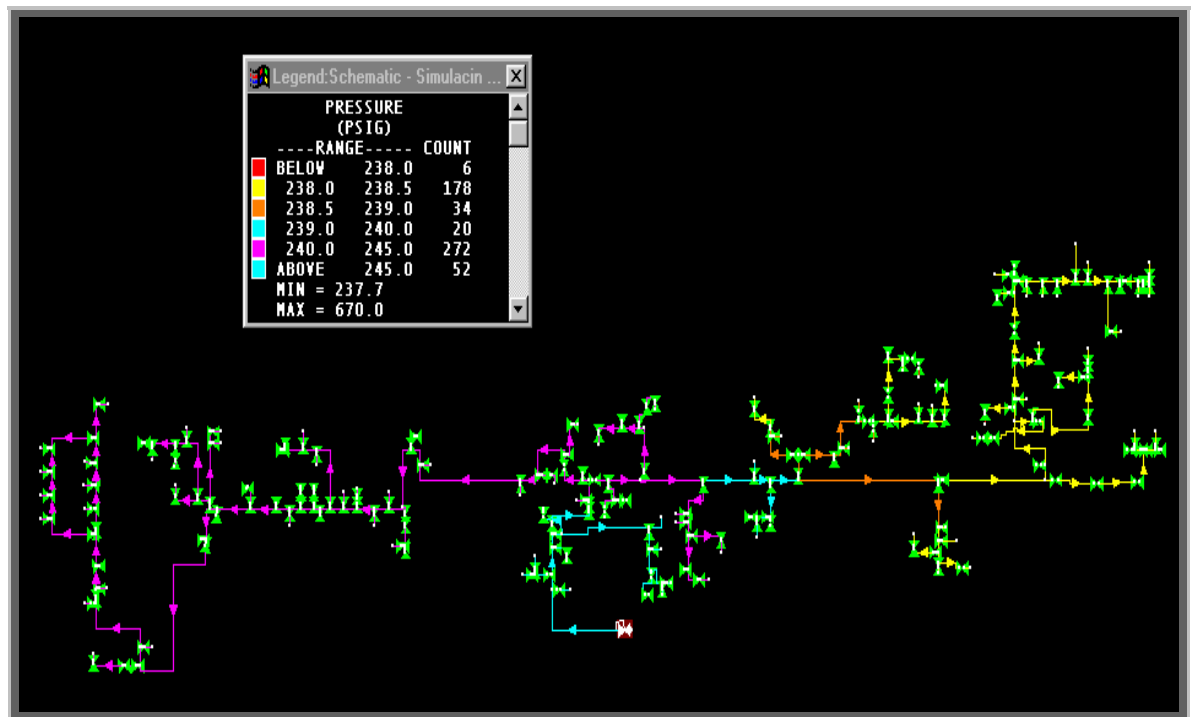


FIGURA N° 30. Configuración del ramal Guarenas-Guatire de acuerdo a la presión.

4. Reportar los resultados del Stoner/Synergiee.

El simulador reporta los resultados de todos los elementos, es decir, de las tuberías, las válvulas, los reguladores y los nodos. Entre los parámetros de mayor interés que son solicitados para los reportes de las tuberías están: los nombres de los nodos de la tubería, longitud, diámetro, velocidad del gas dentro del tubo, presión aguas arriba y aguas abajo, número de Reynolds, factor de fricción y factor de compresibilidad.

A continuación se muestra la ventana del simulador donde se escogen los parámetros que se desean conocer. En primer lugar se selecciona el elemento del cual se desea saber su comportamiento en “Feature List”, como la FIGURA N° 31 muestra seleccionando “Pipes” (tubería), luego en la columna “Parameters List” se encuentran los diferentes parámetros que se pueden mostrar sobre las tuberías de la red y por último en “Report Column List” aparecen los parámetros escogidos en la columna anterior que el usuario desea mostrar en el reporte final.

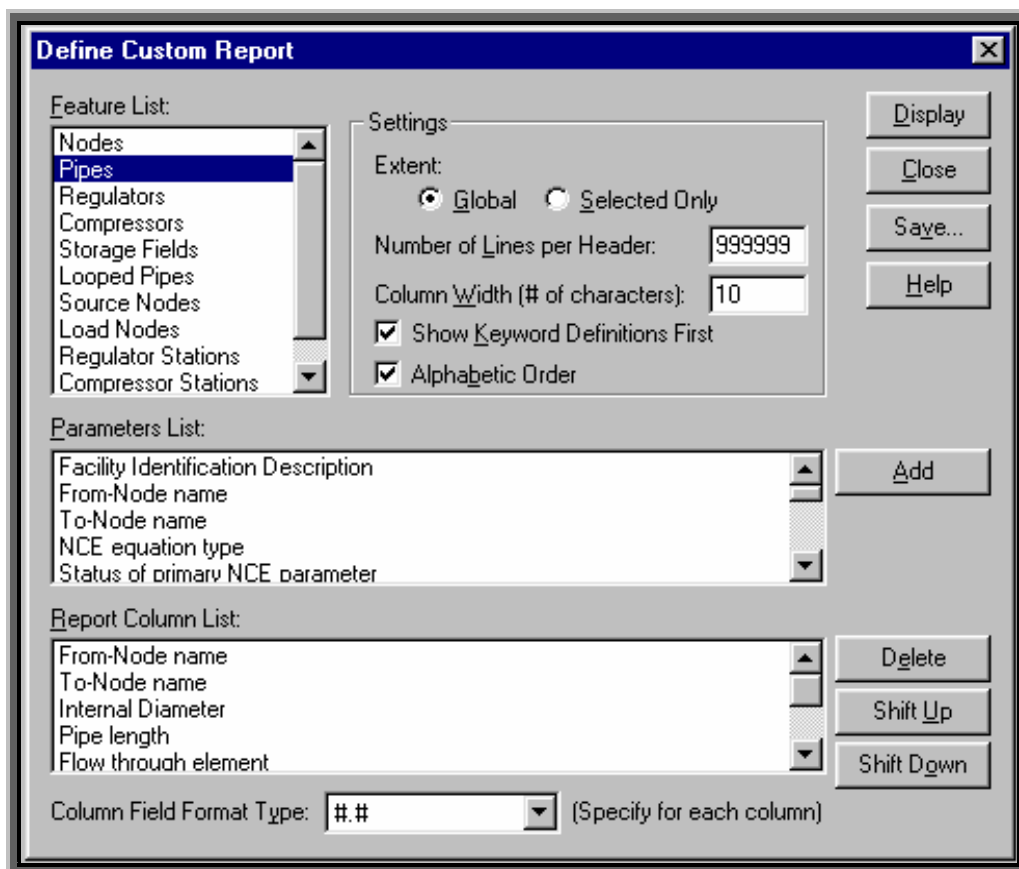


FIGURA N° 31. Definición del Reporte.

6.3.-CALIBRACIÓN DE LA RED DE GUARENAS-GUATIRE

La calibración o validación de los resultados que da el simulador consiste en comprobar que el comportamiento de la red simulada refleja lo observado y estudiado en campo. Para esto es necesario llevar a cabo los siguientes pasos:

1. Cargar los consumos de la OMEM asociadas al ramal Guarenas-Guatire.

La calibración del sistema se realiza con los datos de consumo OMEM pues estos valores representan el volumen que la empresa está en obligación de suministrar, por tal se parte del conocimiento que la empresa da seguridad que la red bajo este perfil opera en condiciones óptimas pues cada vez que un cliente solicita el suministro de este recurso, el departamento de ingeniería realiza un estudio de pre-factibilidad asegurando con esto que la red puede cumplir con los requerimientos de la zona.

2. Simular el sistema.

Una vez cargado todos los consumos OMEM de cada cliente, se procede a balancear automáticamente la red, que no es más que la simulación del sistema, obteniéndose como resultado las presiones, velocidades del fluido entre otras características que rigen el comportamiento del mismo, terminando con lo que se conoce como la pre-calibración.

3. Comparar el comportamiento de la red, con la data real de campo.

Este paso consiste en verificar que el resultado de la simulación anterior concuerde con las condiciones de operación recogidas en campo. El parámetro a comparar primordialmente es la presión, si éste no se ajusta de manera aproximada a la realidad, entonces se deben revisar los parámetros y características del sistema tanto real como lo registrado en la empresa.

4. Realizar la simulación definitiva con los ajustes necesarios en la red.

Luego de balancear nuevamente el sistema con los datos ajustados en la red, se prosigue a comparar con el parámetro de la presión final hasta alcanzar un acercamiento y calibrar así el sistema. En el Anexo N° 20 se muestra el reporte de la simulación del sistema calibrado con datos OMEM.

6.4.- SIMULACIÓN DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE

1. Introducir los datos del Patrón de Operación seleccionado.
2. Simular el ramal Guarenas-Guatire.
3. Simular la Capacidad de:
 - 3.1. El ramal Guarenas-Guatire.
 - 3.2. Capacidad por tramos de Guarenas y Guatire.
 - 3.3. Capacidad por sub ramales.
4. Identificar los clientes que representen puntos sensibles del ramal, a fin de evaluar la capacidad y disponibilidad del mismo.
5. Simular la red incrementando el consumo en los puntos críticos de cada ramal principal, debido a que la capacidad de un sistema de gas puede variar en función de la distancia que exista entre la fuente y cada una de las diferentes entregas de gas que se realizan en la red.

6.5.- DETERMINACIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DEL RAMAL GUARENAS GUATIRE

A partir de los resultados obtenidos en la simulación, y con el fin de señalar el direccionamiento de nuevos mercados para el sistema en estudio, es importante Determinar la Disponibilidad Comercial del sistema, para lo cual se establece el siguiente procedimiento:

1. Establecer la base comercial del sistema (BCS) en base al Patrón de Operación seleccionado, de acuerdo a lo antes expuesto.
2. Ubicar condiciones de entrega críticas del sistema. Por lo general, éstas se localizan al final de la red y están asociadas a mínimas presiones de llegada.
3. Seleccionar los diferentes puntos del sistema para que se evalúe la disponibilidad. Cada uno de dichos puntos de medición puede ser seleccionado en línea con alguno de los siguientes criterios: alto pronóstico de demanda futura, punto neurálgico de la red de distribución de gas o punto terminal de la misma.
4. Ordenar los puntos seleccionados para evaluar las disponibilidades a lo largo del sistema en el sentido contrario al flujo; es decir, la evaluación se realizó desde la ubicación más lejana a la fuente, hacia la más cercana. Una vez seleccionados dichos puntos, determinar la base comercial de cada uno de ellos (BCP), la cual se establece considerando el volumen de gas comprometido.

5. Tomar el primer punto de evaluación, que corresponde al más lejano a la fuente y establecer en él un consumo adicional imaginario, el cual se incrementará paulatinamente hasta tanto no se viole alguna de las condiciones críticas de entrega, establecidas en el paso número 2 de este procedimiento. La magnitud final del consumo imaginario que se obtenga representó la disponibilidad comercial en el punto evaluado (DCP), la cual permite calcular la capacidad comercial en el mismo. Esto se representa bajo la siguiente ecuación:

$$CCP \text{ [MMPCSD]} = BCP + DCP \quad (14)$$

Adicionalmente, esta disponibilidad puntual se puede expresar en términos porcentuales de la siguiente forma:

$$DP \text{ [%]} = \frac{DCP}{CCP} \quad (15)$$

Partiendo del resultado obtenido, es de gran utilidad conocer cuanto representa la disponibilidad en el punto evaluado respecto a la capacidad comercial del sistema, lo cual es determinado mediante el uso de la siguiente ecuación:

$$DS \text{ [%]} = \frac{DCP}{CCS} \quad (16)$$

donde:

$$CCS \text{ [MMPCSD]} = BCS + DCP \quad (17)$$

6. Concluida la evaluación de un punto en particular, retornar a la condición original establecida por la base comercial del sistema (BCS) y proceder a evaluar el siguiente punto de medición, empleando para ello la metodología especificada en el paso número 5 del procedimiento y repetirlo para cada uno de los puntos de medición seleccionados.

Con este procedimiento se establece el perfil de disponibilidades comerciales a lo largo del sistema de distribución evaluado. Es de hacer notar que en cada evaluación particular, la única variable que se afecta es el consumo imaginario en iteración.

6.6.-ESTUDIO DE LA DEMANDA DEL SISTEMA

Es necesario analizar la proyección de la demanda de este recurso, con el fin de determinar hasta que año la infraestructura existente puede suplir los requerimientos energéticos que se registrarán en la región. Para ello se deben seguir los siguientes pasos:

1. Sectorizar los clientes por tipo de industria.
2. Proyectar el comportamiento de los sectores industriales en el ramal Guarenas-Guatire.
3. Analizar el comportamiento del ramal por crecimiento de la zona industrial.

6.7.-EMISIÓN DE RECOMENDACIONES

1. Emitir recomendaciones del sistema actual de Guarenas-Guatire.
2. Dar recomendaciones para la incorporación de nuevos clientes.

CAPÍTULO VII.- IDENTIFICACIÓN DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE

Es necesario conocer el estado inicial de este ramal, pues ésta es la información con la cual se trabajaba en la empresa ante cualquier actividad que se presente en Guarenas-Guatire. Luego de determinar el estado base o inicial del sistema es vital identificar claramente las condiciones con las que se trabaja en la red, y así determinar el alcance de la investigación del ramal de distribución Guarenas-Guatire.

7.1.CONFORMACIÓN BASE DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE.

La red de distribución de Guarenas-Guatire, se encarga de alimentar las zonas industriales en los sectores de Guarenas y Guatire, y a través de las estaciones de distrito a las zonas comerciales y residenciales de los municipios Plaza y Zamora.

Esta red se encuentra en un constante cambio en cuanto al número de clientes que posee, pues por distintas razones, la empresa se ve obligada a desconectar el suministro de gas metano hasta llegar en muchos casos a la desincorporación de la estación de suministro del cliente; también y aunque en menor proporción, nuevos clientes solicitan el servicio y son incorporados a la red. Es por ello, que las variaciones encontradas en el trabajo se basan principalmente en el suministro de este energético.

La conformación base del sistema Guarenas-Guatire estaba integrada por un total de 89 clientes activos (ver Anexo N° 10.), retirándose 9 clientes a lo largo del año anterior al estudio, y con miras a captar 12 posibles clientes nuevos. A continuación se presenta la tabla que muestra el estado base de la red.

Tabla N° 8. Información base del sistema Guarenas-Guatire.

N° de clientes activos	Consumo máximo (MMPCSD)	OMEM (MMPCSD)
89	26,34	21,54

7.2. CONFORMACIÓN ACTUAL DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE.

Estado Físico.

Para determinar el estado actual del sistema, fue necesario el levantamiento de datos mediante visitas a campo, a fin de investigar y corroborar las características de la infraestructura existente como longitudes y diámetros de las tuberías que forman las redes de distribución de gas.

El sistema de distribución Guarenas-Guatire posee una única alimentación llamada “Estación de Regulación Primaria Guarenas”. Este ramal se encuentra dividido físicamente en dos sub-ramales, como lo son, el sub-ramal Guarenas y el sub-ramal Guatire, ambos sub-ramales se encuentran conformados a su vez por distintas derivaciones independientes entre ellas, lo que permite hacer estudios específicos.

En el Anexo N° 11, se muestra la división, para cada sub-ramal, en las distintas derivaciones y a su vez la ubicación de los clientes actuales a lo largo del sistema de distribución. Los diámetros de ambos sub-ramales son mostrados en el Anexo N° 12.

A continuación en la Tabla N° 9, se muestra la conformación física actual del sub-ramal Guarenas, donde para cada derivación es señalado el número de clientes al que se surte gas metano, la longitud total de distribución y los diámetros de las tuberías que conforman cada derivación.

Tabla N° 9. Estado físico actual del sub-ramal Guarenas.

Derivación	N° de clientes que lo conforman	Longitud de tubería que lo comprende (m)	Diámetro (pulg)
Guarenas	14	8716	10; 2
Cuyuni	2	80	2
Dtto.Guarenas- Alfarería Venezuela	5	1005	2; 4; 6
Trapichito	1	420	4
Tecnolam	1	280	2; 4
Interconexión Holsum-Duncan	6	840	2;4
Cyanamid	4	2300	2; 3; 4; 6
Interconexión Alfobaño-Pisano	8	3409	2; 3; 4;

En total, el sub-ramal Guarenas se encuentra conformado por ocho sub-ramales o derivaciones que suministran gas metano a un total de 41 clientes, contando para ello con una red de tuberías de 17050m (17,05 Km) de longitud y 26 válvulas de seccionamiento a lo largo de este sub-ramal.

En la Tabla N° 10, son señaladas las características físicas que presenta el sub-ramal Guatire.

Tabla N° 10. Estado físico actual del sub-ramal Guatire.

Derivación	N° de clientes que lo conforman	Longitud de tubería que lo comprende (m)	Diámetros (pulg)
Guatire	2	6990	2; 4; 8
Buenaventura	1	169	4; 6
Minigrip	2	1848	3; 4
Helazón	4	1448	2; 3; 4
Alba-Bondex	10	3686	2; 3; 4; 6
Obra Limpia	5	840	2; 3; 6
Alatreca-La Rosa	2	2296	2; 3; 4; 6
Barnix	3	2284	3; 4;
Terrinca	4	1540	2; 3; 6
Promade	6	1372	2; 4

El sub-ramal Guatire se encuentra conformado por diez sub-ramales o derivaciones que suministran gas metano a un total de 39 clientes, contando para ello con una red de tuberías de 22473m (22,473 Km) de longitud y 37 válvulas de seccionamiento a lo largo del sub-ramal.

Por consiguiente y tomando ambos sub-ramales, el ramal completo Guarenas-Guatire cuenta con 80 clientes activos, 9 clientes retirados y cuatro clientes posibles a captar para ello cuenta con una infraestructura total de 39523 m de longitud de tubería (39,52 Km) y 63 válvulas de seccionamiento a lo largo del ramal. En el Anexo N° 13, son presentadas las longitudes o progresivas de todo el ramal Guarenas-Guatire.

Estado Operacional

La presión de alimentación de este ramal es de 250 psig sin ninguna regulación adicional a lo largo del sistema de distribución. La caída de presión a lo largo del ramal es de máximo $\Delta P = 10$ psig. Siendo este punto el extremo del sub-ramal Guatire.

En el levantamiento de datos mediante las visitas de campo, a nivel operacional, es necesario recolectar datos de presión de llegada a los clientes clave, es decir, la presión de llegada del sistema de distribución antes de la regulación que cada uno de los clientes hace en sus respectivas estaciones. Los clientes clave representan aquellos clientes ubicados a los extremos de cada derivación donde por su ubicación pueden mostrar mayores caídas de presión. Estas presiones a lo largo del ramal, permiten armar un patrón del comportamiento en el ramal y así realizar una buena selección del Patrón de Operación con el que se simula (esto se explica más adelante). Sin embargo las tomas de presiones a la llegada de las estaciones de cada cliente clave, no presentaban una caída de presión considerable entre ellas, por lo que únicamente se tomó las presiones en los extremos de los sub-ramales Guarenas y Guatire, recolectando unos $\Delta P = 10$ psig para Guatire y un $\Delta P = 5$ psig para Guarenas, partiendo ambos desde la alimentación ERP-Guarenas ubicados físicamente en el medio del ramal; por lo que se toma esta información como patrón del comportamiento operacional de la red.

Es importante además, el investigar los datos de consumo registrados para cada cliente a lo largo de la red, debido a que los flujos de consumo de los clientes industriales, son los que determinan la capacidad de un sistema de distribución industrial.

Para el estudio del consumo de los clientes, y como complemento del consumo, se recopiló además en los archivos de la empresa la información pertinente a cada uno de ellos, es decir, códigos, número de estaciones, días de trabajo, horas de trabajo, consumos de gas establecidos y consumos máximos. Todos estos datos se registraron en el Anexo N° 14, bajo el esquema presentado a continuación:

Tabla N° 11. Descripción de los Clientes Industriales

Cliente	Razón social del cliente	No. Stars	No. DE ESTACIÓN (EMR)	PC (psig)	OMEM (MCM)	Ø (pulg)	L (m)
Dasa	Industrias Dasa C.A.	SA2174	101700502006	90	65000	2	50

En la Tabla N° 11, se describe el nombre corto con el que se designa al cliente, la razón social, es decir, el nombre bajo el cual está registrado el cliente; el No. Stars, código perteneciente al número del contrato, el No. de estación que permite identificar el sector al que pertenece el cliente, la presión de contrato (PC), la OMEM (Obligación Máxima de Entrega Mensual), siendo éste el volumen que debe estar permanentemente disponible para el cliente indistintamente del consumo que haga y que viene expresado en metro cúbico por mes (MCM), para finalizar se indican los valores del diámetro y la longitud perteneciente a las características de la tubería desde la red principal hasta la estación del cliente industrial.

Reuniendo toda la información de cada cliente industrial, en materia de consumo de gas metano, la información se presenta como en la Tabla N° 12:

Tabla N° 12. Consumo de gas metano por cliente industrial

Cliente	No. Stars	PC (psig)	OMEM (MCM)	Consumo máximo (MCM)	Horas Labo.	Días Labo.	OMEM (MCH)	Cons. máx. (MCH)
Dasa	SA2174	90	65000	55250	12	22	246,21	209,28

El consumo máximo se refiere al mayor consumo registrado por el cliente en el período comprendido entre Enero-2001 a Enero-2002 y viene dado en metros cúbicos mes (MCM). Las horas y días de trabajo son útiles para determinar la frecuencia de trabajo de los clientes y para hacer la conversión de unidades de metros cúbicos mes (MCM) a metros cúbicos hora (MCH) que son las utilizadas generalmente en las mediciones de flujo y en las herramientas de simulación (las unidades de MCM son las

utilizadas por los departamentos de facturación y comercialización de la empresa). La Tabla N° 12 se encuentra desarrollada en el Anexo N° 15.

A continuación se muestra el consumo total de cada derivación según su respectivo sub-ramal, los consumo presentados en la tabla son los de mayor interés para la industria, éstos son: el Flujo máximo registrado (a lo largo del año 2001) y el Flujo contractual (OMEM), también se muestra el número de clientes que consumen ese flujo pues esto permite focalizar las derivaciones y los clientes de mayor consumo.

Tabla N° 13. Flujo de Consumo actual del sub-ramal Guarenas.

Derivación	N° de clientes	Flujo Máximo (MMPCD)	OMEM (MMPCD)
Guarenas	14	1,39	1,11
Cuyuni	2	0,33	0,29
Dtto.Guarenas- Alfarería Venezuela	5	3,35	3,77
Trapichito	1	0,15	0,28
Tecnolam	1	0,02	0,04
Interconexión Holsum-Duncan	6	0,63	0,59
Cyanamid	3	0,51	0,38
Interconexión Alfobaño-Pisano	9	0,64	0,46
TOTAL	41	7,03	6,93

En el sub-ramal Guarenas la derivación que posee mayor número de clientes industriales es la derivación “Guarenas” ,sin embargo la derivación que consume en mayor cantidad este recurso energético es “Distrito Guarenas-Alfarería Venezuela”. Como ya es apreciable, se comienza a evidenciar la discrepancia de consumos entre las dos columnas de flujos debido a que el OMEM debería ser mayor o igual al consumo máximo, detalle que se analizará con mayor profundidad más adelante.

La distribución en porcentajes del Flujo Máximo de las derivaciones con respecto al total del consumo del sub-ramal Guarenas se muestra a continuación en el GRÁFICO N° 1.

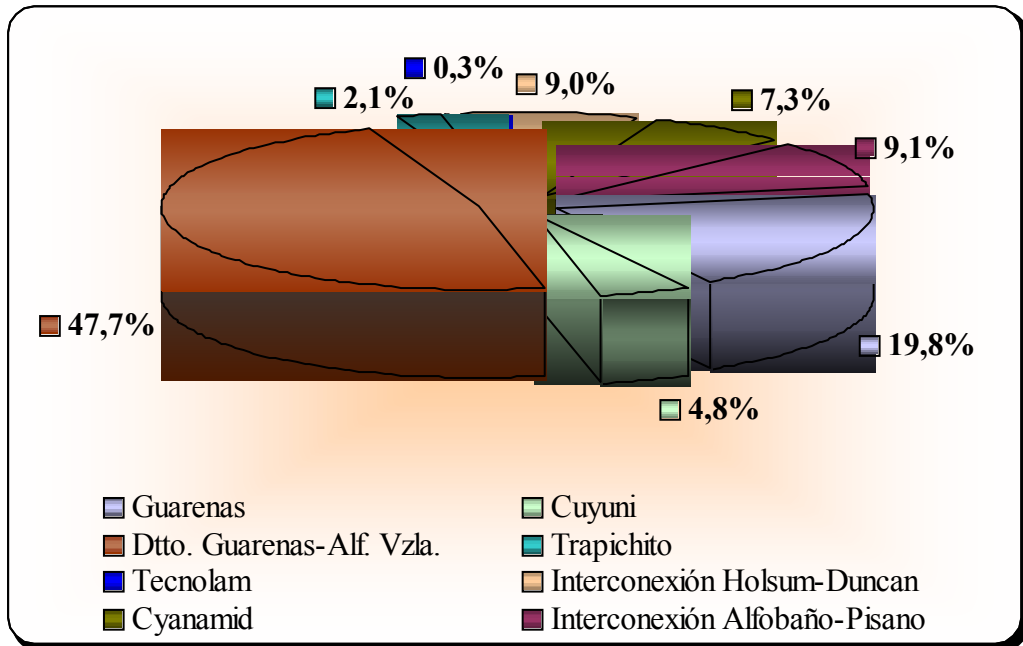


GRÁFICO N° 1. Distribución del Flujo Máximo en Guarenas por derivaciones.

Además es importante señalar la distribución del volumen comprometido por los clientes de manera contractual (OMEM), esta es representada en el siguiente gráfico:

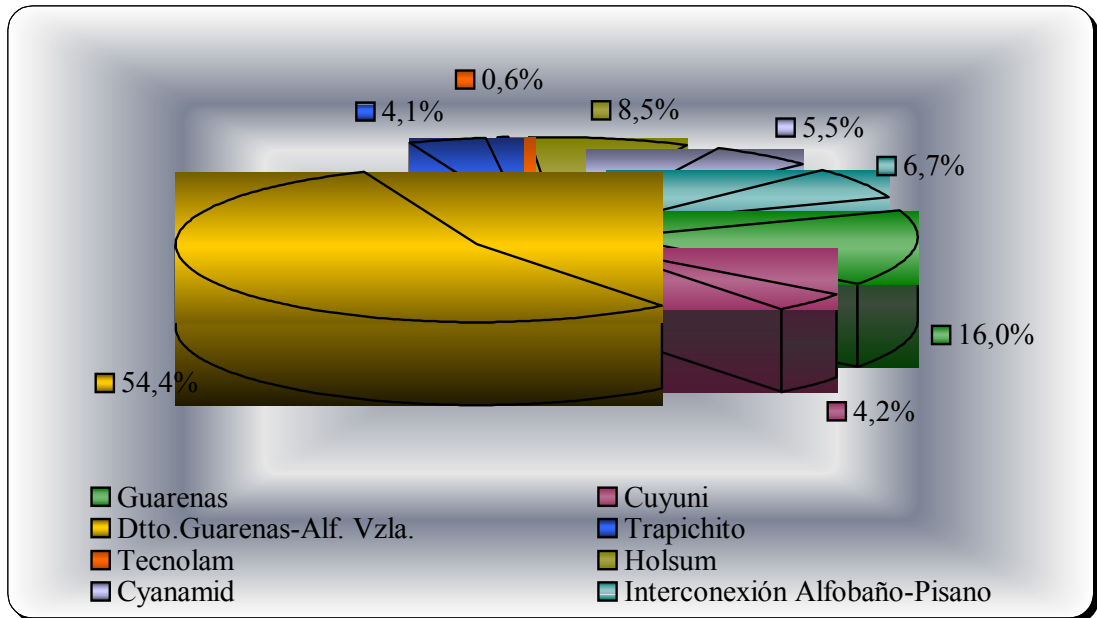


GRÁFICO N° 2. Distribución de la OMEM en Guarenas por derivaciones.

Para el caso del estudio de los consumos máximos se tiene que el principal cliente consumidor es Alfarería Venezuela, representando un 35,7% del total del consumo en Guarenas; mientras que analizando la OMEM, el cliente de más elevado consumo es Alfarería Venezuela por tener un 42,6% del consumo total de este sub-ramal. Esta información es ampliada en el Anexo N° 16 para flujo máximo y en el Anexo N° 17 para la OMEM, donde se muestra la distribución del consumo de gas metano de los principales clientes, es decir, de acuerdo a los clientes de mayor consumo en Guarenas.

Tabla N° 14. Flujo de Consumo actual del sub-ramal Guatire.

Derivación	N° de clientes	Flujo Máximo (MMPCD)	OMEM (MMPCD)
Buenaventura	1	0,06	0,06
Minigrip	2	0,09	0,09
Helazón	4	0,12	0,08
Guatire	2	0,02	0,23
Alba-Bondex	10	2,40	1,46
Obra Limpia	5	1,30	1,39
Alatreca-La Rosa	2	0,18	0,30
Barnix	3	0,19	0,40
Terrinca	4	0,88	0,27
Promade	6	0,62	0,39
TOTAL	39	5,85	4,68

En el sub-ramal Guatire la derivación que posee mayor número de clientes industriales es la derivación “Alba-Bondex”, y además es la derivación que presenta mayor consumo de gas metano.

La composición del Flujo Máximo en el sub-ramal Guarenas por derivaciones se muestra a continuación en el GRÁFICO N° 3.

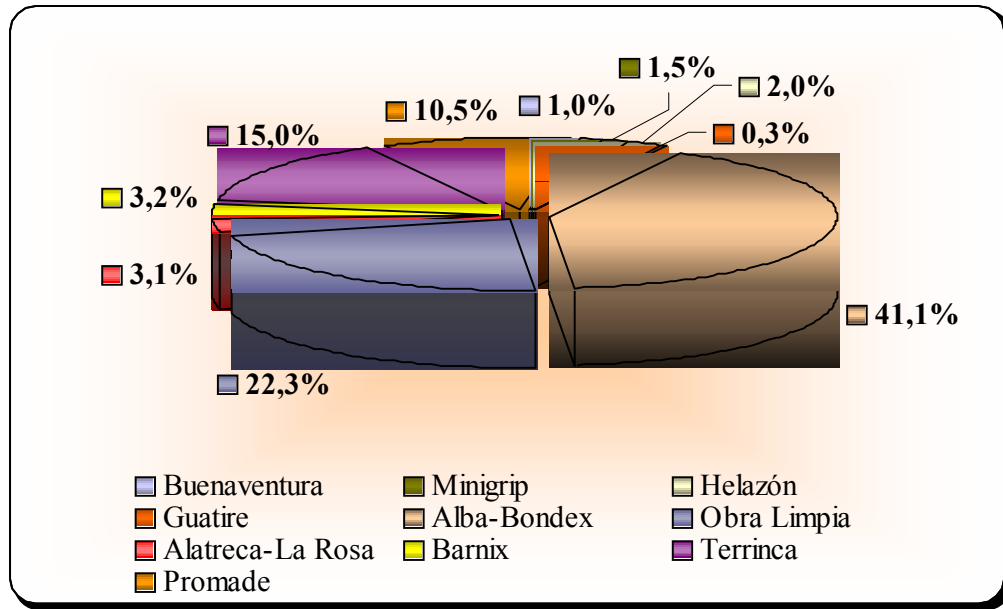


GRÁFICO N° 3. Distribución del Flujo Máximo en Guatire por derivaciones.

Analizando además la composición del volumen comprometido por sus derivaciones de manera contractual (OMEM), se muestra el siguiente gráfico:

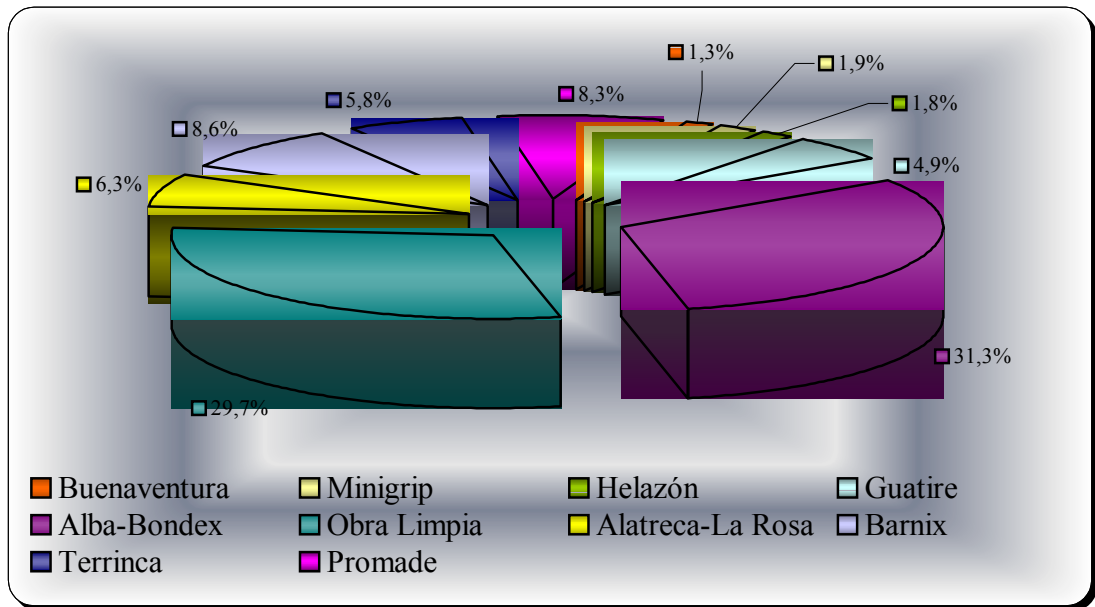


GRÁFICO N° 4. Distribución de la OMEM en Guatire por derivaciones.

En el sub-ramal Guatire el principal cliente consumidor para el renglón de Flujo máximo es Alfarería Alba, consumiendo un 14,1% del consumo en Guatire. En cuanto a la OMEM se presenta como cliente de más elevado consumo a la Alfarería Obra Limpia con un 13,4% del consumo total de OMEM de este sub-ramal. (Ver el Anexo N° 16 para flujo máximo y el Anexo N° 17 para la OMEM).

Actualmente se presenta en todo el ramal de Guarenas-Guatire un Flujo máximo de 12,88 MMPCD (15149,52 MCH) y un flujo contractual total (OMEM) de 11,61 MMPCD (13652,41 MCH).

CAPÍTULO VIII.- ANÁLISIS DEL TIPO DE CONSUMO DE GAS METANO EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN INDUSTRIAL

Un cliente industrial puede definirse en base a dos tipos de consumo (como se señaló anteriormente), el primero de ellos es el “Consumo OMEM”, el cual se establece entre el cliente y la empresa en el momento preciso del contrato; el segundo tipo es el “Consumo Facturado”, este es el consumo que todos los meses recoge la empresa directamente de las estaciones de cada cliente, de manera de tener un control real del consumo mensual de los mismos.

Por tal motivo, es necesario analizar los dos tipos de consumo de cada cliente proporcionado tanto por contrato como por el departamento de facturación, debido a que como ya es sabido, los flujos de consumo son el parámetro que determina el comportamiento de la red, y al analizar y seleccionar los datos más convenientes, se le podrá dar un patrón real o “Patrón de Operación” al simulador de manera que maneje un comportamiento cercano a la realidad en la red de gas metano.

8.1.- ESTABLECIMIENTO DE LOS POSIBLES PATRONES DE OPERACIÓN.

Es importante conocer el volumen de gas consumido por los clientes porque son los que establecen la capacidad de distribución de gas del sistema y los que permiten definir una posible necesidad de ampliación en el sistema desde el punto de vista de infraestructura y operacional.

El tipo de consumo que sea seleccionado para cada cliente, forma en general un Patrón de Operación, el cual se utiliza como una base de datos por el simulador, de manera de tener la seguridad de obtener resultados cercanos a la realidad del comportamiento del ramal Guarenas-Guatire a nivel industrial.

Tipo A. Consumos de Guarenas-Guatire por lo establecido en contrato (OMEM).

El Consumo OMEM, es aquel consumo contractual del cliente por el cual la empresa se hace responsable, es decir, es la obligación máxima de entrega mensual que PDVSA dispone para su cliente industrial. Este consumo contractual, es un acuerdo entre la empresa y el cliente luego de realizar una visita técnica a las instalaciones del solicitante del servicio con la finalidad de caracterizar los equipos que necesitarían este energético para su funcionamiento y así determinar la configuración de la estación del cliente.

Este consumo se encuentra disponible en MCM, sin embargo, con la investigación de la frecuencia del consumo de gas mensual (horas y días de trabajo) de cada cliente es posible manejarlo en MCH [m^3/h] (manejado por el departamento de operaciones) o en MMPCD (manejado por el departamento de Ingeniería).

Analizando el consumo total de OMEM en Guarenas-Guatire, 5501,21 MCH lo consumo Guatire y 8151,20 MCH es de Guarenas como se muestra en el GRÁFICO N° 5.

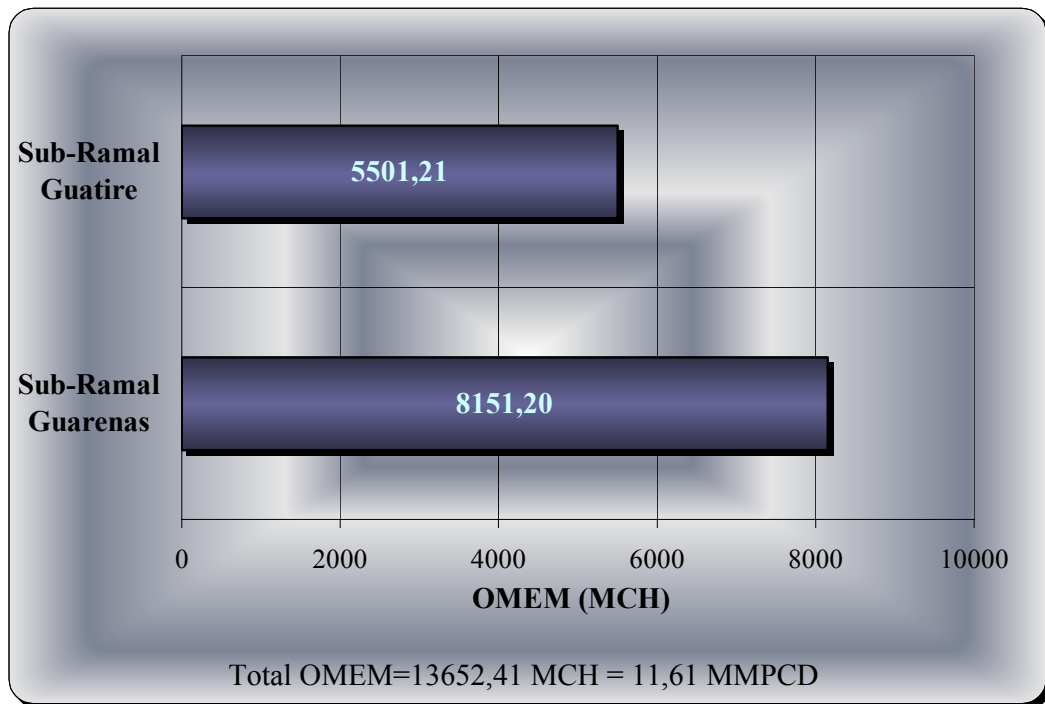


GRÁFICO N° 5.Consumo de Gas Metano Contractual en la red Guarenas-Guatire.

El consumo de OMEM anteriormente señalado, se encuentra compuesto por un 59,71% en Guarenas y un 40,29% para Guatire como se muestra en el GRÁFICO N° 6.

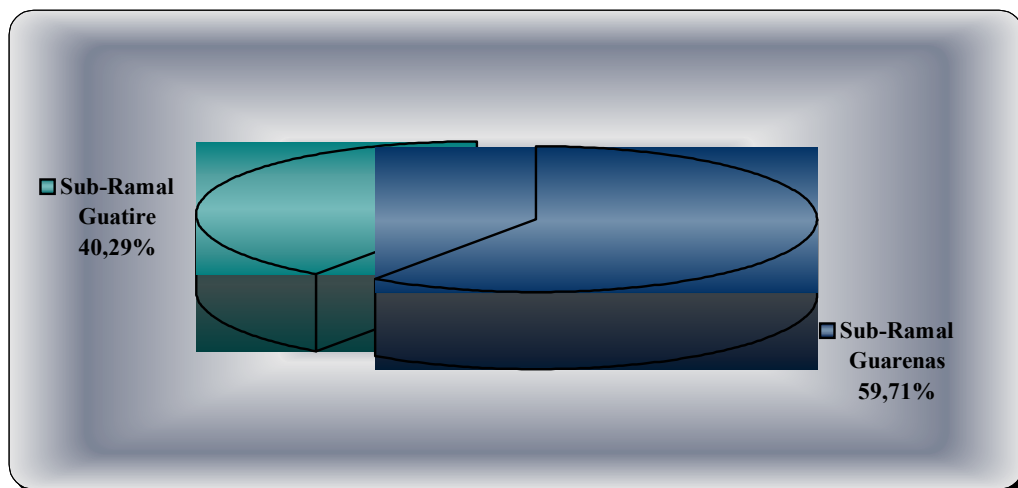


GRÁFICO N° 6. Distribución de OMEM en Guarenas-Guatire.

Tipo B. Consumos máximos de los clientes de Guarenas- Guatire.

Con los datos de consumo de gas metano suministrados por el Departamento de Facturación en el período comprendido entre Enero del 2001 y Enero del 2002, se puede clasificar para cada uno de ellos, un consumo mínimo, un consumo medio y otro máximo.

Frente a estos tres diferentes consumos que se pueden obtener de las mediciones a estaciones de cada cliente suministrado por facturación, se debe tener un criterio para saber cuál escoger, por tal motivo de acuerdo a la necesidad de ser lo más conservador posible, se tomó como posible Patrón de Operación el máximo consumo de todos los clientes, trabajando bajo la suposición de que la red de distribución opera con consumos máximos simultáneamente.

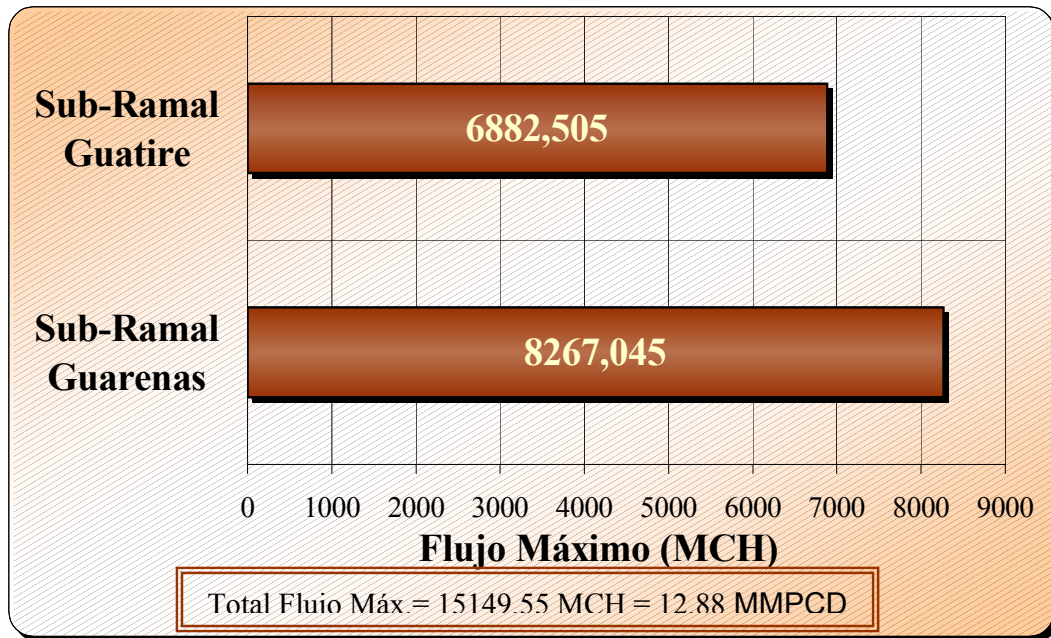


GRÁFICO N° 7. Consumos Máximos de Guarenas-Guatire.

El sistema de distribución de gas metano de Guarenas-Guatire dirige un 54,6% del gas metano a Guarenas mientras que un 45,4% es consumido por Guatire, como se observa en el siguiente gráfico:

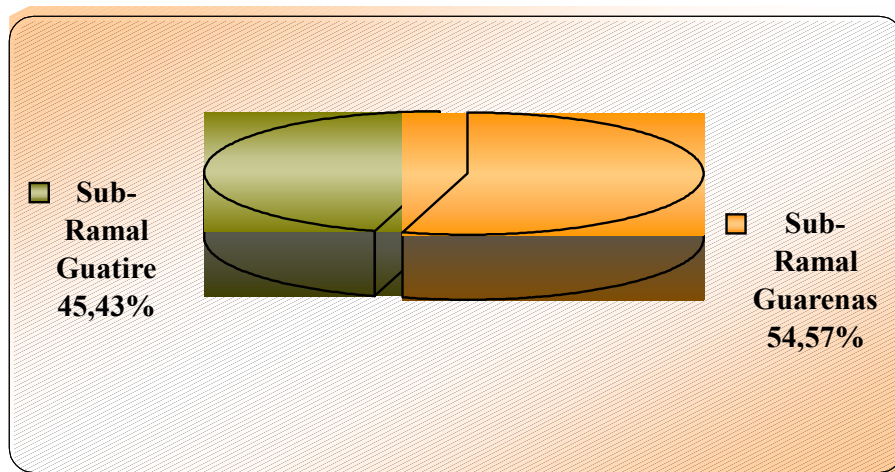


GRÁFICO N° 8. Composición del Flujo Máximo en Guarenas-Guatire.

Tipo C. Valores máximos registrados por los clientes comparando su consumo real y el contractual (OMEM).

Como tercer posible escenario de simulación (el más crítico posible) es el considerar para cada cliente, el mayor consumo entre los dos tipos de consumo antes explicados: consumo facturado y OMEM; de este modo este Patrón de Operación estará compuesto por los consumos de cada cliente máximo ente Facturado y OMEM, así se tomaría para la simulación el Patrón de Operación más crítico posible, asumiendo de esta manera que todos los clientes consumen la máxima cantidad registrada en su histórico y en un mismo instante de tiempo.

8.2.- SELECCIÓN DEL PATRÓN DE OPERACIÓN DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE, REQUERIDO PARA LA SIMULACIÓN.

Durante el período señalado se observó que en algunos casos el volumen máximo consumido por el cliente (medido directamente en la estación) excede en gran proporción a la OMEM, y en vista de la frecuencia con la que esto ocurre, no se pueden tomar los datos OMEM como el reflejo del comportamiento real de los consumos, pues en principio no se está respetando la definición de Obligación Máxima de Entrega Mensual.

Debido a que es necesario tomar en cuenta para el estudio del sistema un patrón que incluya las distintas variaciones de consumo y trabaje con los valores más elevados para aumentar la confiabilidad en los resultados, es recomendable tomar como Patrón de Operación aquel que contemple los máximos valores entre la OMEM y los consumos máximos de facturación.

Se sabe que aunque el Tipo C no se cumple en la realidad, el consumo en los clientes presenta algunas irregularidades, como haber registrado consumos por encima de la OMEM, por lo que es recomendable trabajar bajo la simulación más conservadora posible.

8.3.- SINCERACIÓN DEL CONSUMO DE LOS CLIENTES.

Debido al estudio exhaustivo que se realizó sobre los consumos de cada cliente industrial ubicado en el ramal Guarenas-Guatire, se observó para muchos casos que no se respetaba el consumo contractual efectuado entre la empresa y cada uno de los clientes, éste problema ocasiona serias consecuencias tanto en el aspecto operacional como en la rentabilidad del ramal. Por ello, es necesario analizar los efectos que ocasionan esta clase de problemas en este ramal de distribución.

Realizando un estudio minucioso de la información disponible en facturación con respecto al consumo de los clientes, dígame de los consumos OMEM como de los consumos Máximos registrados, se han encontrado ciertas irregularidades en cuanto al uso desmedido del gas metano, encontrando las siguientes observaciones:

1. En cuanto al consumo del gas metano.

Actualmente la empresa se basa en la OMEM para realizar el cobro de los consumos de gas metano industrial, esto significa un total de 13652,41 MCH, sin embargo y haciendo la comparación de los dos tipos de consumo para cada uno de los clientes, se observó que existe una diferencia entre el consumo máximo registrado total y la OMEM total de 3547,25 MCH, privando a la empresa de contar con esta cantidad de gas del sistema para ser dirigido a otros usos. Del total de la OMEM estudiada, sólo el 79% es conocida por la empresa dejando el 21% de ser contabilizada.

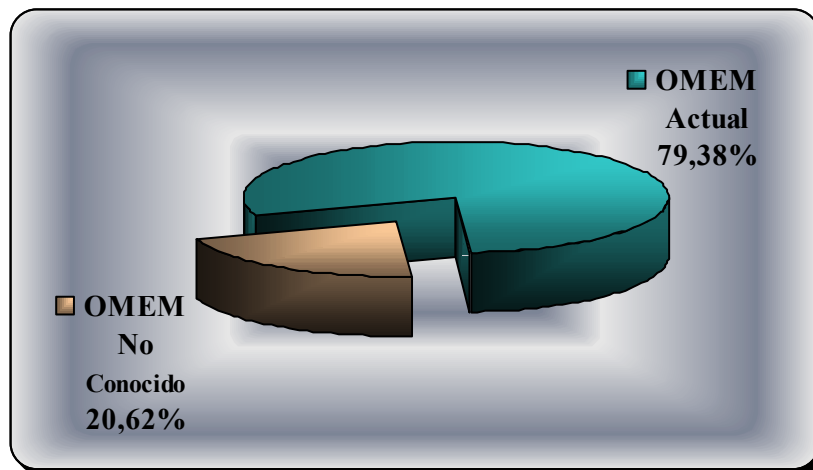


GRÁFICO N° 9. Composición de la OMEM estudiada.

Revelado estos datos, y contando tanto con la OMEM actual como con el ajuste que se debe hacer, la empresa presenta actualmente un volumen comprometido de 17199,66 MCH (Volumen con ajuste), de este total, la empresa es conocedora sólo de la OMEM llamada “actual” ignorando la OMEM “no conocida” tal y como se muestra en el GRÁFICO N° 10, donde se representan estos números aún más detallados mostrando la composición de cada columna por sub-ramales.

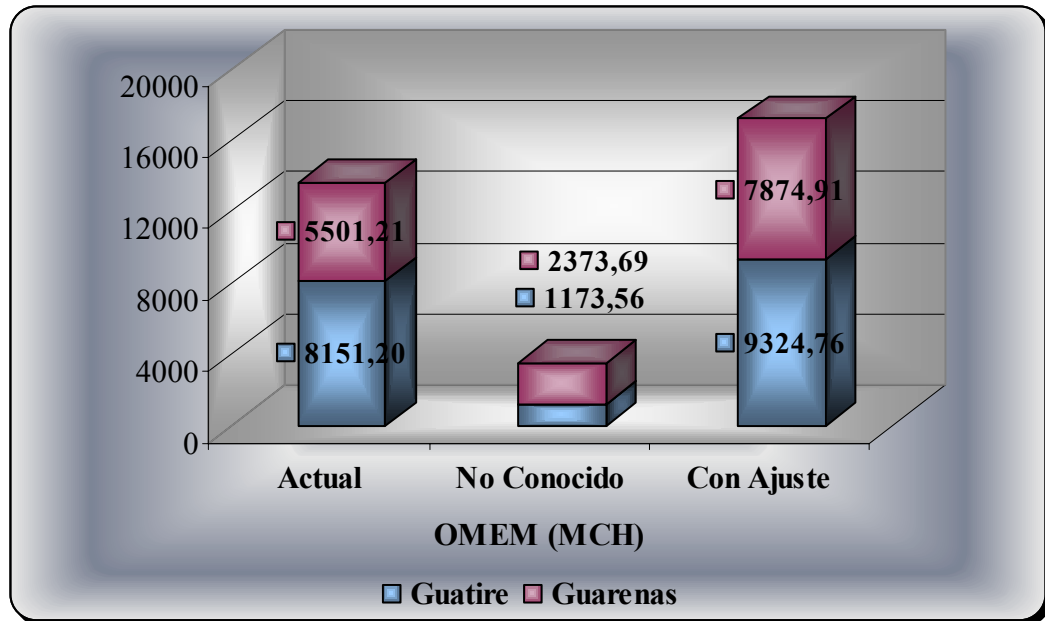


GRÁFICO N° 10. Estudio de la OMEM por sub-ramales.

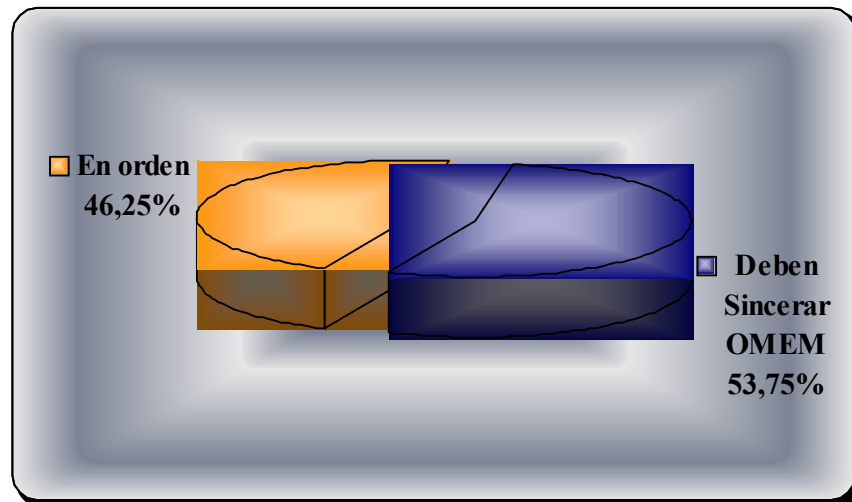
2. En cuanto al cliente.

Analizando el número de clientes cuyo volumen facturado es superior a la obligación máxima de entrega mensual (OMEM), se tiene que de un total de 80 clientes en el Ramal Guarenas-Guatire, se ha presentado el caso en el que 43 de ellos consumen un volumen mayor a lo establecido por contrato (OMEM), teniendo a sólo 37 clientes consumiendo con lo acordado entre la empresa y el consumidor. Esto es detallado en la Tabla N° 15.

Tabla N° 15. Número de clientes con consumos irregulares.

	Clientes con Vol.Máx mayor que OMEM	Clientes que cumplen con el contrato
Guarenas	21	20
Guatire	22	17
Total	43	37

Este problema se ve reflejado porcentualmente en el GRÁFICO N° 11, donde se señala que el 53,8 % de los clientes del Ramal Guarenas-Guatire presentan un consumo máximo mayor a la OMEM, los cuales deben ser sincerados de inmediato. Los clientes que se encuentran consumiendo una cantidad de gas metano en orden con lo establecido en contrato representan el 46,3% del total de los clientes del ramal.

**GRÁFICO N° 11.** Porcentaje de clientes que deben sincerar su OMEM.

A modo de solucionar el problema, es primordial localizar los casos más críticos frente a esta situación, se realizó una lista de los clientes que deben sincerar su consumo (ver Anexo N° 18), y de acuerdo a ella, los clientes que presentan mayor diferencia entre los dos tipos de consumo son los observados en el GRÁFICO N° 12.

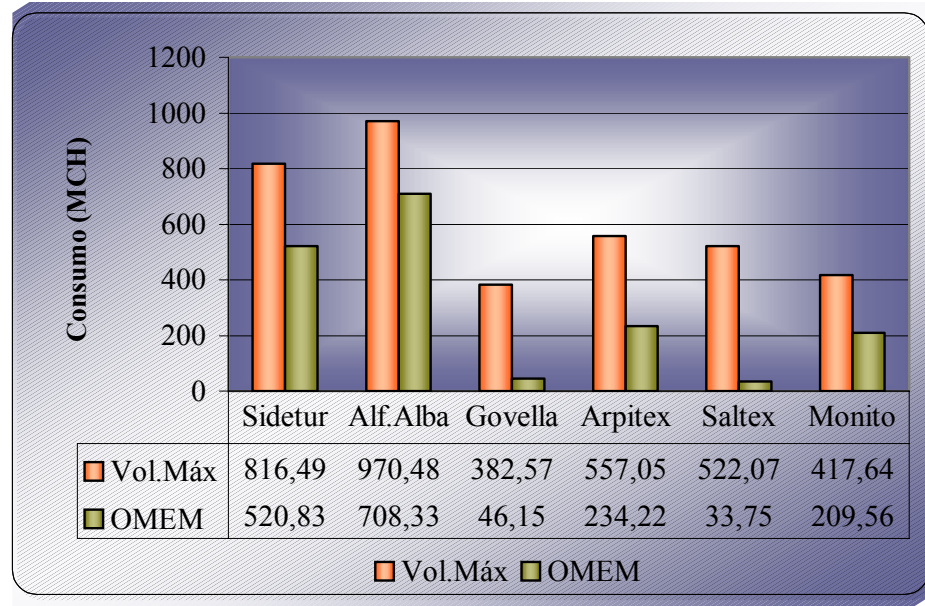


GRÁFICO N° 12. Clientes con mayor diferencia entre OMEM y el Máx.

3. En cuanto a lo económico.

De acuerdo a la cláusula N° 7 del contrato, se establece como pauta que, en caso de que el consumo registrado de un mes sea nulo, el cliente está en la obligación de pagar el 85% de la OMEM, es decir, el cliente debe cancelar un monto que represente el 85% del consumo máximo en contrato.

Necesariamente, para lograr una visión más clara, se debe traducir el volumen de gas metano desconocido que actualmente está provocando esta situación en cifras monetarias; de acuerdo al departamento de ventas, el precio del gas industrial específicamente para la zona de Guarenas-Guatire se encuentra en un valor de 26,96 Bs/MC, sabiendo además que, se desconoce por parte de la empresa, un volumen de 3547,25 MCH, esto representa en Bolívares alrededor de 68.856.379,2 Bs/Mes (68,9 MMBs/Mes).

CAPÍTULO IX.- SIMULACIÓN DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE

Una vez obtenida toda la información de las redes (características físicas y operacionales) se puede realizar el cálculo de capacidad de distribución del gas en el sistema. Actualmente, el cálculo de capacidades en redes de tuberías se realiza con la ayuda del simulador de transporte y distribución de gas en tuberías (Stoner/Synergee), herramienta que permite el desarrollo de cálculos en forma rápida y confiable.

Para llevar a cabo una simulación confiable, se deben considerar los parámetros secundarios que pide el simulador, como base previa de la situación en cuanto a la infraestructura del sistema, esto se refiere a la eficiencia del sistema, ya que la misma se debe corregir por un factor de 0,95 producto de prácticas ingenieriles y que representa la variación existente entre el valor de todos los parámetros establecidos y reales. Estas diferencias se deben a las alteraciones que sufre el ambiente y a las condiciones de la tubería, que pueden a su vez hacer variar la rugosidad y el factor de fricción.

Otro parámetro que se debe tener en cuenta es la velocidad del fluido, pues para un sistema óptimo es necesario que las velocidades del flujo sean menores a 60 ft/seg (18,5 m/seg), debido a que por encima de esta velocidad el flujo en estas tuberías toma características asociadas a un flujo de patrón sónico, es decir, se produce ruido en las tuberías. Adicionalmente se debe considerar que el fluido debe estar siempre por debajo de 90 ft/seg (27,5 m/seg), ya que a velocidades superiores se produce corrosión en las tuberías. A continuación se describen los resultados obtenidos alcanzando una simulación confiable y con resultados cercanos a la realidad del sistema.

9.1.- SELECCIÓN FINAL DE LA ECUACIÓN BASE.

Debido a que el flujo que atraviesa las tuberías del sistema de distribución Guarenas-Guatire se encuentra en un régimen turbulento, es posible usar la ecuación general que es la recomendada; sin embargo también se puede aplicar la ecuación Panhandle B (ambas definidas en el capítulo V).

Para determinar la ecuación que mejor se ajusta al comportamiento de la red, se realizaron corridas del esquemático, primero con la ecuación General (FM) y luego con la ecuación Panhandle B (PB), ambas bajo el mismo esquema de consumos de los clientes (OMEM), los resultados de estas simulaciones se muestran tanto en el Anexo N° 19 como en el Anexo N° 21. El parámetro comparativo fue la caída de presión en los extremos del ramal, obteniendo los resultados reflejados en la Tabla N° 16.

Tabla N° 16. Resultado de las simulaciones con diferentes ecuaciones.

	Presión Campo		Presión (FM)			Presión (PB)		
	(psig)	ΔP	(psig)	ΔP	Desv. ΔP %	(psig)	ΔP	Desv. ΔP %
Guarenas	245,0	5,0	245,6	4,4	12	246,6	3,4	32
Guatire	240,0	10,0	240,9	9,1	9	244,0	6	40

En la tabla anterior, se tienen los resultados de las simulaciones con ambas ecuaciones comparadas además, con los datos recogidos en campo, en primer lugar se muestran las presiones mínimas alcanzadas en los extremos de cada sub-ramal para luego calcular la caída de presión ΔP (partiendo de la presión de entrada al sistema de 250 psig); luego, basándose en los cálculos de desviación de las ΔP con respecto a los datos de campo, se seleccionó la ecuación general “FM” con una desviación máxima entre los dos sub-ramales del 12%, tomando ésta como la ecuación que refleja el comportamiento mas cercano a la realidad, resolviendo la simulación del sistema con una caída de presión semejante a la presentada en campo; adicionalmente, esta comparación de corridas, permitió validar la simulación, aumentando así la confiabilidad de los resultados. El reporte de la simulación con la ecuación FM se encuentra en el Anexo N° 20, mientras que el reporte de la simulación con la ecuación Panhandle-B se puede apreciar en el Anexo N° 22.

9.2.- RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE

Una vez validado el sistema de distribución esquematizado en el simulador, se procedió a cargar los valores de consumo del Patrón de Operación seleccionado con anterioridad, teniendo ahora como base del comportamiento real de la red estas

condiciones establecidas con la finalidad de determinar la capacidad de la misma. A continuación se presentan los resultados de la simulación del ramal Guarenas-Guatire con el Patrón de Operación (P.O.).

Tabla N° 17. Resultados de la Simulación de la red con P.O.

Presión Mínima (psig)	Presión Máxima (psig)	Velocidad Máx. (m/s)
237,7	250	5,77

La simulación del ramal mostrando el resultado de los rangos de presión son mostrados en el Anexo N° 23, mientras que el reporte del comportamiento que presenta el ramal con el Patrón de Operación seleccionado se presenta en el Anexo N° 24.

La importancia de simular este sistema de distribución con ayuda del simulador Stoner/Synergee, radica en el modelado del comportamiento del sistema y la determinación de la capacidad del mismo. Las operaciones para obtener esta información, son desarrollados internamente por el simulador basándose en los parámetros definidos por el usuario. Los resultados son expuestos por el programa una vez concluido los cálculos obviando los resultados intermedios; por tal motivo, es necesario tener el conocimiento de como se desarrolla el proceso y cuáles son los criterios que se deben considerar para calcular la capacidad y la disponibilidad de la red.

9.2.1.- Capacidad del Ramal Guarenas-Guatire.

Mediante la utilización de las ecuaciones de flujo para el gas natural es posible evaluar la operación de las tuberías para cumplir con determinada demanda de gas. Con el uso de la Ecuación Base seleccionada con anterioridad (Ecuación-FM) y partiendo de las condiciones de operación del sistema, características del gas natural, diámetro y longitud de la tubería, se determina el máximo flujo volumétrico que podrá transmitirse a través de la misma.

Como se muestra en la FIGURA N° 32, el resultado de capacidad que se obtiene de este cálculo (Q_1 , Caso N° 1), permanece constante en el tiempo, siempre y cuando la totalidad del gas que se suministra en la fuente se transporte hasta el final del sistema y se mantengan constantes las presiones de suministro en la fuente (P_{MAX}) y de entrega al final de la línea de distribución de gas (P_{MIN}).



FIGURA N° 32. Esquema del Sistema de Distribución de Gas. Caso N°1.

Sin embargo en la realidad, lo más común es que existan diferentes entregas de gas a lo largo del sistema de distribución, tal como se observa esquemáticamente en la FIGURA N° 33.

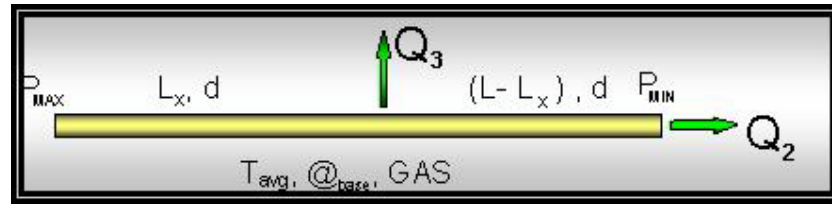


FIGURA N° 33. Esquema del Sistema de Distribución de Gas. Caso N°2.

En este caso, el volumen de gas natural que puede ser transportado hasta el final del sistema (Q_2 Caso N°2), es menor respecto al del caso N°1 ($Q_2 < Q_1$). Sin embargo, el volumen total entregado en la fuente hacia el sistema es mayor en el caso N°2 en comparación con el caso N°1 ($Q_2 + Q_3 > Q_1$), lo cual evidencia una mayor capacidad total del sistema en el segundo caso.

De acuerdo a esto, la capacidad del sistema de distribución de gas metano será mayor si se propicia la entrega de volúmenes en los tramos iniciales del sistema, ya que de esta forma se libera gran parte de la carga en los tramos iniciales del mismo y en consecuencia se reducen las pérdidas por fricción en los tramos finales, lo que en definitiva permite disponer de un mayor nivel de energía o diferencial de presión para la distribución de volúmenes adicionales de gas.

La FIGURA N° 34 muestra gráficamente el efecto de la distribución de la demanda en el sistema. Conviene destacar que el perfil de presiones de flujo de gas en tubería queda representado por una línea curva. Sin embargo, para efectos de análisis se ha aproximado dicho perfil a una línea recta. En el caso N°2 se observa que existe una alta caída de presión al principio del recorrido, producto del gran volumen de gas que se transporta en dicho tramo y las pérdidas por fricción en la tubería son proporcionales a dicho incremento. Sin embargo, una vez que se entrega el volumen Q_3 , las pérdidas por fricción disminuyen y el perfil de presión mejora apreciablemente, lo que en definitiva permite cumplir con las condiciones de entrega al final de la red. Este comportamiento difiere al del caso N°1, donde la gráfica presenta una sola tendencia, debido a que el volumen de gas que maneja el sistema es el mismo de principio a fin.

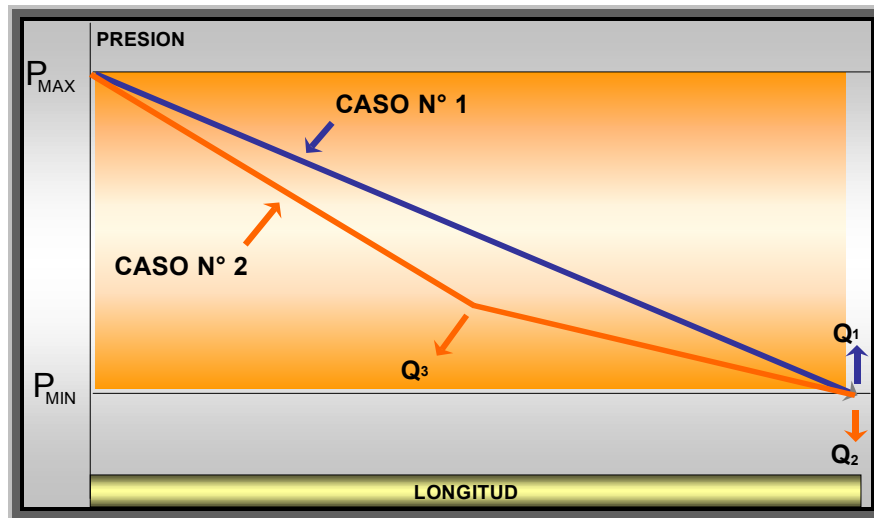


FIGURA N° 34. Capacidad de un Sistema de Distribución.

Así mismo, se evidencia que la capacidad de un sistema de distribución de gas también puede variar en función de la distancia que existe entre la fuente y cada una de las diferentes entregas de gas que se realizan en la red. En este sentido, se puede afirmar que existen múltiples posibilidades de valores de capacidad para un sistema de distribución de gas y cada una de ellas dependerá principalmente de las condiciones de operación del sistema, la distribución de la demanda, la configuración física y las características del gas transmitido.

La metodología empleada para el cálculo de capacidades por tramos de tuberías con el simulador, se basó en el uso de los parámetros comerciales (consumos de los clientes) más exigentes en los extremos de la red. A partir de ese esquema, se inició un proceso de simulaciones secuenciales desde el extremo aguas abajo y hacia los sectores aguas arriba del sistema. De esta manera, se establecieron incrementos de consumo hipotéticos en puntos característicos del sistema y se cuantificó el máximo valor de dicho consumo, que estuvo condicionado por la variable exigente del extremo de la red. Esta metodología permitió establecer disponibilidades para nuevos requerimientos de gas en un sistema existente.

La variable exigente por la cual se condicionó el crecimiento hipotético del consumo en ese punto extremo del ramal, fue aquella en la que uno de los parámetros siguientes no cumplió con las condiciones de óptima operación para un sistema:

1. *La presión.*- Por normativa de la empresa, la presión de llegada a los clientes no puede ser inferior a 120 psig, ya que la presión de entrega (luego de la regulación respectiva) a los clientes industriales es de 90 psig y se debe tomar un factor de seguridad por caída de presión en las válvulas de 30 psig.
2. *La velocidad.*- De acuerdo con las normas de PDVSA, las tuberías comienzan a presentar problemas de ruido cuando las velocidades del gas que fluye en su interior alcanzan valores de 18 m/s, y los problemas de corrosión aparecen cuando la velocidad supera los 27 m/s. Por esta razón se consideró para las simulaciones que el gas no puede superar la velocidad de 18 m/s.

Como se explicó en la configuración física del ramal, Guarenas-Guatire se encuentra dividida por dos sub-ramales Guarenas y Guatire las cuales se dividen a su vez en 8 derivaciones en Guarenas y 10 derivaciones en Guatire; éstas derivaciones se encuentran de forma independiente entre ellas a lo largo del sistema, por tal motivo y para ser aún más específicos en el estudio de la capacidad del ramal, se realizó el estudio de la influencia de cada una de las derivaciones sobre la capacidad total del sistema. Debido a que también es necesario conocer la capacidad del ramal bajo un crecimiento global del sistema, se realizaron dos tipos de simulaciones, la primera fue bajo la influencia de un crecimiento de consumo global y la segunda como efecto del aumento de consumo por derivación de la red.

● *Capacidad Total por un aumento global de consumo.*- Para obtener la capacidad global, en primer lugar se determinaron los parámetros comerciales más exigentes en los extremos de la red, esto se traduce a ubicar a los clientes que presenten los consumos de gas más elevados, las mayores caídas de presión y/o altas velocidades de fluido. Estos parámetros son mostrados en la FIGURA N° 35 y su importancia radica en que por ser los puntos más críticos del sistema, son aquellos que responderán con mayor sensibilidad al hacer alguna modificación a las condiciones de operación, por lo tanto la atención en estos puntos es primordial.

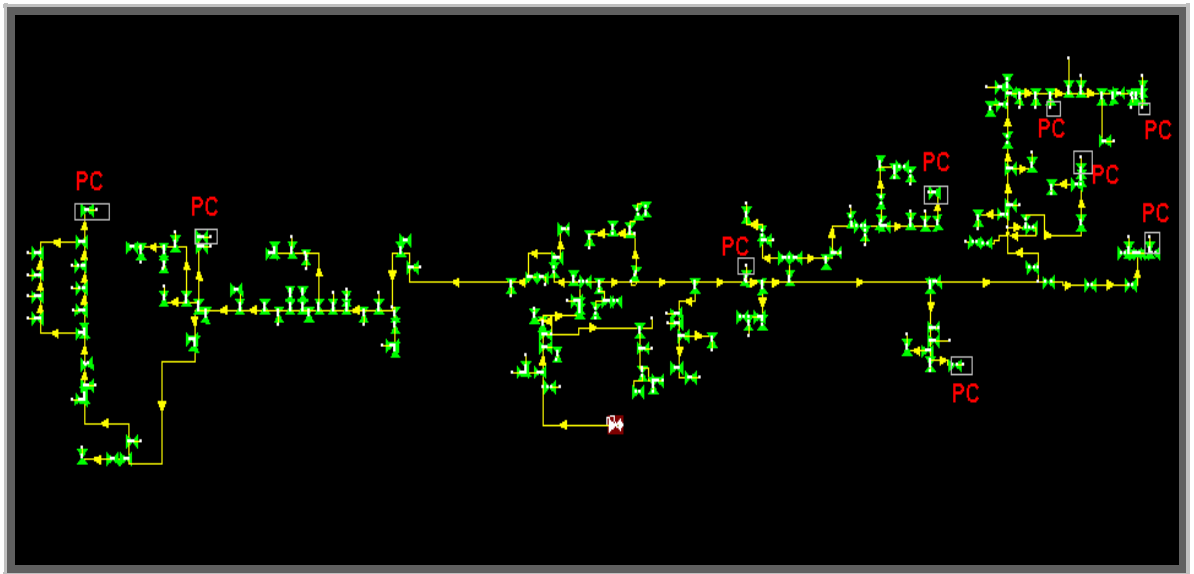


FIGURA N° 35. Parámetros comerciales más exigentes de la simulación.

Luego, se seleccionaron todos los clientes del ramal y gracias a las facilidades del simulador, se fueron aumentando los consumos del P.O. a la vez, bajo la multiplicación de un mismo factor hasta alcanzar un aumento de consumo que restringiera las condiciones de operación en la red, obteniendo así el máximo consumo que la red puede suplir, es decir, la capacidad global de la red. Estas simulaciones para determinar el factor de aumento del consumo que determina la capacidad se muestran en la siguiente tabla.

Tabla N° 18. Simulaciones para la Capacidad Total.

Factor de Aumento en los consumos	Flujo Total (m³/h)	Presión Mínima (psig)	Velocidad Máxima (m/s)
2,2	33114,2	158,5	16,1
2,3	34619,4	153,3	17,2
2,4	36124,6	141,2	18,3

En conclusión, el resultado obtenido es que el ramal Guarenas-Guatire cuenta con una capacidad de 34619,4 MCH (29,43 MMPCD) pues respondió satisfactoriamente ante el aumento de un factor de 2,3 en los consumos de gas. La capacidad se encontró limitada por el parámetro de la velocidad alcanzando como valor crítico 17,2 m/s. (ver el Anexo N° 25)

- *Capacidad Total por aumentos en las Derivaciones.*- Una vez explicada la teoría sobre la capacidad de un ramal, se conoce que un sistema de distribución va a tener diferentes capacidades dependiendo del punto geográfico donde se ubique el crecimiento, por tal motivo y debido a que la empresa no controla la variable geográfica en la red (ubicación de los clientes), es necesario conocer los diferentes comportamientos que reflejaría el sistema si alguna derivación aumentara la captación de clientes. Este análisis de capacidad, consiste básicamente en simular el crecimiento de una derivación del ramal, multiplicando por factor de aumento al consumo del cliente ubicado al extremo de esta derivación, sin alterar el resto del ramal, para así determinar la capacidad total del ramal Guarenas-Guatire dado por el crecimiento de un sector específico. Para esto se dividió gráficamente en el simulador el ramal completo en las derivaciones ya establecidas anteriormente como se representan en la FIGURA N° 36 para Guarenas y en la FIGURA N° 37 para Guatire.

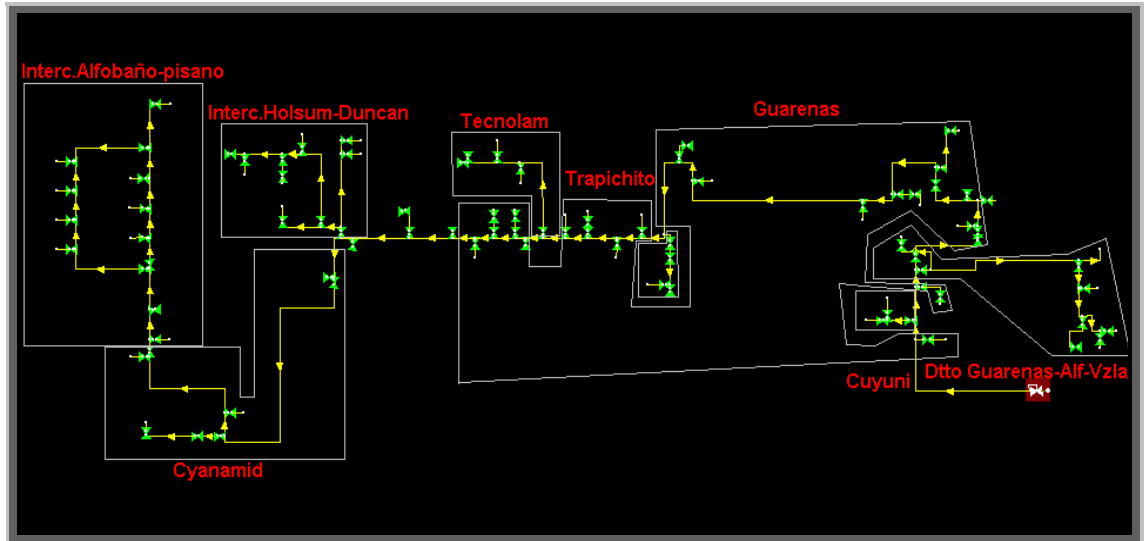


FIGURA N° 36. Derivaciones del sub-ramal Guarenas.

Las dos pantallas se encuentran en el simulador unidas, pero para efectos de mejor apreciación de las derivaciones, se dividieron en este trabajo.

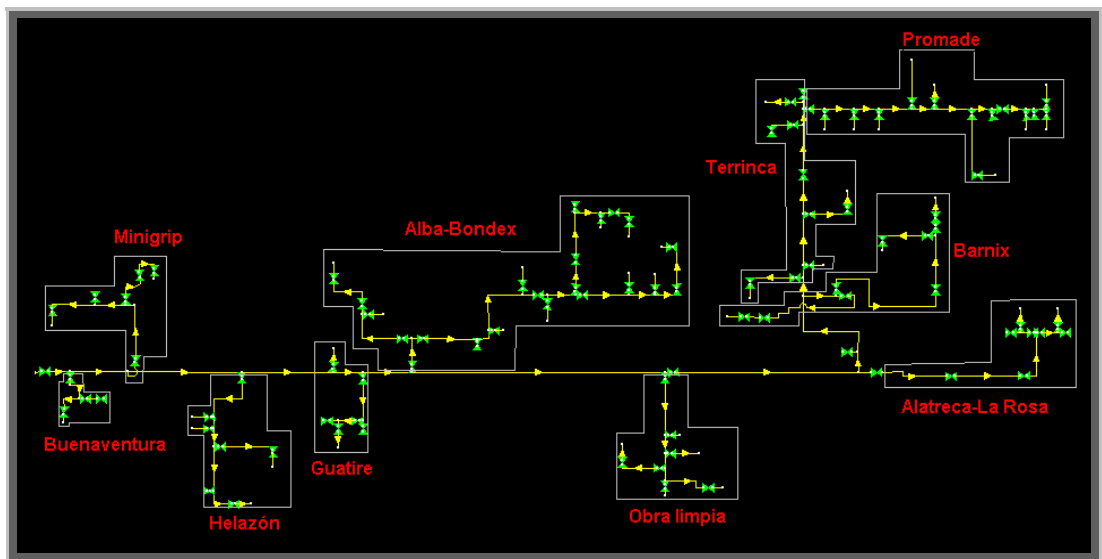


FIGURA N° 37. Derivaciones del sub-ramal Guatire.

Al simular el aumento de cada una de las derivaciones se obtuvieron distintos valores de capacidad total dependiendo de cada estudio. Estos resultados son presentados en la siguiente tabla.

Tabla N° 19. Simulaciones para la Capacidad Total por derivaciones.

Derivación	Factor de Aumento en el consumo	Flujo Total (m ³ /h)	Presión Mínima (psig)	Velocidad Máxima (m/s)
Guarenas	2,7	17781,6	213,12	17,4
Cuyuni	5,9	16981,1	215,64	18,0
Dtto.Guar-Alf. Vzla.	2,9	22537,5	211,37	17,8
Trapichito	10,0	16646,6	215,0	6,4
Tecnolam	15,0	15447,1	216,3	6,3
Holsum-Duncan	3,0	16534,6	215,0	17,4
Cyanamid	15,5	23787,3	184,7	17,6
Alfobaño-Pisano	6,5	19174,0	173,0	17,8
Guatire	15,0	15329,0	215,9	6,3
Buenaventura	15,0	16031,9	214,7	6,3
Minigrip	15,0	16499,5	213,2	6,3
Helazón	15,0	16976,6	211,9	8,1
Alba-Bondex	3,3	21398,9	180,13	17,7
Obra Limpia	5,9	22573,1	172,6	17,7
Alatreca-La Rosa	15,0	18018,2	200,0	11,6
Barnix	15,0	18125,6	187,4	8,0
Terrinca	7,4	21657,5	166,7	17,9
Promade	6,4	18968,6	177,9	17,7

Como se observa en la tabla de resultados, el parámetro que limitó el aumento del consumo de aquel cliente extremo de la derivación en estudio fue la velocidad. Los valores que se encuentran de color rojo, son aquellas simulaciones que aunque el aumento sea de gran proporción no influirá en la capacidad del sistema, esto se debe a que algunas de estas derivaciones poseen consumos relativamente pequeños y además se encuentran lo suficientemente cercanos a la alimentación como para alterar el comportamiento de la red.

El caso de la derivación Cyanamid, que aunque alcanzó una limitación en los rangos de operación por parte también de la velocidad, el alto factor de aumento que se debió usar fue muy elevado por lo cual se debió excluir como una posibilidad real que ocurriera en el ramal.

La importancia de los resultados de las simulaciones de la capacidad por derivaciones se basa en dos principios:

Determinar las derivaciones que presentan menor aumento.- el ramal es sumamente sensible al crecimiento de las derivaciones de Guarenas y Dtto. Guarenas-Alfarería Vzla., las cuales presentan el menor factor de crecimiento antes de alcanzar la primera condición crítica, si este crecimiento ocurriera, la capacidad del sistema disminuiría para el primer caso a 17781,6 MCH (15,12 MMPCD) y para el segundo caso a 16981,1 MCH (14,44 MMPCD), colocando a estas derivaciones como las menos recomendadas para su expansión.

Determinar las derivaciones que permiten mayor aumento.- Las derivaciones Alfobaño-Pisano en Guarenas y Terrinca en Guatire, son aquellas que lograron un alto factor de crecimiento antes de alcanzar los límites de velocidad, esto tiene como finalidad, suministrar al Departamento de Mercadeo las zonas de este ramal en las que se debe intensificar la captación de clientes.

Además se hacen notar los siguientes casos: la derivación Holsum-Duncan presenta un crecimiento moderado pues alcanza a operar con un factor de 3,0, sin embargo, de acuerdo a todos los escenarios estudiados, este crecimiento provocaría que el ramal obtuviera la menor capacidad posible llegando a 16534,6 MCH (14,06 MMPCD): caso contrario ocurre con la derivación Obra Limpia el cual teniendo también un crecimiento moderado, permite al ramal alcanzar la máxima capacidad con respecto a las demás alternativas.

9.2.2.- Disponibilidad del Ramal Guarenas Guatire.

Para determinar la disponibilidad en un sistema de distribución de gas, es requisito indispensable conocer el consumo máximo y contractual de cada uno de los clientes del ramal, para luego tomar el máximo entre estos dos valores, es decir el Perfil Comercial (el cual coincide, para el caso de Guarenas-Guatire, con el Patrón de Operación), que normalmente se presenta en cada una de las entregas de gas en el sistema, lo cual establece la base comercial del mismo. La distribución de dicha base comercial a lo largo del sistema genera un perfil comercial, el cual es el punto de partida para el cálculo de la capacidad adicional disponible. La FIGURA N° 38 muestra

gráficamente la diferencia entre la capacidad del sistema y el perfil comercial, lo cual da como resultado la disponibilidad o capacidad disponible en el extremo de la red.

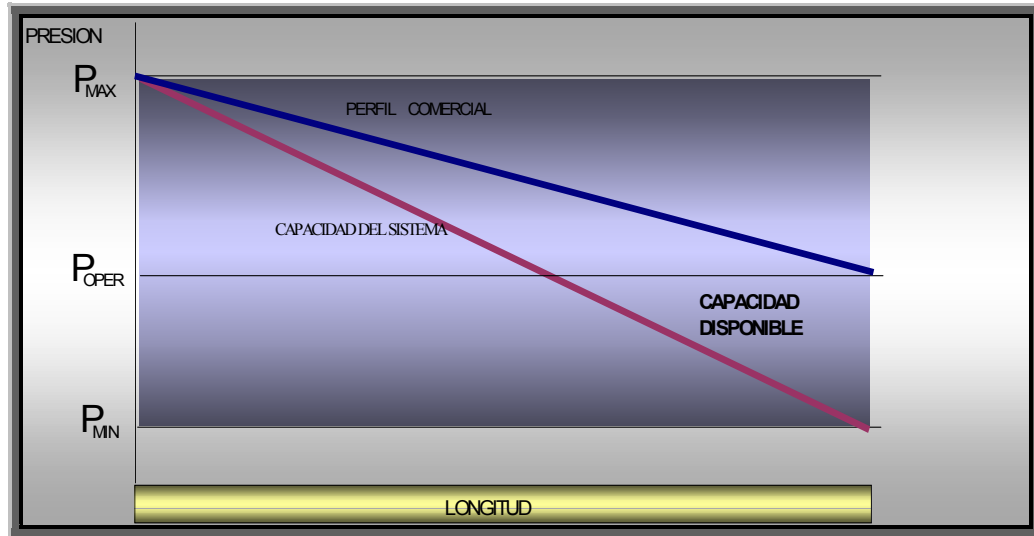


FIGURA N° 38. Disponibilidad de un Sistema de Distribución.

Es importante señalar que la disponibilidad de un sistema depende del punto donde se realice la medición; es decir, que estará siempre asociada a un punto del sistema y no a la totalidad del mismo. Sin embargo, esta disponibilidad está condicionada por las variables de entrega en determinados puntos geográficos del sistema, ya que representa un volumen adicional que afecta la capacidad total de distribución de la red. En línea con lo anteriormente expuesto, a los puntos estratégicos del sistema de distribución, se les debe aplicar el procedimiento señalado en el Capítulo VI.

Luego de haber determinado la capacidad de la red, a continuación se calcula la disponibilidad del ramal Guarenas-Guatire con el fin de señalar el direccionamiento de nuevos mercados para el sistema en estudio. Debido a que la capacidad del ramal fue estudiada de acuerdo a dos tipos de escenarios, el primero por el crecimiento global de los consumos y el segundo bajo el crecimiento específico de una derivación; la disponibilidad del sistema también será presentada como efecto de cada uno de estos escenarios:

● *Disponibilidad del ramal por el aumento global de consumos.*- Con la capacidad del ramal obtenido según las premisas consideradas anteriormente y considerando el Perfil Comercial seleccionado como BCS, se calculó la disponibilidad de gas adicional en la red, siendo éste el excedente entre el consumo máximo que tolera el sistema (capacidad de la red) y el consumo tomado como real (Patrón de Operación). Esto se muestra en la siguiente tabla.

Tabla N° 20. Disponibilidad del Ramal Guarenas-Guatire.

Capacidad (MMPCD)	Consumo real (P.O.) (MMPCD)	Disponibilidad (MMPCD)
29,43	12,88	16,55

Para efectos de la empresa, la disponibilidad más importante es la disponibilidad obtenida por el aumento global en los consumos, alcanzando un valor de 16,55 MMPCD de gas disponible en la red de distribución que puede ser dirigida por la empresa hacia la captación de nuevos clientes. Partiendo de una capacidad total de 29,43 MMPCD en el ramal, se tiene que el 43,76% representa el flujo comprometido por contrato-OMEM (volumen que la empresa está en la obligación de tener en la red a disposición de sus clientes) mientras que el 56,24% restante, representa el volumen empacado en la red o flujo de gas disponible por la empresa, libre de ser usado en un futuro por el departamento de comercialización. (ver GRÁFICO N° 13)

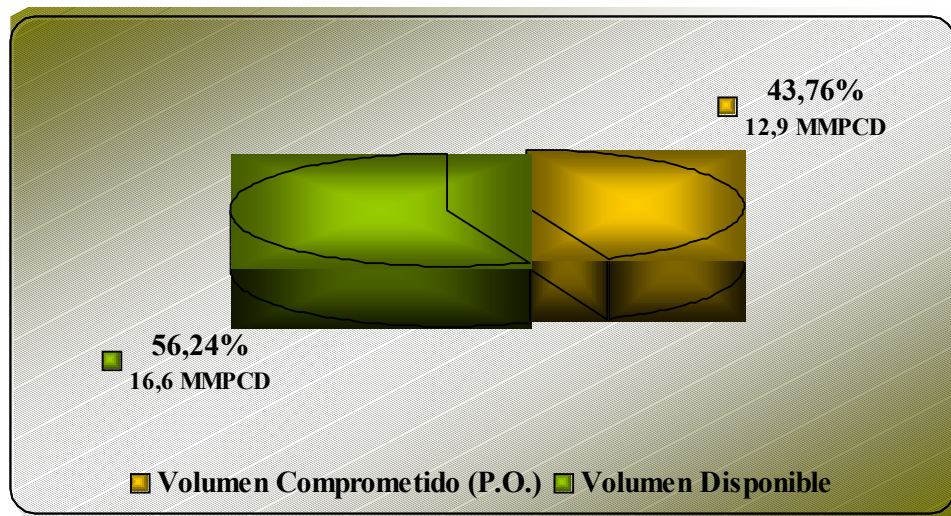


GRÁFICO N° 13. Porcentaje de la disponibilidad dentro de la capacidad total del Ramal.

Es importante resaltar que, en vista de que el Ramal se encuentra operando en perfectas condiciones y cuenta con un alto porcentaje de gas disponible empacado en la red, no se hace necesario plantear alternativas para aumentar la capacidad del mismo.

- *Disponibilidad del ramal por aumentos en las Derivaciones.*- Así como se calculó la disponibilidad total del ramal como consecuencia de un aumento global en el consumo del sistema, también es posible conocer el gas disponible que quedaría empacado en la red como consecuencia del crecimiento del consumo en una de las derivaciones del ramal. Estas diferentes disponibilidades del ramal son calculadas en base a la capacidad del sistema de acuerdo al crecimiento en una derivación específica, donde la diferencia entre la capacidad de la red dependiendo de la derivación y el flujo real (P.O.) que presenta Guarenas-Guatire tomado como BCS, determina la disponibilidad del ramal según el escenario tomado; estos cálculos se realizaron únicamente para las derivaciones que presentaron aumentos significativos en sus consumos, la tabla que presenta estos resultados se encuentra en el Anexo N° 26, a continuación se observa gráficamente el comportamiento que presentaría el ramal de acuerdo a cada escenario estudiado:

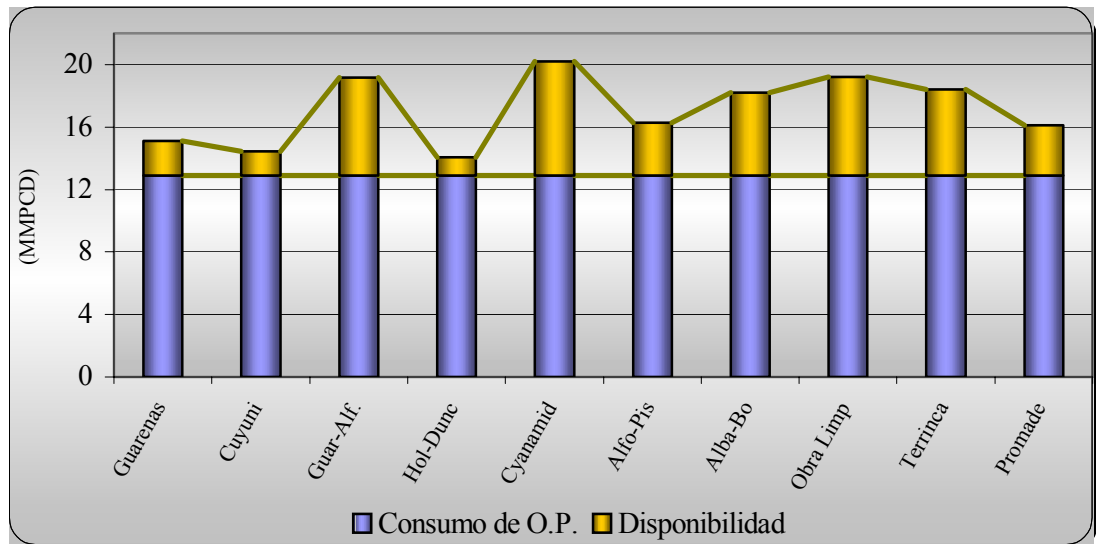


GRÁFICO N° 14. Disponibilidad del ramal por derivaciones.

Como es de apreciar, existe gas disponible en todos los diferentes escenarios estudiados, sin embargo el caso más crítico que puede presentar el ramal Guarenas-Guatire ocurre cuando la derivación Holsum-Duncan aumenta su consumo reduciendo la disponibilidad a 1,18 MMPCD lo cual limitaría considerablemente el aumento de consumos en el ramal y futuras demandas de gas.

Una vez determinada la disponibilidad del sistema actual, se puede presentar como logro de este trabajo, tomando como punto de partida, la información base del sistema hasta la actualidad, un volumen disponible de 8,53 MMPCD, por concepto de sinceración de consumos. Como se muestra a continuación:

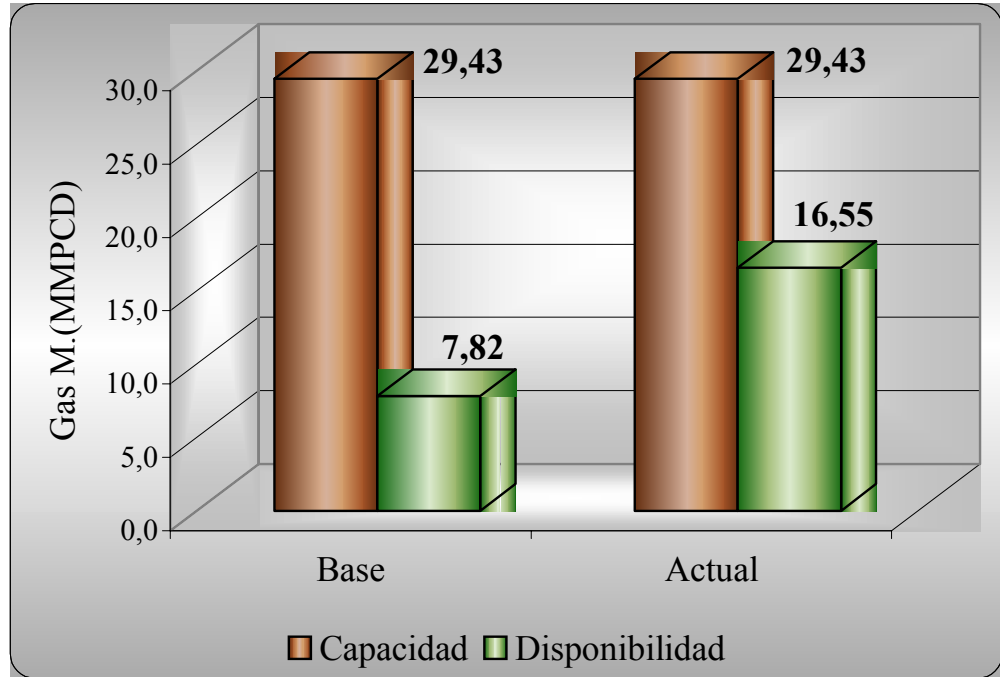


GRÁFICO N° 15. Disponibilidad sincerada en el trabajo.

Como se muestra en el gráfico anterior, el volumen liberado en este sistema de distribución representa más del doble que se presentaba en esta red, es decir, de 7,82 MMPCD a 16,55 MMPCD, lo que significa una base sólida para llevar a cabo un proceso de comercialización de este recurso energético en la zona de Guarenas y Guatire.

CAPÍTULO X.- ESTUDIO DE LA DEMANDA DEL SISTEMA

El consumo de gas metano a través de la historia ha aumentado en el período 1986 – 1999 en un 50% al pasar de 1110 MMPCD a 1675 MMPCD con un crecimiento anual de 3,2%. Dicho aumento fundamentalmente corresponde a un crecimiento de la demanda de los sectores petroquímico y siderúrgico de la región oriental. Las proyecciones de la demanda de gas metano para el sector no petrolero en los próximos 20 años se espera aumente en casi más del doble, al incrementar de 2338 a 6446 MMPCD lo cual corresponde a un crecimiento anual de 5,2%, dando como resultado, un país con una alta potencialidad de consumo de gas metano, sobre todo en aquellas zonas de mayor crecimiento industrial, entre las que se destaca el sector de Guarenas-Guatire.

Es importante estudiar la demanda de este recurso natural en el ramal, con el fin de poder calcular hasta que año la red de distribución actual de Guarenas-Guatire alcanzará suplir la demanda de gas metano que se registrará en la región y ver así si es necesario buscar alternativas de ampliación en la infraestructura para aumentar la capacidad del sistema. Uno de los factores más críticos para este estudio, es la determinación de su mercado, tanto por el hecho de que aquí se define la cuantía de su demanda e ingresos de operación, como por los costos e inversiones implícitos. Muchos costos de operación pueden preverse simulando la situación futura y especificando las políticas y procedimientos que se utilizarán como estrategia comercial.

En el caso de la industria del gas, y específicamente en el sector industrial, las cantidades de gas demandadas dependen casi única y exclusivamente del ingreso de los consumidores, es decir del estado financiero de los clientes industriales, y éstos a su vez se ven directamente afectados por la situación económica y política del país.

Para estudiar la demanda del ramal Guarenas-Guatire, considerando los aspectos antes explicados se siguieron los siguientes pasos:

1. *Clasificación de los clientes del ramal de acuerdo a su sector industrial.* - El análisis de la demanda en el mercado para un ramal, debe empezar por tener claro los tipos de clientes de acuerdo al sector industrial al que pertenezca, debido a que dependiendo de esto, la demanda presentará un comportamiento específico. Todos los clientes a los que se les distribuye este recurso pertenecen al sector manufactura, sin embargo, este sector también se encuentra compuesto por subsectores los cuales poseen comportamientos independientes, es por ellos que se clasificó cada cliente de acuerdo a esto, obteniendo la siguiente tabla.

Tabla N° 21. Composición del Ramal Guarenas-Guatire por Subsector industrial.

Subsector	Cientes en Guarenas	Cientes en Guatire
Alimento	5	3
Cerámico	-	1
Transporte	2	1
Papel y cartón	1	2
Textil	7	9
Vidrio	2	-
Otros	24	23

De acuerdo a esta clasificación, en el sub-ramal Guarenas el 58,5% de los clientes se encuentran ubicados en el renglón de otros para el sector industrial manufactura, seguido del subsector Textil con un 17% de los clientes, como se aprecia a continuación.

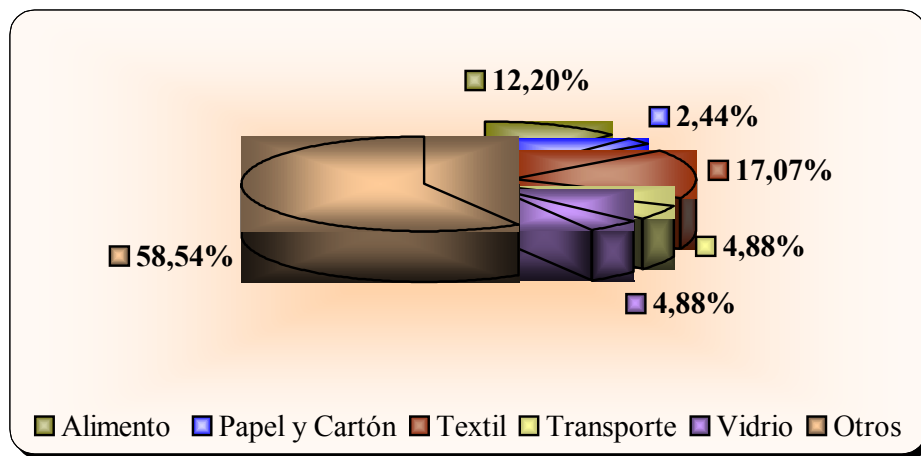


GRÁFICO N° 16. División del sub-ramal Guarenas por subsector industrial.

En el caso del sub-ramal Guatire, después de la clasificación otros con un 59% de los clientes, el siguiente subsector fuerte es el Textil con un 23% seguido por el Alimento con un 7,7%, mostrando una clasificación muy parecida al sub-ramal Guarenas. Esto se aprecia en la siguiente figura.

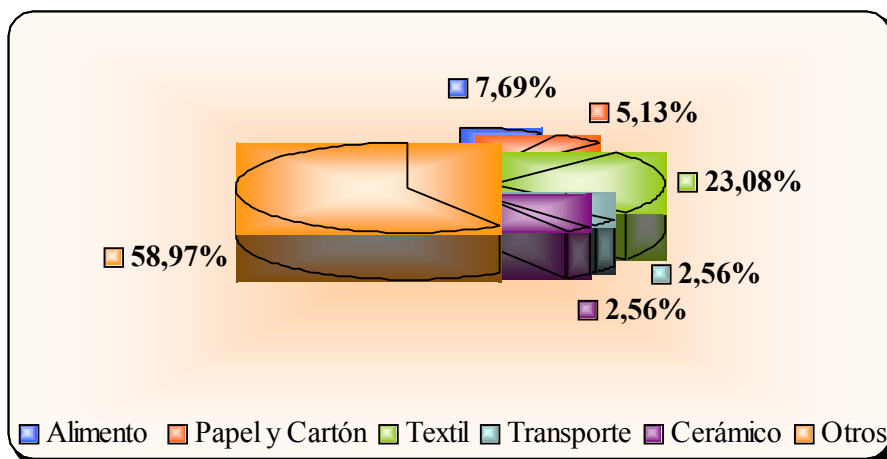


GRÁFICO N° 17. División del sub-ramal Guatire por subsector industrial.

2. *Proyección del comportamiento del ramal Guarenas-Guatire por subsector.*- Para la estimación de los volúmenes futuros de gas se procedió con la estimación de la demanda, la cual contempla información detallada suministrada por la Gerencia de Mercadeo de Gas Industrial. Dicha demanda muestra el consumo actual de gas considerado consumo base además de las proyecciones de los sectores industriales que conforman el ramal.

En adición a las proyecciones, se consideró como variable de gran importancia a estudiar, la variación del Producto Interno Bruto, la cual está expresada mediante una distribución normal con un valor promedio de 3,5% y una desviación estándar de 4,7%. La importancia de tomar en cuenta esta variable radica en que a mayor PIB mayor es la actividad económica de la nación y viceversa, por consiguiente debe estar atada a los aumentos de consumos de cada uno de los clientes. Los sectores que encuentran su crecimiento de demanda de gas directamente relacionados con el PIB son: eléctrico, siderúrgico, petroquímico, cemento, aluminio y aquellos que conforman el segmento manufactura. Este último sector, está conformado a su vez por subsectores que poseen una correlación con respecto al PIB de la siguiente manera:

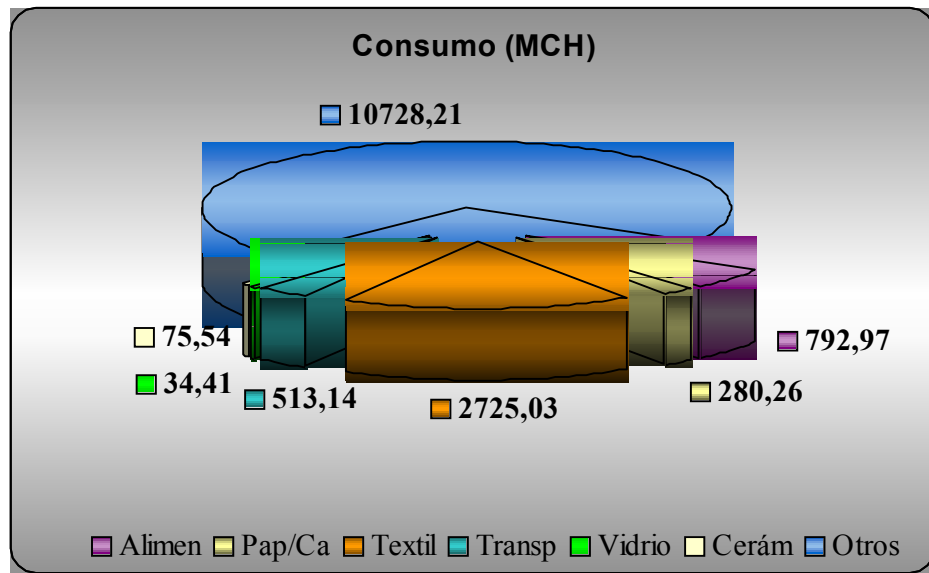
Tabla N° 22. Crecimiento del Sector Manufacturero

Subsector	Crecimiento (%)	Subsector	Crecimiento (%)
Alimento	1,4	Otros	1,7
Azúcar	1,2	Papel y Cartón	0,7
Cerámico	2,0	Sustitución de Líquidos	1,7
Mínero	2,4	Textil	0,6
Transporte	2,3	Vidrio	2,2

Fuente: PDVSA-GAS. Departamento de Comercialización.2002

Cabe resaltar que los subsectores indicados en la tabla anterior presentan de igual forma una distribución normal con una desviación standard de 4,7%.

Las proyecciones de demanda para el sector industrial Guarenas-Guatire se realizaron basándose en el consumo actual (P.O.) presentado en el GRÁFICO N° 18.

**GRÁFICO N° 18.** Consumo actual por subsector en Guarenas-Guatire.

De forma global y como base para la proyección, el ramal dirige de los 15149,55 MCH de consumo total, el 71% al abastecimiento del subsector “Otros”, el 18% al subsector “Textil” y el 5% al “Alimento”.

Luego, partiendo de estos consumos base y tomando en cuenta los crecimientos antes descritos además de la desviación standard, se realizaron los aumentos en la demanda actual proyectándose de acuerdo a: los crecimientos de los subsectores (% industrial) y los crecimientos con la desviación tanto positiva como negativa considerada para interrelacionar este crecimiento con el PIB. Estos tres comportamientos presentados en la siguiente figura, se graficaron conjuntamente con la capacidad actual del sistema para determinar el año en el que la red de distribución agotaría su capacidad.

3. Análisis de la demanda a futuro.

El análisis consistió en el estudio de dos variables importantes, la demanda de gas y el tiempo. Gráficamente se representaron ambas variables en las proyecciones del consumo del ramal (ver GRÁFICO N° 19) donde el resultado arrojado, permite establecer estrategias de mercadeo y publicidad para realizar ampliaciones y con esto aumentar la capacidad de distribución de cada derivación en caso de que sea necesario.

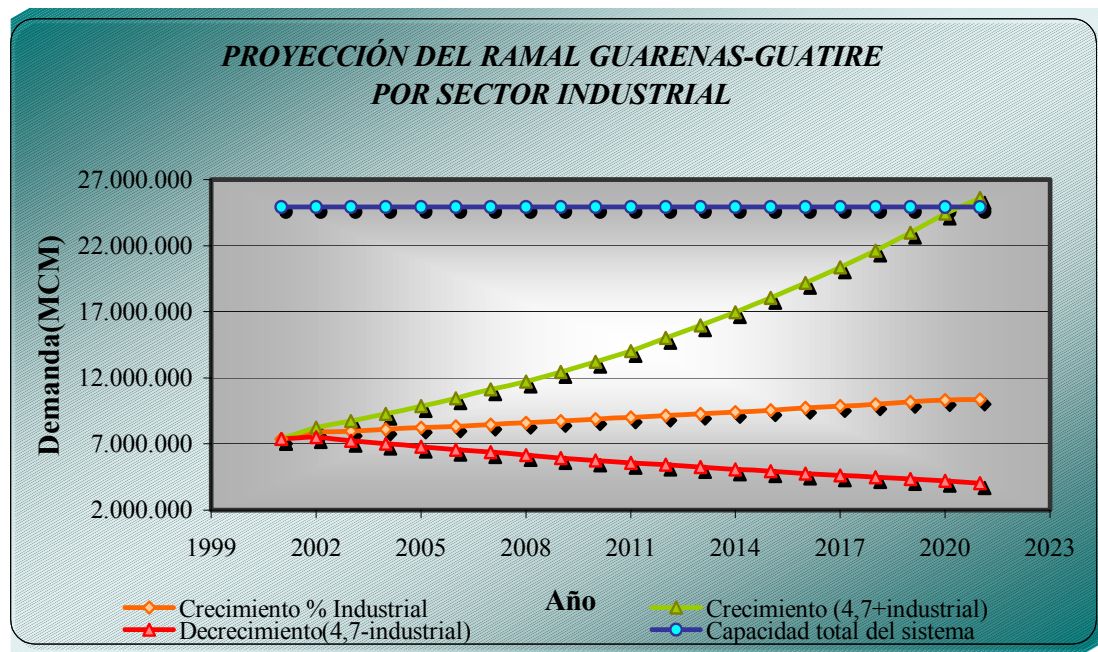


GRÁFICO N° 19. Proyección de la Demanda del sistema Guarenas-Guatire.

Como se puede apreciar en la figura anterior, el sistema actual y presentando la misma infraestructura con la tasa de crecimiento del sector manufacturero antes establecida, es capaz de garantizar gas casi ilimitadamente, al igual que si se presentara una desviación negativa en el crecimiento industrial, sin embargo, este comportamiento cambiaría en el caso en que se presentara una desviación positiva de 4,7 % sobre el crecimiento de la demanda industrial, pues entonces la red tendría disponibilidad de gas para cubrir exactamente la demanda de 20 años (punto de corte entre la curva de crecimiento con desviación positiva y la capacidad actual).

Este resultado muestra que en el ramal Guarenas-Guatire no hay necesidad de buscar distintas alternativas con el fin de aumentar la capacidad del sistema, pues la que actualmente posee es suficiente como para continuar surtiendo efectivamente a los clientes en contrato y además llevar a cabo un plan de captación de nuevos clientes, cumpliendo así con las metas propuestas en la zona de Guarenas y Guatire de gasificar por completo esta población en vías de crecimiento.

CAPÍTULO XI.- OPTIMIZACIÓN DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE

Este capítulo presenta como objetivo primordial, el proponer un plan de emergencia para situaciones derivadas al sistema de Distribución de Gas Metano en Guarenas-Guatire. La búsqueda de este campo de acción se debe a la vulnerabilidad que presenta el sistema, por poseer a lo largo de todo el ramal una única fuente de alimentación, esta situación conlleva un gran riesgo para todo el ramal, pues cualquier situación de problema (falla en el sistema de distribución, en la infraestructura, etc.) ocasionaría interrupción en la distribución del gas metano. Aunado a esto, el ramal cuenta con una disposición física independiente entre las derivaciones que la conforman unidas entre ellas por tramos únicos de alimentación, lo cual agrava aún más la situación de la red.

La realización de este “Plan de Respuesta y Control de Emergencia” de las instalaciones de Distribución, responde a una serie de circunstancias que se pueden presentar de forma repentina e imprevista en la red, las cuales demandarían acciones inmediatas. Esto a nivel de la empresa es conocido como emergencia la cual a su vez se clasifica en tres tipos: Emergencia menor (Nivel I), seria (Nivel II) o emergencia mayor o de Contingencia (Nivel III).

El Plan de Respuesta y Control de Emergencias a desarrollar, es un procedimiento escrito que permite responder adecuada y oportunamente con criterios de seguridad, eficiencia y rapidez ante los casos de emergencias que se puedan presentar, mediante una acción colectiva y coordinada de los diferentes entes participantes, a fin de controlar y minimizar la posibles pérdidas. Este plan consiste en el desarrollo de los siguientes aspectos:

11.1.- ANÁLISIS DE RIESGOS DEL SISTEMA

En esta parte del estudio, se presentan los resultados de los análisis de riesgos efectuados a la instalación, los posibles eventos y cálculos de consecuencias. Al momento de iniciar este análisis, se debió establecer una prioridad de las instalaciones a fin de determinar el orden de preparación de planes, a objeto de proteger primero aquellas zonas que pudieran impactar en mayor grado la Distribución de Gas Metano. Para esto se consideraron los siguientes aspectos que mayormente presentan problemas en una zona de riesgo:

🔗 *Densidad poblacional.*- El sistema de distribución Guarenas-Guatire surte a 80 clientes industriales entre ellos se encuentran 6 estaciones de distrito, las cuales a su vez se encargan de distribuir gas metano a diversos clientes domésticos y comerciales por estación. A continuación se presenta un listado del número de clientes que surte cada estación de distrito, esto es calculado de acuerdo al consumo registrado por estación en (MCH) dividido por el consumo aproximado de un cliente comercial o doméstico el cual es 0,21 MCH, información dada por el Departamento de Facturación.

Tabla N° 23. Estaciones de Distrito en Guarenas-Guatire.

Estación de Distrito	Consumo (MCH)	N° de Clientes
Dtto. Casarapa	29,1	139
Dtto. Guarenas	863,7	4113
Dtto. Las Islas	201,5	960
Dtto. Puerta del Este	135,8	647
Dtto. Buenaventura	70,0	334
Dtto. El Marques	59,76	285
Total	1359,9	6478

En conclusión, el ramal Guarenas-Guatire presenta por concepto de las estaciones de distrito un suministro de 1359,9 MCH a 6478 clientes entre domésticos y comerciales, teniendo entonces como total a 6552 clientes industriales, domésticos y comerciales que dependen de esta red de distribución.

Esta situación amerita que la prioridad sea el mantener la distribución en este tipo de estaciones, debido a que por el gran número de clientes que surten, algún tipo de suspensión en el suministro significaría pérdidas millonarias por concepto de dejar de facturar gas metano, además del costo por reconexión del suministro, teniendo como precio estimado por cliente de 16.000 Bs.; añadiendo además el tiempo que el personal de la empresa debe invertir pues para llevar a cabo la reconexión de este tipo de cliente es obligatorio la presencia del propietario del lugar donde se realizará dicho procedimiento. Todo esto traería como consecuencia pérdidas de 104.832.000,00 Bs. (104,8 MMBs) únicamente a razón de la reconexión del servicio.

🕒 *Volumen afectado.*- Lo grave de que el ramal cuente con una sola alimentación, es que algún problema en el tramo de tubería que une esta fuente con el troncal principal de Guarenas-Guatire provocaría la caída de todo el sistema, afectando así a todo el volumen del ramal. Sin embargo ésta no es la única situación que se podría presentar; es por ello que dependiendo del lugar donde ocurra la falla se involucrará más o menos volumen del sistema como afectado, prefiriendo que ocurra lo más alejado de la fuente.

🕒 *Vulnerabilidad de la instalación.*- Este sistema presenta una alta vulnerabilidad ya que depende de la operación de una sola Estación de Regulación Primaria (ERP) además de estar conformada estructuralmente por derivaciones que son alimentadas también por una única vía, lo que aumenta el riesgo de interrumpir la distribución.

🕒 *Tipo de clientes afectados.*- Entre los clientes más afectados se encuentran los domésticos y comerciales debido al tiempo que implica la reconexión. Aunque en el ramal hay 17 clientes que trabajan en operación continua, bajo contrato se establece que por seguridad a sus equipos, deben tener un combustible alternativo a la mano, sin embargo estas precauciones por lo general no se atienden lo que ocasiona cierta preocupación para la empresa.

🕒 *Otras posibles consecuencias asociadas.*- Esto puede ocurrir en el sistema pues existen 17 clientes cuyo tipo de operación es continuo los cuales podrían presentar daños o fallas en sus instalaciones.

Una vez tomada la decisión de qué instalaciones serán protegidas, para este caso las estaciones de distrito, se deben seguir los siguientes pasos:

1. Ubicar la estaciones de distrito en el ramal.- En el sistema hay un total de seis Estaciones de Distrito como se muestra en la FIGURA N° 39, cuatro en el sub-ramal Guarenas y dos en Guatire, de estas, las que presentan mayor peligro y serán analizadas son las estaciones Dtto. Puerta de Este (Guarenas) y la Dtto. El Marques (Guatire) por encontrarse más alejadas a la fuente. Las cuatro estaciones restantes (tres en Guarenas y una en Guatire) se encuentran relativamente cerca de la fuente de alimentación por lo que la única manera de salvaguardarlas sería la incorporación de otra fuente de alimentación para la red.

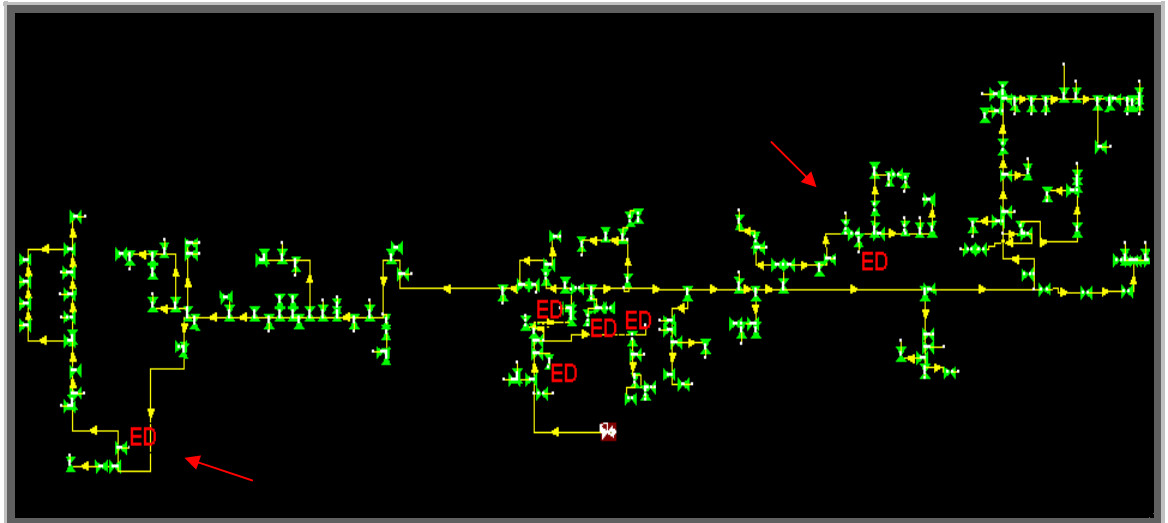


FIGURA N° 39. Ubicación de las Estaciones de Distrito.

2. Conocer la ubicación exacta de las válvulas de seccionamiento.- Un sistema de distribución además de contar con válvulas para el control de flujo de cada cliente, cuenta con válvulas de seccionamiento como se muestra en el Anexo N° 28, las cuales dividen tramos de tuberías de extensa longitud con el fin de tener un mayor control y manejo en la distribución del gas metano, cumpliendo también con normas rigurosas de seguridad.

3. Sectorizar el ramal en tramos a estudiar.- Se dividió el ramal en cuatro tramos principales, para así estudiarlos como casos independientes y conocer específicamente

el comportamiento que presentarían de acuerdo a los diferentes casos de fallas factibles. Esta división se representa en el Anexo N° 27.

4. Conocer las tuberías que presentan mayor volumen empacado.- Con los resultados de la simulación del comportamiento de la red, el Stoner/Synergee calcula el volumen empacado por cada tubería que conforma el sistema; con esta información se ubicaron aquellas tuberías que presentan mayor gas empacado, es importante conocerlas pues en el caso de alguna falla, se puede tomar a la más cercana para surtir a la estación en peligro. (ver el Anexo N° 28)

5. Calcular el volumen empacado por tramos de estudio.- Debido a que para realizar este estudio el ramal se dividió en sectores, se necesitó calcular el volumen empacado total de cada tramo, con el fin de estudiar los casos independientes y abarcar así un mayor número de riesgos de fallas. Esto es presentado a continuación en la siguiente tabla.

Tabla N° 24. Volumen Empacado en los tramos a estudiar.

Tramo	Volumen Empacado (MC)
1	973,0
2	3734,0
3	771,0
4	2522,1

6. Ubicar los clientes industriales de mayor consumo.- Se identificaron los clientes industriales de mayor consumo (Anexo N° 28) con el fin de que en el caso de cualquier falla, se puede saber a cuáles desconectar el servicio para así dejar mayor volumen empacado y poder dirigir el flujo hacia las estaciones de distrito en peligro y logrando aumentar así el tiempo para el arreglo de la falla.

11.2.- DESARROLLO DEL PLAN DE EMERGENCIA/CONTINGENCIA

Con el fin de mantener el suministro sobre todo en las Estaciones de Distrito, se han realizado diferentes análisis de acuerdo a las diferentes situaciones críticas que

podrían presentarse en el sistema, estas situaciones se han representado bajo el esquema de escenarios posibles a suceder.

11.2.1 En el Sub-ramal Guarenas.

Escenario 1. Falla en el Tramo 1, entre V-4 y V-5.

Si ocurriera una falla en el Tramo 1 (Guarenas), lo primordial es cuidar la Estación de Distrito (ED) “Puerta del Este”; siendo más específico si la falla se localizara entre la válvulas de seccionamiento 4 y la 5, se deben analizar los siguientes aspectos:

1. Se deben cerrar las válvulas 4 y 5 para así trabajar en función al volumen empacado más cercano. En base a esto pueden surgir diferentes opciones a llevarse a cabo:

Escenario 1.1. Si sólo se quiere surtir gas a la Estación de Distrito.

2. Se debe cortar el suministro a los clientes Cyanamid y G.N.V Guarenas para que todo el gas surta a la estación de distrito.
3. Determinar el volumen empacado con el cual se va a seguir trabajando: Volumen empacado entre V-4 y V-5 = 695m³.
4. Calcular el tiempo de suministro que le daría el volumen empacado a la estación de servicio. Debido a que la distribución se realizará a 60 psig (presión doméstica y comercial) y el volumen está empacado a la presión del sistema (para hallar esta presión se debe hacer un promedio entre la presiones de las tuberías que se cuenten para el empaque de gas), se debe aplicar la siguiente ecuación:

$$P_{emp} * V_{emp} = P_{sum} * V_{sum} \quad (18)$$

Esto se traduce para este caso en:

$$242,8 \text{ psig} * 695 \text{ m}^3 = 60 \text{ psig} * V_2 \Rightarrow V_2 = 2812,43 \text{ m}^3.$$

5. Conociendo ya el volumen disponible para surtir a la ED, y conociendo su consumo (135,8 m³/h) se puede determinar el tiempo que se puede mantener alimentada.

$$Q_2 = V_2 / t \quad (19)$$

$$t = 2812,43 \text{ m}^3 / 135,8 \text{ m}^3/\text{h} \Rightarrow t = 20,71 \text{ h}$$

Para poder arreglar las fallas más comunes, este tiempo es suficiente por tal se debe tomar en cuenta como plan válido. A continuación se muestra una tabla resumen de los resultados de esta situación:

Tabla N° 25. Resultados del análisis del Escenario 1.1.

Volumen empacado a Psistema (m ³)	Presión del sistema (psig)	Presión a suministrar (psig)	Volumen empacado a Psuministro (m ³)	Consumo a proteger (m ³ /h)	Tiempo de suministro (h)
695	242,8	60	2812,43	135,8	20,71

Escenario 1.2. Si se surte gas a todos los clientes comprendidos entre V-4 y V-5.

- Se quiere satisfacer a cuatro clientes que se encuentran en este límite, con un total de consumo de 738, 2 m³/h y el mismo volumen empacado.
- En vista de que hay clientes domésticos e industriales: el consumo a 60 psig es igual a 135,8 m³/h y el consumo a 90 psig es a 602,4 m³/h. Calculando el consumo total a 60 psig, se obtiene un total de 1039,4 m³/h, consiguiendo los siguientes resultados:

Tabla N° 26. Resultados del análisis del Escenario 1.2.

Volumen empacado a Psistema (m ³)	Presión del sistema (psig)	Presión a suministrar (psig)	Volumen empacado a Psuministro (m ³)	Consumo a proteger (m ³ /h)	Tiempo de suministro (h)
695	242,8	60 y 90	1039,4	738,2	2,71

Con aproximadamente 3 horas para solucionar cualquier problema, no se puede tomar como alternativa de solución. Por tal motivo, si ocurriera alguna falla en esta sección del sistema, lo propio es abastecer solamente a la ED.

Escenario 2. Falla en cualquier parte del Tramo 1.

Para realizar este estudio, se calculó el volumen completo empacado en el tramo 1, expresado en la Tabla N° 27, para luego tomar en cuenta que: en este caso sólo se debe cerrar la válvula 5 y se debe tener en consideración que sólo se quiere alimentar la ED.

Tabla N° 27. Resultados del análisis del Escenario 2.

Volumen empacado a Psistema (m ³)	Presión del sistema (psig)	Presión a suministrar (psig)	Volumen empacado a Psuministro (m ³)	Consumo a proteger (m ³ /h)	Tiempo de suministro (h)
973	242,4	60	1039,4	135,8	28,95

De acuerdo a esto, significa que si ocurriera una falla en el tramo 1 y se cerrara la válvula 5 y además se suspendiera el consumo a todos los clientes suministrando únicamente a la ED, las operaciones de reparación podrían durar hasta 28,95 h lo cual es un tiempo razonable para tal fin.

Escenario 3. Falla en Tramo 1. Aguas arriba de la válvula 4.

En el caso de que ocurriera alguna falla después de la V-4, ya no existiría el riesgo de no suministrarle gas a la ED, sin embargo, es necesario conocer cual sería el comportamiento del resto del Tramo-1, una vez cerrada la válvula 4:

1. Después de la V-4, existen 278 m³ de volumen empacado.
2. El volumen empacado se encuentra bajo una presión promedio de 242,4 psig.
3. La presión a la que se distribuirá el gas será de 90 psig ya que no hay ninguna ED adelante, esto traduce el volumen empacado a una nueva cifra igual a 748,75 m³.
4. Sabiendo que el consumo de los clientes ubicados después de la V-4 es de 749,5 m³/h, se aprecia que es mayor que lo disponible por el empacado lo cual hace imposible resguardar la distribución del gas en esta sección.

Escenario 3.1. Si además de lo anterior, se desconecta el consumo al cliente Fashion Color:

- 1.El quitar el consumo de este cliente, se traduce a un consumo total de 473,6 m³/h que debe ser suministrado.
- 2.Con el volumen empacado calculado en el punto 3 de la sección anterior, se determina el tiempo que lo empacado puede abastecer la sección en estudio, este tiempo es de 1,6 h. Debido a este corto tiempo se debe considerar el siguiente escenario.

Escenario 3.2. Si además de lo anterior, se desconecta el consumo al cliente Corpañal:

Al desconectar este cliente, el consumo que se debe abastecer llega a 280,1 m³/h. A continuación se presenta la tabla resumen de los resultados de este escenario y los dos anteriores.

Tabla N° 28. Resultados del análisis del Escenario 2.

Escenario	Vol. Emp. a Psistema (m ³)	P del sistema (psig)	P sum. (psig)	Vol. Emp. a Psum. (m ³)	Consumo a proteger (m ³ /h)	Tiempo de suministro (h)
3	278	242,4	90	748,75	749,5	-
3.1	278	242,4	90	748,75	473,6	1,6
3.2	278	242,4	90	748,75	280,1	2,67

Escenario 4. Falla en el Tramo 2.

Si ocurriese alguna falla en este tramo, se deben tener en consideración :

1. Esta parte del sistema tiene ubicado a los clientes bastante cerca de la tuberías principal de Guarenas, contando con muy pocas derivaciones que sean extensas, aumentando en gran proporción la seguridad del suministro.
2. En este tramo no se encuentra ubicada alguna ED lo que elimina la urgencia del plan detallado.
3. En el caso de necesitar mucho tiempo para la reparación se puede llevar a cabo el corte del suministro a los clientes de mayor consumo como lo son Duncan y Sidetur.

4. En el caso de ocurrir algo en este tramo, el tramo 1 se vería afectado forzosamente lo que provocaría cualquiera de los tres escenarios analizados anteriormente.

Como conclusión general de las situaciones que se podrían presentar en este sub-ramal, se tiene que es necesario para cada una de las derivaciones, poseer alimentaciones alternas que disminuyan el riesgo de una interrupción en el suministro del gas, esto se logra enmallando las conexiones del sistema. Sin embargo no existe alguna posibilidad de conectar el tramo 1 con el 2 debido a que la situación geográfica y de infraestructura en la zona no lo permite, a pesar de ello, se puede solucionar este caso con la protección del tramo 2 para que así se proteja la alimentación del tramo 1, mediante dos lazos de tuberías una para conectar la derivación TecnoLam con la Holsum-Duncan y la otra para resguardar el suministro uniendo la derivación Trapichito con Cuyuni que es la derivación más cercana a la EMR. Las características de estos lazos son las presentadas en la siguiente tabla.

Tabla N° 29. Enmallamiento del Sub-ramal Guarenas.

Lazo	Derivación Inicio	Derivación Final	Longitud (Km)	Diámetro (pulg)
1	TecnoLam	Holsum-Duncan	0,5	4
2	Trapichito	Cuyuni	0,3	4

Además de la incorporación de estos lazos, es recomendable adicionar una válvula de seccionamiento en el troncal principal de este sub-ramal (entre V-6 y V-7) antes de la derivación TecnoLam con el fin de tener mayor control en la distribución de este recurso en caso de alguna emergencia. Estas soluciones son representadas en la figura expuesta en el Anexo N° 29 junto con las del otro sub-ramal.

11.2.2. En el Sub-ramal Guatire.

Este sub-ramal se dividió en dos tramos importantes de analizar por encontrarse más alejados a la alimentación además de contener el mayor número de clientes con consumos considerables.

Escenario 5. Falla en el Tramo 3.

Este tramo está conformado por toda la derivación Alba-Bondex que a su vez suministra a una ED y a los clientes de mayor consumo de este sub-ramal. En el análisis de este tramo se pueden considerar los siguientes casos:

Escenario 5.1. Suministrar únicamente a la ED.

Para este caso se presenta la siguiente situación:

Tabla N° 30. Resultados del análisis del Escenario 5.1.

Volumen empacado a Psistema (m ³)	Presión del sistema (psig)	Presión a suministrar (psig)	Volumen empacado a Psuministro (m ³)	Consumo a proteger (m ³ /h)	Tiempo de suministro (h)
771	238,18	60	3060,61	59,76	3000,9

Debido a que este tramo cuenta con una gran cantidad de clientes de alto consumo, este tramo cuenta con abundante volumen empacado si sólo se desea suplir a la ED, sin embargo a esto se le debe agregar que por tener un número de clientes considerable, se va a tener que invertir un tiempo valioso para la desconexión del suministro de los clientes industriales que no se deba mantener en operación.

Escenario 5.2. Abastecer a todo el tramo.

Si se desea suministrar gas a todos los clientes de esta derivación, se presentaría el siguiente panorama:

Tabla N° 31. Resultados del análisis del Escenario 5.2.

Volumen emp. a Psistema (m ³)	Presión del sistema (psig)	Presión a suministrar (psig)	Volumen emp. a Psuministro (m ³)	Consumo a proteger (m ³ /h)	Tiempo de suministro (h)
771	238,18	60 y 90	3060,61	4199,16	-

Como se aprecia, el volumen empacado no es suficiente para poder suplir el requerimiento de todo el tramo lo que hace pensar como única solución el escenario 5.1.

Escenario 6. Falla en el Tramo 4.

Este tramo estudia el peligro que puede presentar el extremo del sub-ramal Guatire, agrupando a cuatro de las derivaciones que lo conforman. Teniendo en consideración de que no se encuentra ninguna ED en este tramo, si ocurriera algún accidente o falla antes de la válvula de seccionamiento 8, se presentaría la siguiente situación:

Tabla N° 32. Resultados del análisis del Escenario 6.

Volumen empacado a Psistema (m³)	Presión del sistema (psig)	Presión a suministrar (psig)	Volumen empacado a Psuministro (m³)	Consumo a proteger (m³/h)	Tiempo de suministro (h)
2468	238,09	90	6528,82	2522,1	2,6

Como es de apreciar, existe muy poco tiempo para arreglar alguna avería, sin embargo desconectándole el servicio a los clientes de mayor consumo como Saltex y El Monito se ganaría el tiempo suficiente para solucionar algún problema sin suspender la distribución.

En general, y analizando cada uno de los escenarios establecidos para el estudio del sub-ramal Guatire, es necesario al igual que con el anterior sub-ramal enmallar el mismo pues es la única manera de proteger los tramos estudiados, conectándolos con algún lazo de tuberías a las derivaciones más cercanas a la alimentación. El enmalle más urgente sería agregar tres lazos de tuberías, el primero para conectar la derivación Minigrip con la Alba-Bondex, el segundo con el fin de unir Alba-Bondex con la derivación Promade y por último para interconectar esta última derivación con Barnix. A continuación se muestran las características aproximadas de los lazos a incorporar.

Tabla N° 33. Enmallamiento del Sub-ramal Guatire.

Lazo	Derivación Inicio	Derivación Final	Longitud (Km)	Diámetro (pulg)
1	Minigrip	Alba-Bondex	0,6	4
2	Alba-Bondex	Promade	0,7	3
3	Promade	Barnix	1,8	4

La representación gráfica de las soluciones presentadas tanto para el sub-ramal Guarenas como para el de Guatire, es la presentada en el Anexo N° 29.

En los enmallamientos sólo se han tomado en cuenta aquellas derivaciones que correrían con mayores consecuencias, sin embargo, también se debe de velar por el resto de las derivaciones que se encuentran en todo el ramal. Por ahora y como solución alterna en caso de que ocurriera alguna falla en estas derivaciones no consideradas (tanto para Guarenas como para Guatire), se debería proceder a la alimentación mediante bombonas de gas propiedad de la empresa hasta que se solucione el problema.

Actualmente la empresa cuenta con 6 bombonas de gas metano, dos de ellas son pequeñas contando con 8 m³ en total y cuatro restantes de mayor capacidad (15 m³ c/u) con un total de 60m³, es decir, se cuenta con un total de 68 m³ entre las seis bombonas las cuales se presentan como buena solución cuando corre riesgo alguna estación de distrito por alguna fuga o en general para solucionar cualquier problema puntual.

11.3.-ESTUDIO ECONÓMICO

Con motivo de concluir con el análisis de las propuestas dadas en la sección anterior, se hace necesario llevar a cabo un estudio económico y determinar así la factibilidad de las soluciones mencionadas. Para realizar el análisis de costos de las alternativas planteadas, se deben seguir los siguientes pasos:

1. Precisar los montos (MMS\$/Año) de:

- ⓐ Inversiones requeridas.
- ⓑ Costos adicionales (compras de gas, operación y mantenimiento).
- ⓒ Ingresos esperados.
- ⓓ Horizonte económico: 20 años para gasoductos y tuberías

2. Calcular los flujos de caja anuales de acuerdo a:

- ⓐ Utilidad Operacional = Ingresos - Costos – Depreciación.
- ⓑ ISLR = 34 % (Utilidad Operacional).
- ⓒ Flujo de Caja = Ingresos - Costos - Inversiones – ISLR

3. Calcular:

ⓐ VPN (Valor Presente Neto): Valor actual de los rendimientos esperados a lo largo del horizonte económico (N), expresado con la siguiente ecuación:

$$VPN = -Inv_0 + \sum_{n=1}^N \frac{(-Inv_n + Ing_n - Cost_n)}{(1 + Td)^n} \quad (20)$$

De acuerdo a esto, la capacidad de un sistema de distribución de gas metano será mayor si se propicia la entrega de volúmenes en los tramos iniciales del sistema, ya que de esta forma se libera gran parte de la carga en los tramos iniciales del mismo y en consecuencia se reducen las pérdidas por fricción en los tramos finales.

ⓐ TIR: Tasa de interés promedio que iguala el VPN con la inversión inicial (eficiencia marginal de la inversión) y se representa de la siguiente manera:

$$0 = -Inv_0 + \sum_{n=1}^N \frac{(-Inv_n + Ing_n - Cost_n)}{(1 + TIR)^n} \quad (21)$$

ⓐ TP: Tiempo en que se recupera la inversión inicial. Para ese momento, la sumatoria de los flujos de caja del proyecto es igual a cero.

$$TP = n/ \Rightarrow \sum_{n=1}^n (\text{Flujos de Caja}) = 0 \quad (22)$$

⊙ EI: Eficiencia de la inversión. Cuánto se obtiene por cada dólar invertido.

$$EI = \frac{VPN_{\text{gen}}}{VPN(\text{Inversiones})} + 1 \quad (23)$$

Para conocer la rentabilidad del proceso, se debe precisar la inversión inicial. Para tal fin se utilizaron los índices de estimación de costos (ver Anexo N° 30) en donde el tendido de tuberías en ciudad se ve representado por el siguiente índice:

$$40 = \frac{\$}{ML \times \text{Pulg.}} \quad (24)$$

Este índice, viene expresado en dólares por metro lineal de tubería por el diámetro en pulgadas; calculando la inversión:

$$40 = \frac{\$}{(500 * 4) + (300 * 4) + (600 * 4) + (700 * 3) + (1800 * 4)} \Rightarrow \$ = 596000$$

En millones de dólares la inversión es de 0,596 MM\$, para realizar la conversión a bolívares, según la paridad cambiaría, a una tasa de 850 Bs/\$ para la fecha, la inversión es de 506,6 MMBs.

Debido a que la incorporación de nuevos lazos de tuberías no sólo elimina el riesgo de la interrupción del gas sino también que aumenta la capacidad del sistema, se deben tomar en cuenta los costos adicionales, es decir, los gastos ocasionados por la compra de gas adicional (que se debe realizar obligatoriamente para la incorporación de tuberías), este valor se obtiene de la diferencia entre la capacidad actual (tomando como referencia la mayor capacidad, 29,43 MMPCD) y la capacidad con la incorporación de los lazos (38,66 MMPCD), dando como resultado un volumen de gas de 9,23 MMPCD. Estos costos también se relacionan con los gastos de operación y mantenimiento de las

instalaciones, representando el 5% de la inversión inicial. Realizando los cálculos para un período de 20 años, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla N° 34. Índices de Rentabilidad.

VPN (MM\$)	VPN INV (MM%)	TIR (%)	EI	TP (AÑOS)
2,36	0,59	58,69	5,00	2

De acuerdo a los resultados presentados, queda registrado que el tiempo de pago del proyecto es de dos años, esto se deriva de que la inversión es muy pequeña en relación con la cantidad de gas que se tendría disponible para vender. Sin embargo, y aunque la veracidad de estos valores depende de la venta de todo este gas, lo más importante es haber solucionado el problema del alto riesgo de desconexión del suministro el gas.

CONCLUSIONES

A continuación se presentan las conclusiones a las que se llegó después de realizado el estudio al sistema de distribución de gas de Guarenas-Guatire.

- ④ El simulador reproduce en forma precisa el comportamiento del sistema por lo cual es una herramienta confiable para su estudio.
- ④ El 54% de los clientes en estudio, consumen volúmenes superiores a los establecidos en la OMEM del contrato, lo que obligó implementar un Patrón de Operación más cercano a la realidad del sistema.
- ④ La capacidad de un sistema será mayor si se propicia la entrega de volúmenes en los tramos iniciales del mismo, liberándose gran parte de la carga, lo que permite disponer de un mayor nivel de energía traducidos luego en un diferencial de presión para la distribución de volúmenes adicionales de gas.
- ④ La capacidad de un sistema está dada por: las condiciones de operación expresadas en velocidad y presión, la distribución de la demanda, la configuración física y las características del gas transmitido.
- ④ La disponibilidad en un sistema varía de acuerdo al comportamiento de la presión y velocidad en las líneas de gas a lo largo de la red, y del punto donde se evalúe la misma.
- ④ La disponibilidad de gas actual es de 56% de la capacidad total del ramal, y el funcionamiento del sistema también es óptimo.
- ④ Al inicio de este estudio la empresa contaba con una disponibilidad de 7,82 MMPCD, y después de haber realizado este trabajo, se sabe que en realidad se cuenta con 16,55 MMPCD, lo que representa una sinceración del 109,08 % en la disponibilidad de la red Guarenas-Guatire.

- ④ Las proyecciones de demanda para los próximos veinte años, permiten evidenciar el crecimiento global de la demanda del gas metano, y la posibilidad de cubrir parcialmente esta con la disponibilidad actual. Obteniendo como resultado, que para este ramal, es posible cubrir el crecimiento de la demanda en su totalidad sin cambios ni mejoras operacionales ni estructurales.

- ④ El análisis económico realizado, permite concluir que las propuestas de mejoras operacionales, presentan un bajo costo de inversión en comparación con las pérdidas que se podrían generar, representando una inversión segura y confiable, con un VPN positivo.

- ④ Los resultados del estudio tanto de la disponibilidad comercial como el de la demanda del sistema, permite direccionar los nuevos mercados hacia las zonas del ramal que presenten mayor disponibilidad para la red como lo son las derivaciones “Cyanamid”, “Dtto. Guarenas-Alf. Vzla” y “Obra Limpia”, a fin de maximizar los sistemas de distribución del país y obtener así mayor ganancia en la comercialización del gas.

RECOMENDACIONES

En esta sección se presentan las recomendaciones y propuestas relacionadas con el estudio detallado al sistema de distribución de gas metano industrial de Guarenas-Guatire.

- ④ Realizar un procedimiento para el mantenimiento de la data de los archivos del Stoner/Synergee. De esta manera se logra un control sobre la actualización de los mismos y se evita su mal uso, conservando los datos originales y garantizando la plena confianza de los resultados obtenidos en las respectivas simulaciones, ya que estos archivos deben ser usados como una herramienta de trabajo segura y confiable que facilite el trabajo, optimizando el tiempo que se emplee en su uso.
- ④ Se sugiere llevar acabo actualizaciones de los esquemáticos periódicamente (al menos cada seis meses). Estas actualizaciones deben ser reportadas a los representantes de mercadeo a fin de verificar y actualizar los cambios que se hagan tanto a nivel operacional como a nivel de los clientes industriales. De esta forma es posible disponer de la información actualizada y congruente de la configuración de los sistemas, los datos de las condiciones de operación de los mismos, el estatus de los clientes industriales y sus respectivas condiciones contractuales.
- ④ Ajustar las condiciones contractuales de los clientes industriales que presenten desviaciones considerables en cuanto al consumo de gas y a la presión de entrega establecida en el contrato, ya que esto limita la disponibilidad de los sistemas.
- ④ Realizar periódicamente estudios de capacidad y disponibilidad en sisyemas de distribución, como un complemento de los requerimientos de demanda futura que se presenten.

- ④ Direccionar el mercado hacia aquellas derivaciones que presentan mayor disponibilidad de gas, para maximizar la utilización de la infraestructura instalada y minimizar las inversiones requeridas para la venta de volúmenes adicionales de gas metano, lo que en definitiva se traduce en una mayor rentabilidad del negocio.

- ④ Fomentar los estudios de mercado, incentivando la comercialización de gas, a través de políticas agresivas de publicidad y mercadeo.

- ④ Incorporar una fuente de alimentación alterna en caso de contingencia para todo el ramal, cercana al sub-ramal con mayor consumo de gas metano, para este caso el sub-ramal Guarenas.

- ④ La construcción de lazos; entre las derivaciones que presentan altos consumos y a la vez que poseen un alto riesgo de interrupción para el suministro de este recurso por contar con única tubería de alimentación. Logrando no sólo la protección a derivaciones aisladas sino también alcanzando con esto, disminuir las pérdidas por fricción y la caída de presión en estas tuberías, lo que proporciona una mayor disponibilidad de gas en el sistema.

BIBLIOGRAFÍA

CRANE. “Flujo de Fluidos en válvulas, Accesorios y tuberías”. Editorial Mc Graw-Hill. México. 1992.

GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION-GPSA. “Engineering Data Book”. Gas Processors Association. Volumen II. Onceava Edición. Oklahoma, U.S.A . 1998.

HIMMELBLAU, David M. “Principios Básicos y Cálculos en Ingeniería Química”. Editorial Prentice-Hall Hispanoamericana, S.A . Sexta Edición. México.1997.

MATAIX, Claudio. “ Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas”. Editorial Harper y Row Latinoamericana. Segunda Edición. México. 1982.

MOTT, Robert. “Mecánica de Fluidos Aplicada”. Editorial Prentice-Hall Hispanoamericana, S.A. Cuarta Edición. México. 1996.

PDVSA. “Curso de Ingeniería de Producción”. Tercer Módulo. Gerencia de Ingeniería de Petróleo. Puerto la Cruz. 1992.

PDVSA. “El Pozo Ilustrado”. Departamento de Relaciones Públicas. Caracas. Diciembre, 1998.

PDVSA-GAS. “Gas Doméstico”. Gerencia de Transmisión y Distribución de gas. Caracas. Noviembre, 1994.

PDVSA-GAS. “Resumen Técnico del Sistema de Distribución Central”. Ingeniería Operacional Gas- Estudios y Asesorías. Junio, 2001.

PDVSA-GAS. “Sistema de Información Gas Doméstico-Cartera de Proyectos-1997”. Gerencia General de Gas. Gerencia de Transmisión y Distribución- Proyecto Gas Doméstico. Caracas. Noviembre, 1996.

PDVSA-GAS. “Venezuela Gas Natural”. Gerencia General de Gas. Caracas. 1997.

STONER WORKSTATION SERVICE (SWS). “User’s Guide” . SWS Gas Version 2.21 for Windows. Carlisle, Pennsylvania. USA.1995.

VAN WYLEN, G. Y SONNTAG, R. “Fundamentos de la Termodinámica”. Editorial Limusa, S.A. México. 1992.

WWW.Intranet.pdvsa.com

ANEXOS

ANEXO N°1

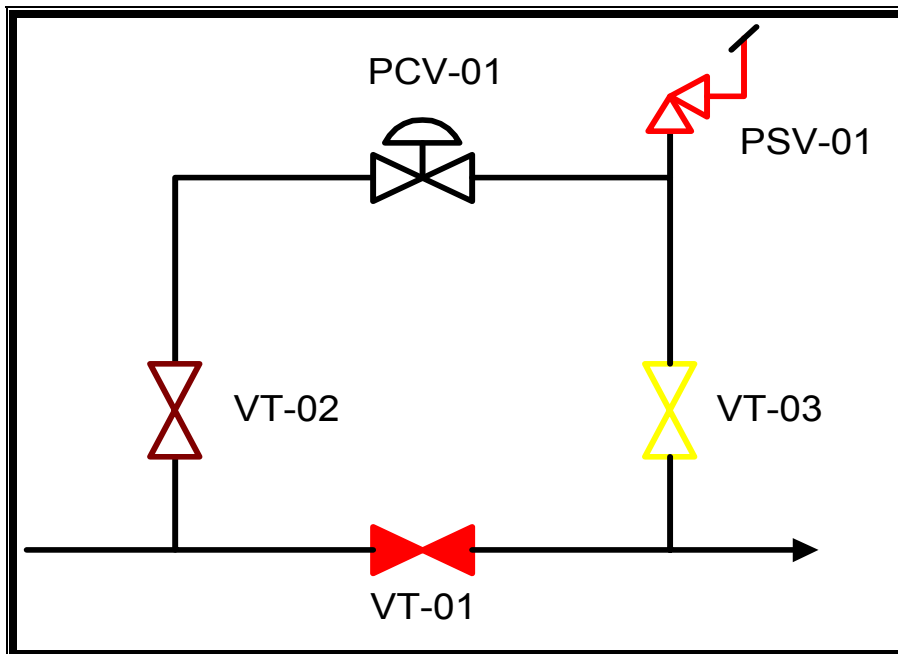
ESTACIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Anexo N°1.1. Codificación de los elementos que conforman las Estaciones.

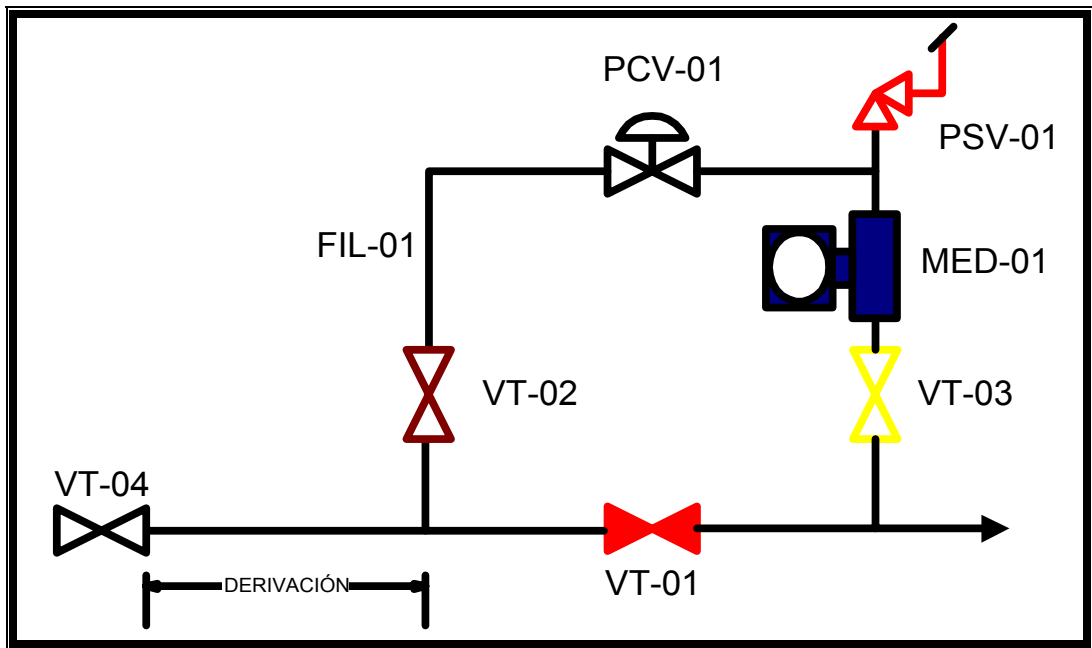
(Código de colores)

Color	Descripción	Condición
Marrón	Válvula de entrada	Abierta
Naranja	Válvula de salida	Abierta
Rojo	Desvío y alivio	Cerrada
Azul	Equipos de medición	Abierta
Violeta	Equipos eléctricos	Abierta
Negro	Sentido de flujo, letras, números	Abierta
Gris	Equipos de recolección, Resto de las instalaciones	Abierta

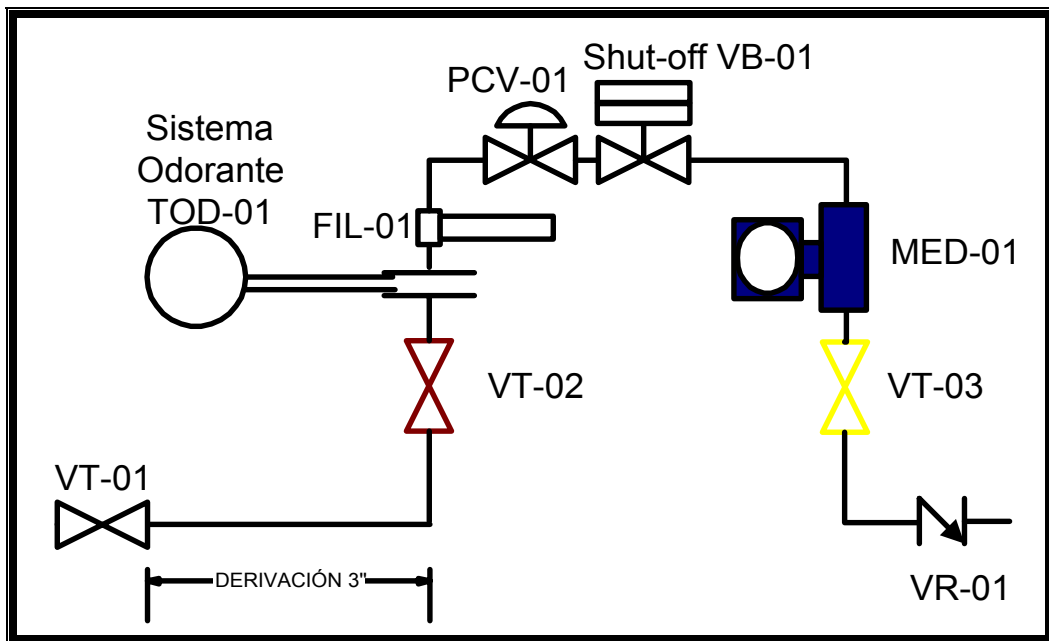
Anexo N°1.2. Esquemático General de una Estación de Regulación Secundaria (ERS)



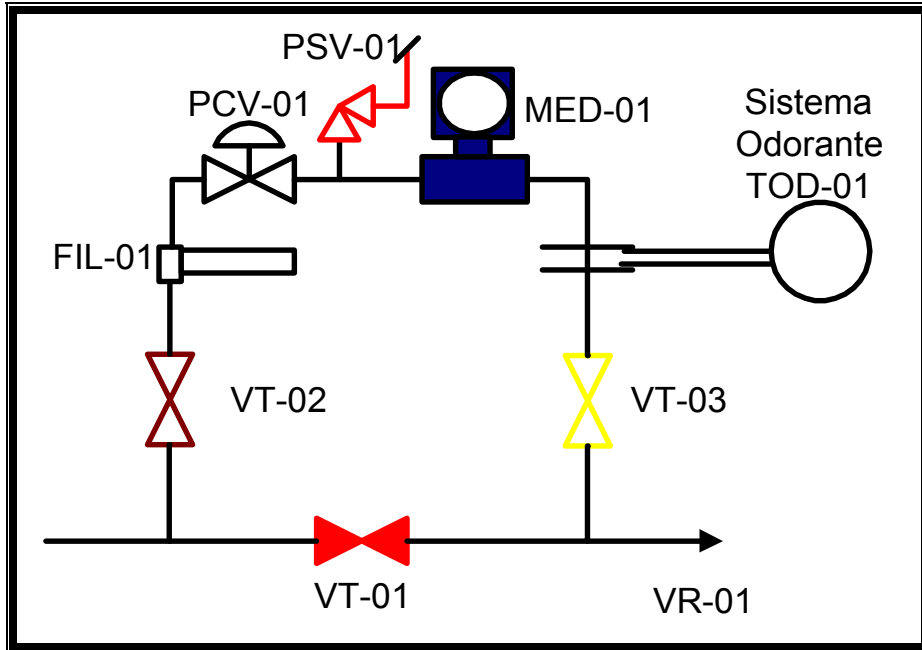
Anexo N°1.3. Esquemático General de una Estación de Medición y Regulación (EMR) para clientes industriales.



Anexo N°1.4. Esquemático General de una Estación de Medición y Regulación (EMR) para GNV.



Anexo N°1.5. Esquemático General de una Estación de Distrito.



ANEXO N°2

ECUACIONES DEL SIMULADOR STONER SYNERGEE

ANEXO N°3

CASOS BASE DEL SIMULADOR STONER SYNERGEE

ANEXO N° 3.- CASOS BASE DEL SIMULADOR STONER SYNERGEE

ANEXO N°4

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD

ANEXO N° 4.- FACTOR DE COMPRESIBILIDAD

ANEXO N°5

UNIDADES DEL SIMULADOR STONER SYNERGEE

ANEXO N° 5.- UNIDADES DEL SIMULADOR STONER SYNERGEE

ANEXO N°6

SIMBOLOGÍA DEL SIMULADOR STONER SYNERGEE

ANEXO N° 6.- SIMBOLOGÍA DEL SIMULADOR STONER/SYNERGEE

ANEXO N°7

COMPLEMENTOS DEL SIMULADOR STONER SYNERGEE

ANEXO N° 7.- COMPLEMENTOS DEL SIMULADOR STONER SYNERGEE

ANEXO N°8

***PLANOS DEL DIBUJO PATRÓN DE GUARENAS-GUATIRE EN
AUTOCAD.***

ANEXO N° 8. PLANOS DEL DIBUJO PATRÓN DE GUARENAS-GUATIRE EN AUTOCAD.

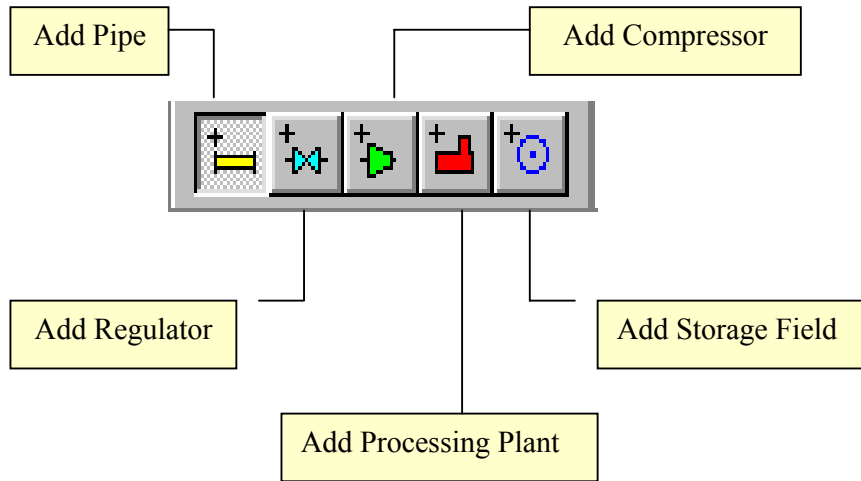
ANEXO N°9

COMANDOS DE EJECUCIÓN DEL SIMULADOR STONER/SYNERGEE

ANEXO N° 9. COMANDOS DE EJECUCIÓN DEL SIMULADOR STONER/SYNERGEE.

Los comandos que a continuación se muestran son los que permiten ejecutar las diferentes acciones en el simulador Stoner/Synergiee :

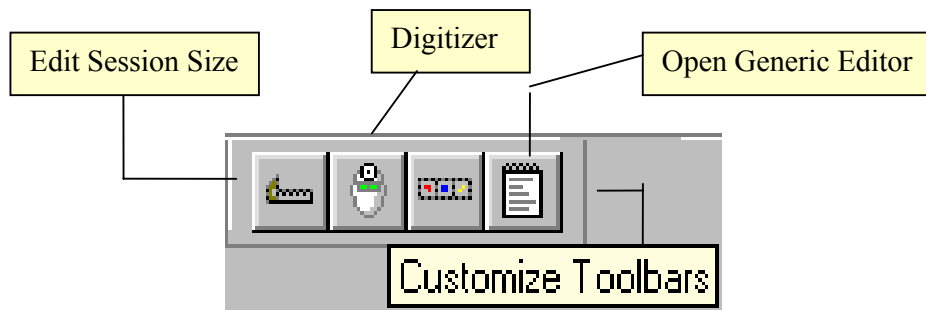
Para dibujar los diferentes elementos se utiliza la siguiente barra de comandos:



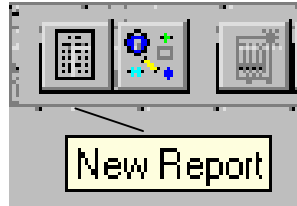
Para llevar a cabo el balanceo del sistema en el simulador se debe utilizar la siguiente barra de herramientas:



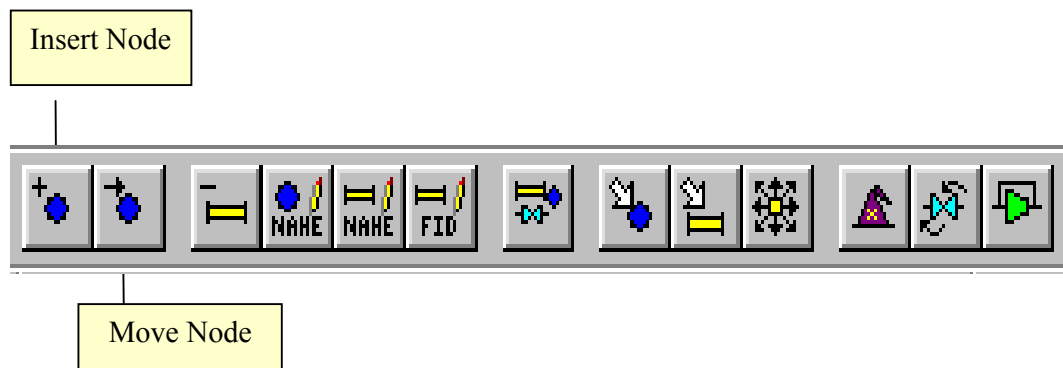
Además, el usuario puede hacer uso de las siguientes acciones:



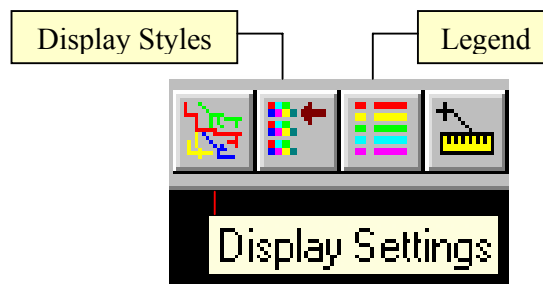
Para dar a conocer los resultados por escrito, es necesario conocer la siguiente barra:



Si se quiere hacer algún cambio en la ubicación de algún elemento, se deben manejar los siguientes comandos:



En el momento que el usuario desee conocer los rangos de presión en la pantalla de la simulación, la puede solicitar con la siguiente barra:



ANEXO N°10

CLIENTES BASE ANTES DEL ESTUDIO

ANEXO N° 10. CLIENTES BASE ANTES DEL ESTUDIO.

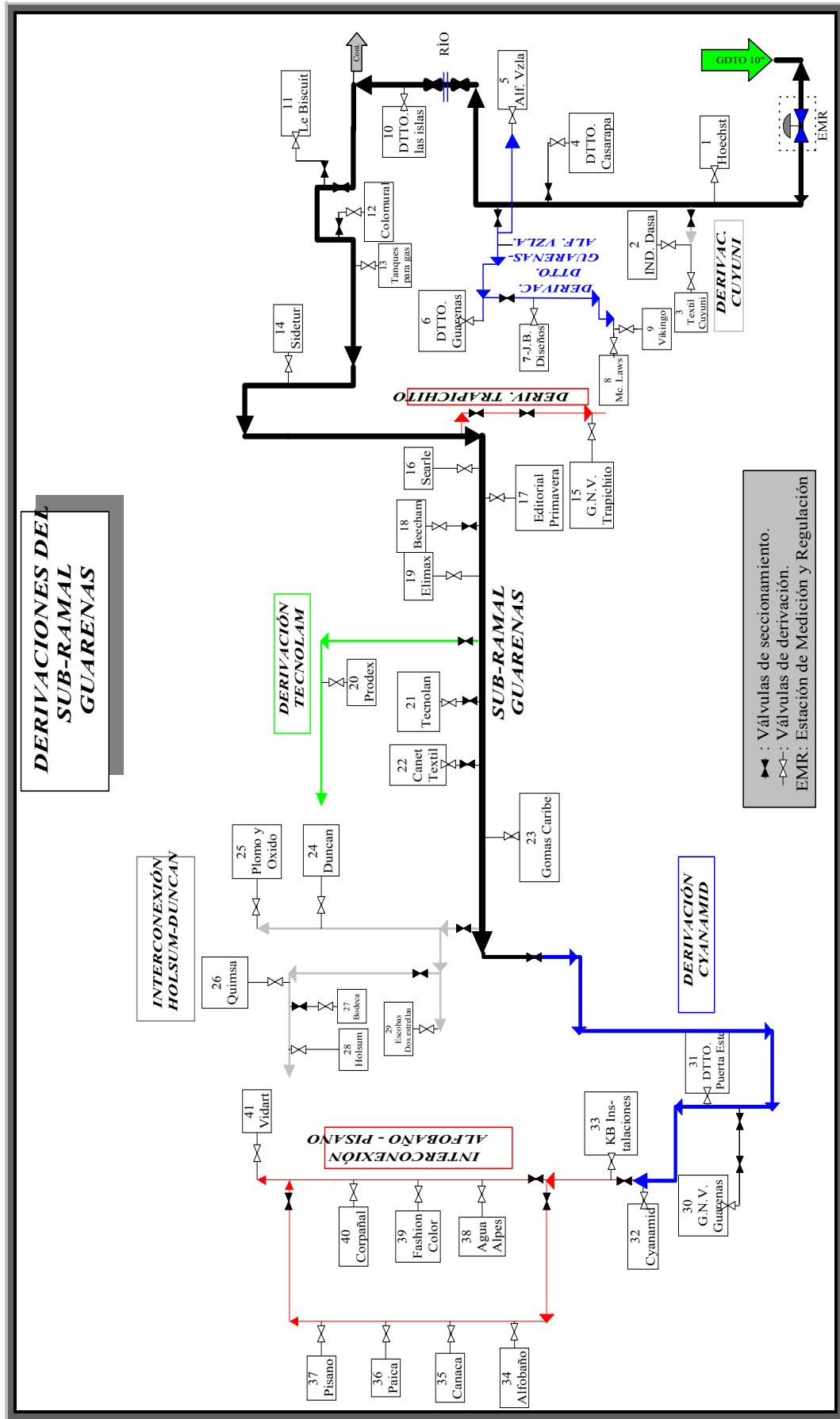
	CLIENTE	RAZÓN SOCIAL DEL CLIENTE	ESTADO
1	ALFALBA	Alfarería Alba C.A.	activo
2	ALFCARAC	Alfarería Caracas C.A.	activo
3	ALFLIMPI	Alfarería Obra Limpia C.A.	activo
4	ALFMARGA	Alfarería La Margarita C.A.	activo
5	ALFMARQU	Alfarería El Marques C.A.	activo
6	ALFOBAÑO	Alfobaño S.A.	activo
7	ALFVZLA	Alfarería Vzla S.A.	activo
8	ALPES	Agua Mineral Los Alpes C.A.	activo
9	ARPITEX	Arpitex C.A.	activo
10	AVON	Avon Cosmetics de Vzla C.A.	activo
11	BARNIX	Barnix S.A.	activo
12	BEECHAM	Smithkline Beecham	activo
13	BISANTI	Fábrica Vzлана de Juguetes Bisanti C.A.	activo
14	BODECA	Botellas Decorada C.A. Bodega	activo
15	BONDEX	Bondex Telas sin Tejer C.A.	activo
16	BURBUJAS	Burbujas Plásticas C.A. Burbuplas	activo
17	CANACA	Cauchera Nacional C.A. Canaca	activo
18	CANET	Canet Textil C.A.	activo
19	CARIBE	Fábrica de Artículos de Goma Caribe CA	activo
20	CERMARQS	Industrias Cerámicas El Marques SRL	activo
21	COLOMURA	Colomural de Vzla C.A.	activo
22	COPRESA	Corporación Remedía S.A. (COPRESA)	activo
23	CORPAÑAL	Industrias Corpañal C.A.	activo
24	CUYUNI	Industria Textil Cuyuni C.A.	activo
25	CYNAMID	Fórmica de Vzla C.A.	activo
26	DANIBISK	Danibisk C.A. Pta Guatire	activo
26	DANIBISK	Danibisk C.A. Pta Guatire	activo
27	DASA	Industrias Dasa C.A.	activo
28	DGuarenas	Distrito Guarenas	activo
29	DISLAS	Distrito las Islas	activo
30	DMARQUES	Distrito Marques Bajo	activo
31	DPTAESTE	Distrito Puerta del Este	activo
32	DTTOCASA	Distrito Casarapa	activo
33	DUNCAN	C.A. Acumuladores Duncan de Vzla	activo
34	ELIMAX	Industrias Elimax C.A.	activo
35	EMPORIO	Fábrica de Bicicletas El Imperio	activo
36	ESTRELLA	Fábrica de Escobas las Dos Estrellas CA	activo
37	FASHION	Ind Fashion Color C.A.	activo
38	FATA	Fábrica de Alfombras Fata C.A.	activo
39	FONOMET	Fonomet C.A.	activo
40	GNVGUAR	Deltaven E/S Guarenas	activo
41	GNVGUAT	Deltaven E/S Guatire II	activo
42	GNVROSA	Deltaven E/S La Rosa	activo
43	GNVTRAP	Deltaven E/S Trapichito	activo

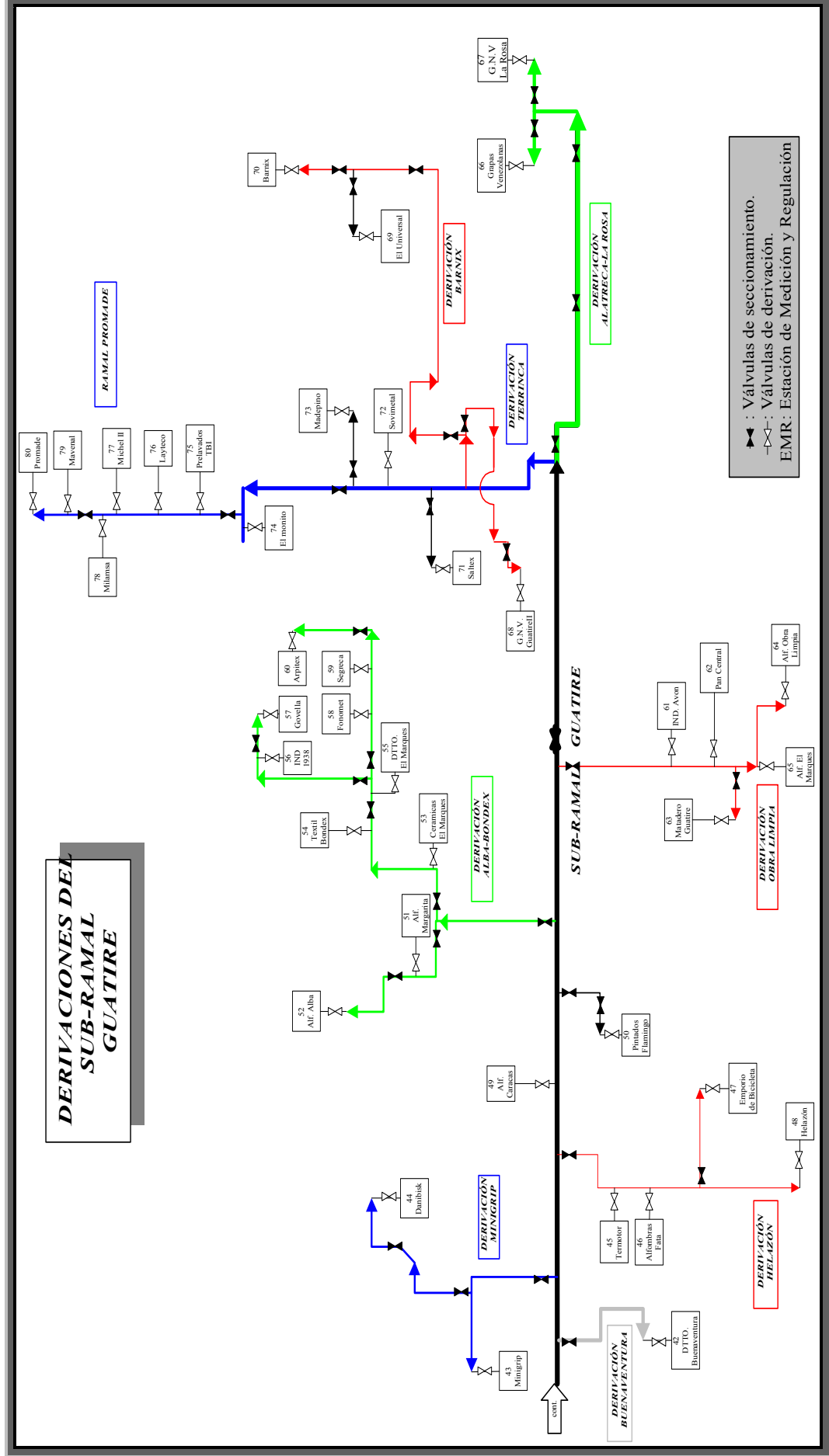
44	GOVELLA	Govella C.A.	activo
45	HELAZON	Helazón C.A.	activo
46	HELGA	Manufacturas Helga C.A.	activo
47	HILANA	Hilana C.A.	activo
48	HOECHST	Hoechst Marion Roussel S.A	activo
49	HOLSUM	Panificadora Holsum de Vzla C.A.	activo
50	IND1938	Industrial 1938 C.A.(Archimóvil)	activo
51	INDSECA	Industrias Seca S.A.	activo
52	JBDISEÑO	J.B. Diseños	activo
53	KB	Ventelum S.A. (KB Instalaciones Industriales SRL)	activo
54	LAYTECO	Lavados y Teñidos para la Confección Layteco C.A.	activo
55	LEBISCUI	Alimentos le Biscuit C.A.	activo
56	MATGUAT	Matadero Industrial Guatire C.A.	activo
57	MAVENAL	Mavenal C.A.	activo
58	MCLAWS	Industrias Alimenticias Mc Laws C.A.	activo
59	METAPLAZ	Metal Plaza	activo
60	MICHEL	Industrias Michel C.A. Pta 2	activo
61	MILANSA	Industrial Milansa S.A.	activo
62	MINIGRIP	Minigrip de Vzla C.A.	activo
63	MONITO	Confecciones El Monito S.A.	activo
64	NOVOFILO	Novofilo Textil C.A.	activo
65	OWENS	Manufacturas Owens C.A.	activo
66	PAICA	Preparados Alimenticios Internacionales C.A. Paica	activo
67	PAPEAUTO	Papel Ecológico Autocopiante SPC S.A	activo
68	PINOSO	Aserradero El Pinoso C.A.	activo
69	PINTFLAM	Pintados Electroestáticos Flamingo C.A.	activo
70	PISANO	Pisano Goma C.A.	activo
71	PLOMOXID	Plomos y Oxidos C.A.	activo
72	PRETBI	Prelavados TBI C.A.	activo
73	PRIMAVER	Editorial Primavera C.A.	activo
74	PRODEX	Prodex C.A.	activo
75	PROMADE	Productora de Madera Promade C.A.	activo
76	PUNTEX	Puntex de Vzla	activo
77	QUIMSA	Químicas Caracas S.A. Quimsa	activo
78	RECORD	Acumuladores Record S.A.	activo
79	SALPA	Salpa Vzla C.A.	activo
80	SALTEX	Saltex C.A.	activo
81	SEARLE	Searle de Vzla C.A.	activo
82	SEGRECA	Segreca C.A.	activo
83	SIDETUR	Siderúrgica del Turbio S.A. Sidetur Pta Guarenas	activo
84	SOVIMETA	Sovimetal C.A.	activo
85	TANGAS	Tanques para Gas S.A. Tangas	activo
86	TECNOLAN	Tecnolam de Vzla C.A.	activo
87	TERMOTOR	Talleres Especializados Rectificación C.A.Ter - Motor	activo
88	UNIVERSA	C.A. Editorial Ambos Mundos	activo
89	VIDART	Vidart Fábrica de Vidrio Artesanal C.A.	activo

ANEXO N°11

***DIVISIÓN DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE,
EN SUB-RAMALES Y DERIVACIONES***

**ANEXO N° 11. DIVISIÓN DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE, EN SUB-RAMALES Y
DERIVACIONES**



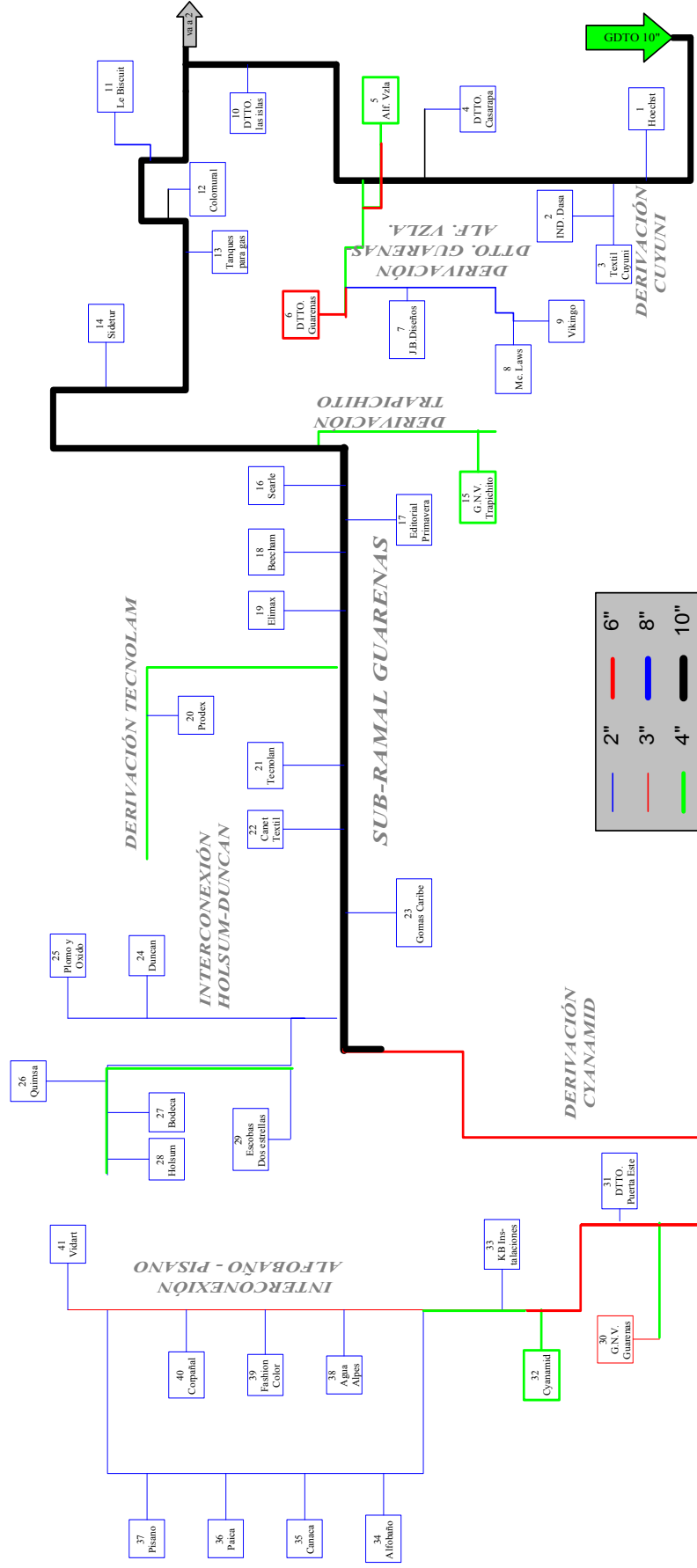


ANEXO N°12

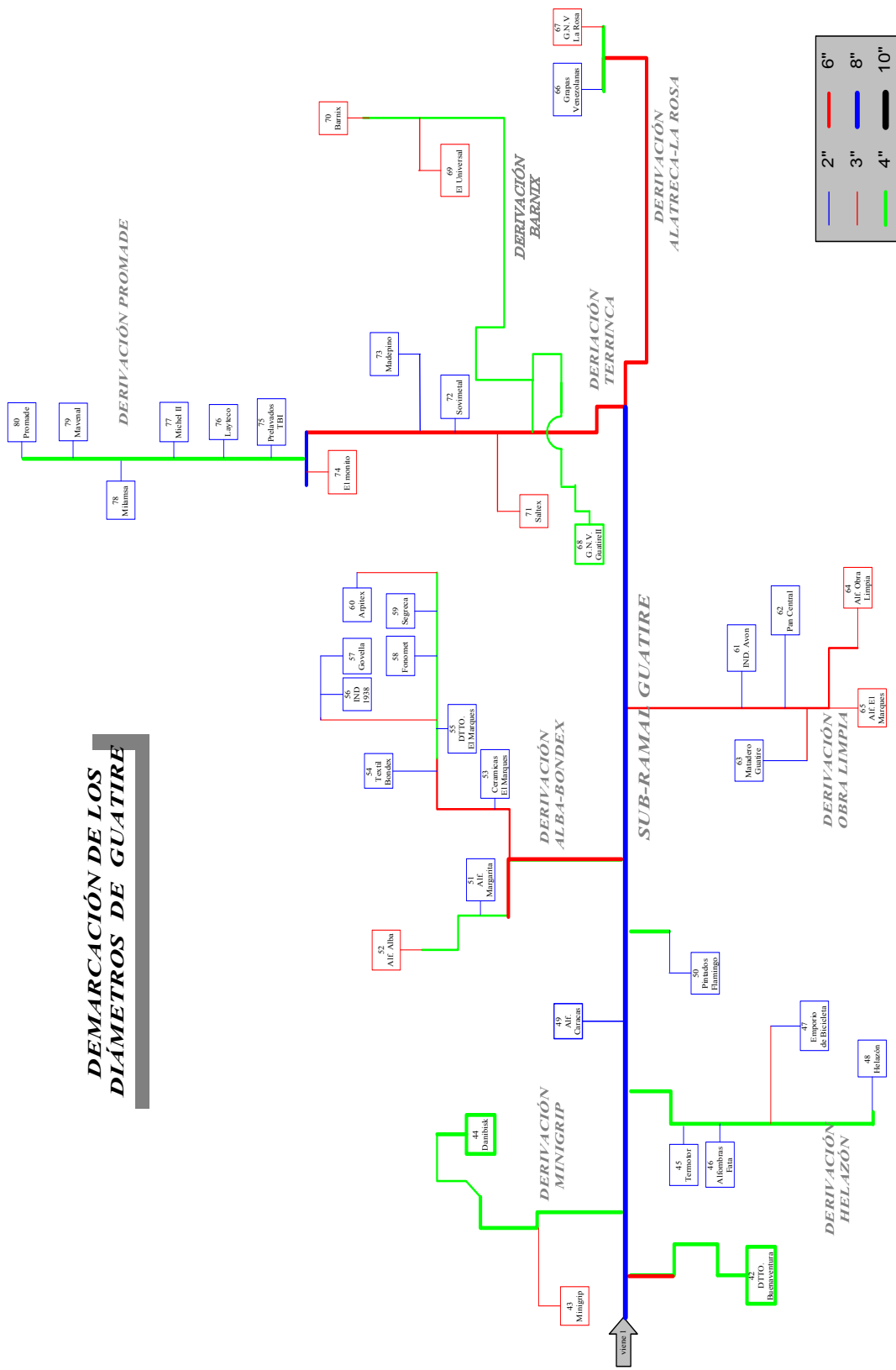
DIÁMETROS DE LAS TUBERÍAS QUE CONFORMAN LA RED.

ANEXO N° 12. DIÁMETROS DE LAS TUBERÍAS QUE CONFORMAN LA RED.

DEMARCACIÓN DE LOS DIÁMETROS DE GUARENAS



DEMARCACIÓN DE LOS DIÁMETROS DE GUATIRE

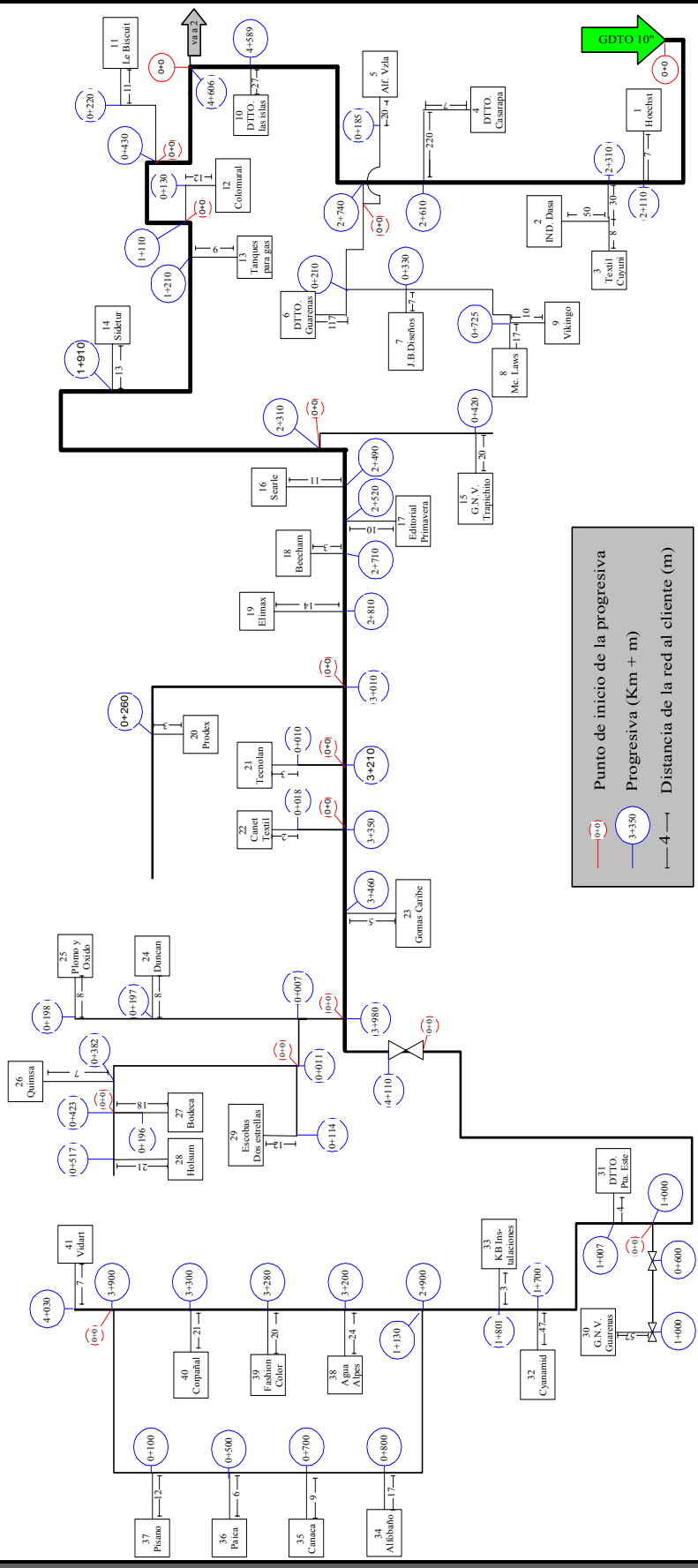


ANEXO N°13

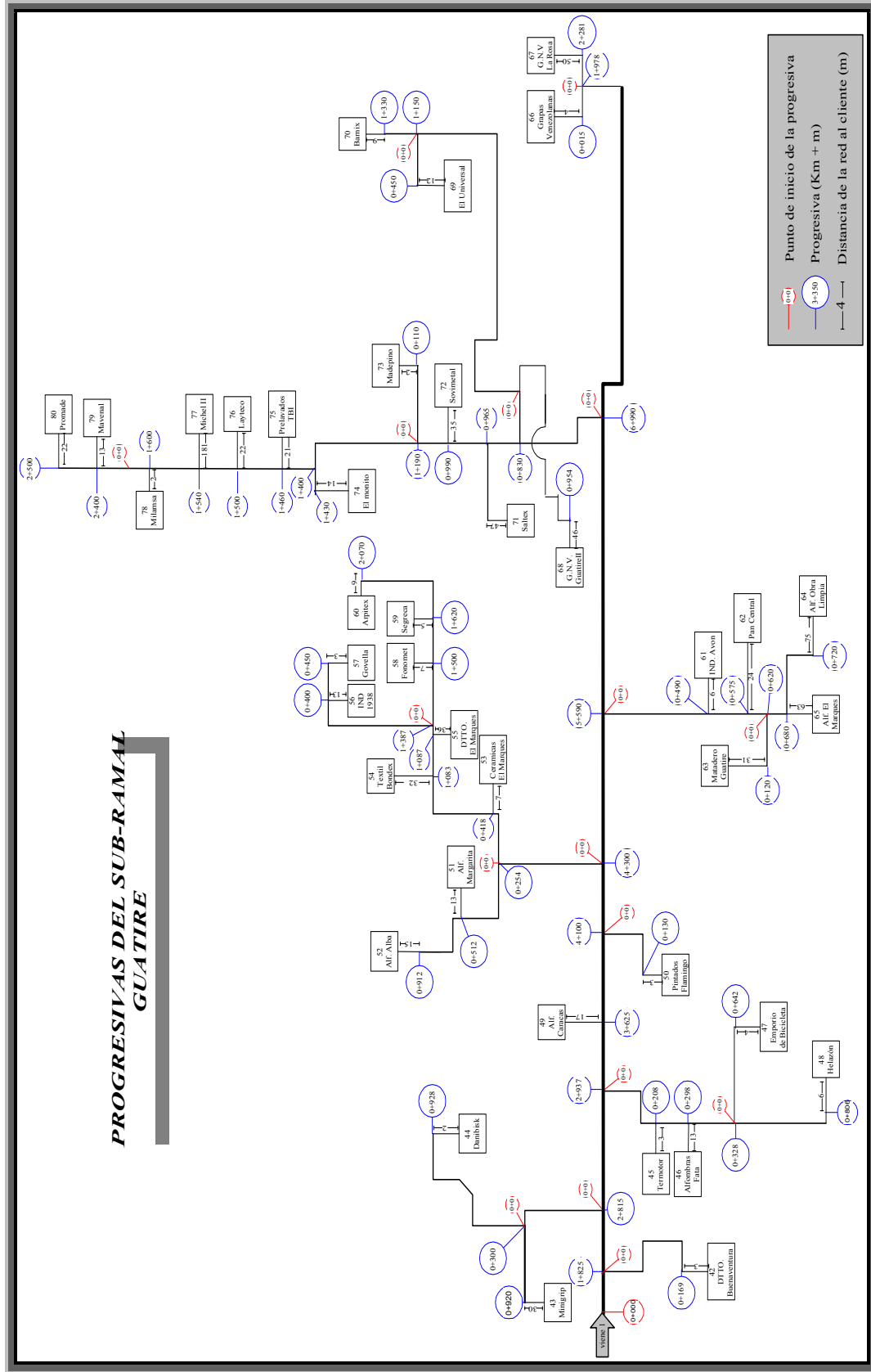
***LONGITUDES Y PROGRESIVAS DE TUBERÍAS DEL SISTEMA
GUARENAS-GUATIRE***

ANEXO N° 13. LONGITUDES Y PROGRESIVAS DE TUBERÍAS DEL SISTEMA GUARENAS-

PROGRESIVAS DEL SUB-RAMAL GUARENAS



PROGRESIVAS DEL SUB-RAMAL GUATIRE



ANEXO N°14

DESCRIPCIÓN DE LOS CLIENTES INDUSTRIALES

ANEXO N° 14. DESCRIPCIÓN DE LOS CLIENTES INDUSTRIALES.

En Guarenas.

CLIENTE	Razón Social del Cliente	N° Stars	No. De Estación	Presión Cont.(psig)	OMEM (MCM)	Diámetro (pulg)	Long. (Km)	
1	HOECHST	Hoechst Marion Roussel S.A	SA2612	101700502010	90	32000	2	0,007
2	DASA	Industrias Dasa C.A.	SA2174	101700502006	90	65000	4/2	0.180/0.008
3	CUYUNI	Industria Textil Cuyuni C.A.	SA1296	101700502003	90	22154	2	0,026
4	DTTOCASA	Distrito Casarapa	s/s	101700501014	60	0	2	0,008
5	ALFVZLA	Alfarería Vzla S.A.	SA2287	101700502001	90	1500928	2	0,218
6	DGUARENA	Distrito Guarenas	s/s	101700500501	60	259116	2	0,141
7	JBDISEÑO	J.B. Diseños	SA1129	101700503003	90	8000	2	0,007
8	MCLAWS	Industrias Alimenticias Mc Laws C.A.	SA1708	101700503004	90	7000	2	0,013
9	HELGA	Manufacturas Helga C.A.	SA1414	101700503001	90	4706	4	0,37
10	DISLAS	Distrito las Islas	s/s	101700700802	60	60450	2	0,022
11	LEBISCUI	Alimentos le Biscuit C.A.	SA1051	101700501004	90	15000	2	0,012
12	COLOMURA	Colomural de Vzla C.A.	SA1877	101700501011	90	4706	2	0,022
13	TANGAS	Tanques para Gas S.A. Tangas	SA1865	101700501001	90	26454	2	0,022
14	SIDETUR	Siderúrgica del Turbio S.A. Sidetur Pta Guarenas	SA1276	101701001026	90	375000	2	0,017
15	GNVTRAP	Deltaven E/S Trapichito	SA2221	101701001002	150	160000	2	0,02
16	SEARLE	Searle de Vzla C.A.	SA1117	101701002003	90	16000	2	0,009
17	PRIMAVER	Editorial Primavera C.A.	SA1324	101701001006	90	30000	2	0,021
18	BEECHAM	Smithkline Beecham	SA2456	101701002002	90	18000	2	0,178
19	ELIMAX	Industrias Elimax C.A.	SA1275	101701001005	90	10000	2	0,047
20	PRODEX	Prodex C.A.	SA1451	101701001001	90	15000	4/3	0.950/0.050
21	TECNOLAM	Tecnolam de Vzla C.A.	SA1875	101700700101	90	10000	2	0,007
22	CANET	Canet Textil C.A.	SA2010	101701001518	90	6762	6	0,035

En Guarenas. Continuación.

CLIENTE	Razón Social del Cliente	N° Stars	No. De Estación	Presión Cont.(psig)	OMEM (MCM)	Diámetro (pulg)	Long. (Km)	
23	CARIBE	Fábrica de Artículos de Goma Caribe CA	SA1221	101701010008	90	40500	2	0,012
24	DUNCAN	C.A. Acumuladores Duncan de Vzla	SA1008	101701508001	90	51000	2	0,023
25	PLOMOXID	Plomos y Oxidos C.A.	SA1733	101702500101	90	16000	2	0,024
26	QUIMSA	Químicas Caracas S.A. Quimsa	SA2126	101700501015	90	125000	2	0,023
27	BODECA	Botellas Decorada C.A. Bodega	SA2097	101700500601	90	30000	2	0,221
28	HOLSUM	Panificadora Holsum de Vzla C.A.	SA1704	101700501101	90	122880	2	0,009
29	ESTRELLA	Fábrica de Escobas las Dos Estrellas CA	SA1349	101701002005	90	5203	2	0,075
30	GNVGUAR	Deltaven E/S Guarenas	SA2460	101701507003	150	16000	6	0,151
31	DPTAESTE	Distrito Puerta del Este	s/s	101700702001	60	0	2	0,007
32	CYNAMID	Fórmica de Vzla C.A.	SA1307	101700500202	90	300000	3	0,167
33	KB	Ventelum S.A. (KB Instalaciones Industriales SRL)	SA2291	101700501501	90	0	2	0,015
34	ALFOBAÑO	Alfobano S.A.	SA2317	101701002004	90	7868	2	0,029
35	CANACA	Cauchera Nacional C.A. Canaca	SA1391	101700503005	90	15000	2	0,008
36	PAICA	Preparados Alimenticios Internacionales C.A. Paica	SA1267	101700700502	90	0	2	0,002
37	PISANO	Pisano Goma C.A.	SA1790	101702000101	90	24000	2	0,006
38	ALPES	Agua Mineral Los Alpes C.A.	SA2309	101701000412	90	4706	2	0,007
39	FASHION	Ind Fashion Color C.A.	SA1811	101700500608	90	85000	2	0,145
40	CORPAÑAL	Industrias Corpañal C.A.	SA1976	101701002008	90	100000	2	0,007
41	VIDART	Vidart Fábrica de Vidrio Artesanal C.A.	SA2153	101702000108	90	4706	2	0,189

En Guatire.

	CLIENTE	Razón Social del Cliente	N° Stars	No. De Estación	Presión Cont.(psig)	OMEM (MCM)	Diámetro (pulg)	Long. (Km)
42	BUENAVENTURA		s/s	101700502008	60		2	0,021
43	DANIBISK	Danibisk C.A. Pta Guatire	SA2462	101700501009	90	14000	2	0,014
44	MINIGRIP	Minigrip de Vzla C.A.	SA1404	101706501012	90	50000	2	0,012
45	TERMOTOR	Talleres Especializados Rectificación C.A.Ter-Motor	SA1059	101700501008	90	4706	2	0,006
46	FATA	Fábrica de Alfombras Fata C.A.	SA1500	101700701501	90	4706	2	0,009
47	EMPORIO	Fábrica de Bicicletas El Imperio	SA1315	101701010014	90	4706	2	0,333
48	HELAZON	Helazón C.A.	SA1566	101701001520	90	4706	2	0,023
49	ALFCARAC	Alfarería Caracas C.A.	SA2287	101700701001	90	180000	2	0,295
50	PINTFLAM	Pintados Electroestáticos Flamingo C.A.	SA1727	101701510001	90	12000	2	0,036
51	ALFMARGA	Alfarería La Margarita C.A.	SA1145	101701000102	90	261000	2	0,142
52	ALFALBA	Alfarería Alba C.A.	SA1359	101700501020	90	510000	2	0,2
53	CERMARQS	Industrias Cerámicas El Marques SRL	SA2352	101701001505	90	30000	4	0,013
54	BONDEX	Bondex Telas sin Tejer C.A.	SA1779	101701010016	90	30000	2	0,019
55	DMARQUES	Distrito Marques Bajo	s/s	101700501006	60	17927	2	0,021
56	IND1938	Industrial 1938 C.A.(Archimóvil)	SA1197	101700500912	90	32700	2	0,175
57	GOVELLA	Govella C.A.	SA2463	101701001503	90	15000	2	0,013
58	FONOMET	Fonomet C.A.	SA1630	101700703101	90	10000	2	0,008

En Guatire. Continuación.

CLIENTE	Razón Social del Cliente	N° Stars	No. De Estación	Presión Cont.(psig)	OMEM (MCM)	Diámetro (pulg)	Long. (Km)
59	SEGRECA	SA2464	101700501002	90	5000	3/2	0.187/0.012
60	ARPITEX	SA1102	101701001101	90	146151	2	0,017
61	AVON	SA1196	101701507004	90	21772	2	0,035
62	PANCEN	SA2466	101701506002	90	60000	2	0,003
63	MATGUAT	SA1885	101701506001	90	12000	4	0,906
64	ALFLIMPI	SA1104	101701507001	90	531910	3	0,375
65	ALFARMARQU	SA1658	101701000410	90	457461	2	0,003
66	ALATRECA	SA3021	101701504001	90	7136	3/2	0.642/0.004
67	GNVROSA	SA2461	101700503010	150	160000	2	0,009
68	GNVGUAT	SA1696	101700501007	150	160000	2	0,004
69	UNIVERSA	SA1253	101700700601	90	20000	-	-
70	BARNIX	SA1978	101700504004	90	40000	2	0,002
71	SALTEX	SA2198	101701509101	90	16200	2	0,005
72	SOVIMETA	SA1412	101701010003	90	10000	2	0,037
73	PINOSO	SA1997	101700705001	90	10765	2	0,026
74	MONITO	SA1144	101700500506	90	100590	2	0,005
75	PRETBI	SA1265	101700501010	90	26400	2	0,007
76	LAYTECO	SA1042	101701505001	90	28353	2	0,006
77	MICHEL	SA1101	101700501005	90	93000	2	0,012
78	MILANSA	SA1849	101700504001	90	16002	3	0,027
79	MAVENAL	SA2467	101701508010	90	4706	2	0,004
80	PROMADE	SA1560	101701010012	90	16000	2	0,028

ANEXO N°15

CONSUMO DE GAS METANO POR CLIENTE INDUSTRIAL

ANEXO N° 15. CONSUMO DE GAS METANO POR CLIENTE INDUSTRIAL.

En Guarenas.

	CLIENTE	N° Stars	Presión Cont.(psig)	OMEM (MCM)	Vol. Máx. (MCM)	Horas labo.	Días labo.	OMEM (MCH)	VOL.MÁX. (MCH)
1	HOECHST	SA2612	90	32000	27200	24	30	44,44	37,78
2	DASA	SA2174	90	65000	55250	12	22	246,21	209,28
3	CUYUNI	SA1296	90	22154	44265	8	30	92,31	184,44
4	DTTOCASA	s/s	60	0	8745	10	30	0,00	29,15
5	ALFVZLA	SA2287	90	1500928	1275789	24	18	3474,37	2953,22
6	DGUARENA	s/s	60	259116	259116	10	30	863,72	863,72
7	JBDISEÑO	SA1129	90	8000	9027	12	22	30,30	34,19
8	MCLAWS	SA1708	90	7000	10634	8	20	43,75	66,46
9	HELGA	SA1414	90	4706	4000	9	20	26,14	22,22
10	DISLAS	s/s	60	60450	60450	10	30	201,50	201,50
11	LEBISCUI	SA1051	90	15000	25744	24	20	31,25	53,63
12	COLOMURA	SA1877	90	4706	4000	16	30	9,80	8,33
13	TANGAS	SA1865	90	26454	55878	24	30	36,74	77,61
14	SIDETUR	SA1276	90	375000	587876	24	30	520,83	816,49
15	GNVTRAP	SA2221	150	160000	85052	16	30	333,33	177,19
16	SEARLE	SA1117	90	16000	19637	14	30	38,10	46,75
17	PRIMAVER	SA1324	90	30000	28339	16	20	93,75	88,56
18	BEECHAM	SA2456	90	18000	6001	12	23	65,22	21,74
19	ELIMAX	SA1275	90	10000	15723	24	20	20,83	32,76
20	PRODEX	SA1451	90	15000	8468	10	30	50,00	28,23
21	TECNOLAM	SA1875	90	10000	21527	8	22	56,82	122,31
22	CANET	SA2010	90	6762	11302	12	20	28,18	47,09

En Guarenas. Continuación

	CLIENTE	N° Stars	Presión Cont.(psig)	OMEM (MCM)	Vol. Máx. (MCM)	Horas labo.	Días labo.	OMEM (MCH)	VOL.MÁX. (MCH)
23	CARIBE	SA1221	90	40500	13500	12	22	153,41	51,14
24	DUNCAN	SA1008	90	51000	148099	24	25	85,00	246,83
25	PLOMOXID	SA1733	90	16000	5333	24	30	22,22	7,41
26	QUIMSA	SA2126	90	125000	106250	24	20	260,42	221,35
27	BODECA	SA2097	90	30000	18000	24	26	48,08	28,85
28	HOLSUM	SA1704	90	122880	84654	16	30	256,00	176,36
29	ESTRELLA	SA1349	90	5203	12534	9	23	25,14	60,55
30	GNVGUAR	SA2460	150	16000	65622	16	30	33,33	136,71
31	DPTAESTE	s/s	60	0	0	10	30	0,00	0,00
32	CYNAMID	SA1307	90	300000	335324	24	30	416,67	465,73
33	KB	SA2291	90	0	7542	8	20	0,00	47,14
34	ALFOBAÑO	SA2317	90	7868	9313	10	20	39,34	46,57
35	CANACA	SA1391	90	15000	14652	8	20	93,75	91,58
36	PAICA	SA1267	90	0	4797	24	25	0,00	8,00
37	PISANO	SA1790	90	24000	37567	24	24	41,67	65,22
38	ALPES	SA2309	90	4706	4000	10	25	18,82	16,00
39	FASHION	SA1811	90	85000	114784	16	26	204,33	275,92
40	CORPAÑAL	SA1976	90	100000	139305	24	30	138,89	193,48
41	VIDART	SA2153	90	4706	4000	24	30	6,54	5,56

En Guatire.

	CLIENTE			OMEM (MCM)	VOL.MÁX (MCM)	Horas labo.	Días labo.	OMEM (MCH)	VOL.MÁX (MCH)
42	BUENAVENTURA	s/s	60			14		70,00	70,00
43	DANIBISK	SA2462	90	14000	14941	17	22	37,43	39,95
44	MINIGRIP	SA1404	90	50000	45681	24	30	69,44	63,45
45	TERMOTOR	SA1059	90	4706	4000	8	30	19,61	16,67
46	FATA	SA1500	90	4706	6189	8	25	23,53	30,95
47	EMPORIO	SA1315	90	4706	4000	8	22	26,74	22,73
48	HELAZON	SA1566	90	4706	11278	8	21	28,01	67,13
49	ALFCARAC	SA2287	90	180000	0	24	30	250,00	0,00
50	PINTFLAM	SA1727	90	12000	11874	24	25	20,00	19,79
51	ALFMARGA	SA1145	90	261000	355863	24	25	435,00	593,11
52	ALFALBA	SA1359	90	510000	698743	24	30	708,33	970,48
53	CERMARQS	SA2352	90	30000	45324	24	25	50,00	75,54
54	BONDEX	SA1779	90	30000	42724	24	26	48,08	68,47
55	DMARQUES	s/s	60	17927	17927	10	30	59,76	59,76
56	IND1938	SA1197	90	32700	19457	15	20	109,00	64,86
57	GOVELLA	SA2463	90	15000	124334	13	25	46,15	382,57
58	FONOMET	SA1630	90	10000	20116	16	25	25,00	50,29

En Guatire. Continuación.

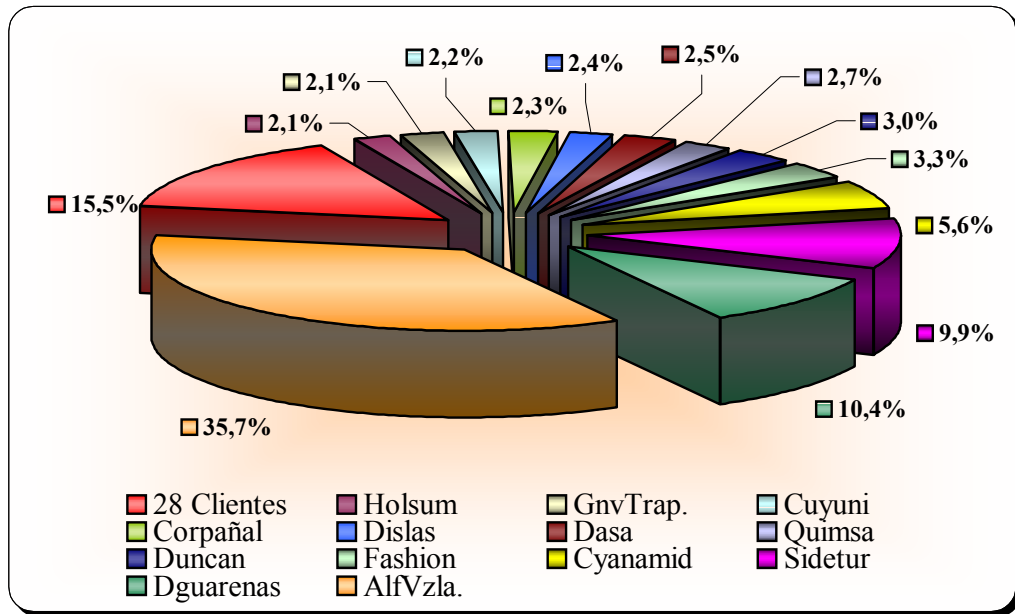
	CLIENTE			OMEM (MCM)	VOL.MÁX (MCM)	Horas labo.	Días labo.	OMEM (MCH)	VOL.MÁX (MCH)
59	SEGRECA	SA2464	90	5000	4250	24	30	6,94	5,90
60	ARPITEX	SA1102	90	146151	347601	24	26	234,22	557,05
61	AVON	SA1196	90	21772	35778	24	30	30,24	49,69
62	PANCEN	SA2466	90	60000	36000	24	30	83,33	50,00
63	MATGUAT	SA1885	90	12000	22452	8	30	50,00	93,55
64	ALFLIMPI	SA1104	90	531910	480339	24	30	738,76	667,14
65	ALFMARQU	SA1658	90	457461	420922	24	26	733,11	674,55
66	ALATRECA	SA3021	90	7136	6066	24	20	14,87	12,64
67	GNVROSA	SA2461	150	160000	95636	16	30	333,33	199,24
68	GNVGUAT	SA1696	150	160000	0	16	30	333,33	0,00
69	UNIVERSA	SA1253	90	20000	30779	8	30	83,33	128,25
70	BARNIX	SA1978	90	40000	65733	24	30	55,56	91,30
71	SALTEX	SA2198	90	16200	250593	24	20	33,75	522,07
72	SOVIMETA	SA1412	90	10000	12409	8	20	62,50	77,56
73	PINOSO	SA1997	90	10765	10694	24	30	14,95	14,85
74	MONITO	SA1144	90	100590	200468	16	30	209,56	417,64
75	PRETBI	SA1265	90	26400	34582	10	22	120,00	157,19
76	LAYTECO	SA1042	90	28353	36332	14	26	77,89	99,81
77	MICHEL	SA1101	90	93000	208673	24	30	129,17	289,82
78	MILANSA	SA1849	90	16002	5334	10	21	76,20	25,40
79	MAVENAL	SA2467	90	4706	16318	9	22	23,77	82,41
80	PROMADE	SA1560	90	16000	37323	24	22	30,30	70,69

ANEXO N°16

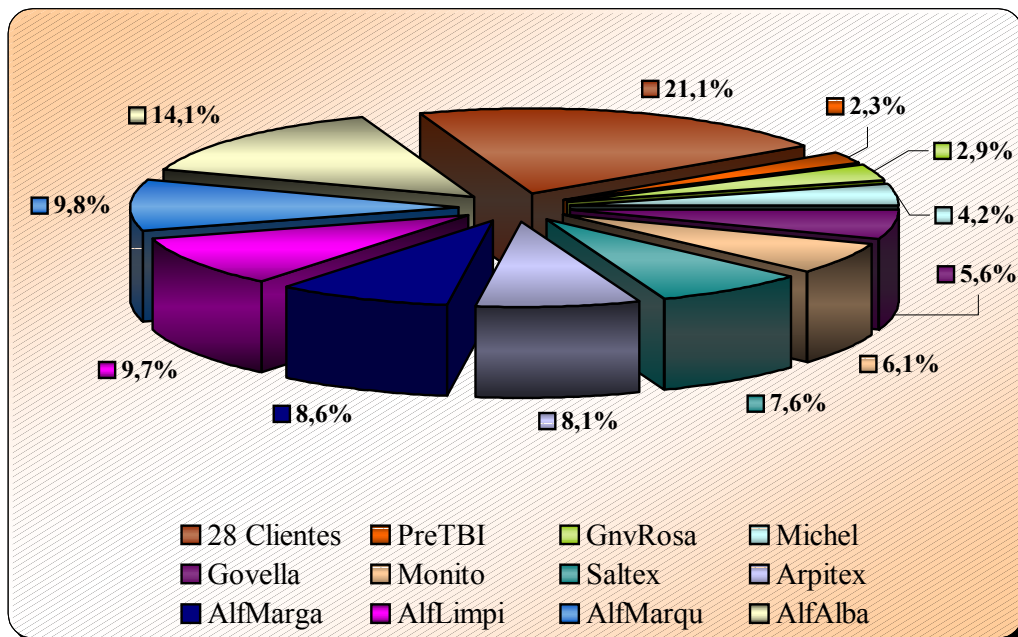
***DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO MÁXIMO POR CLIENTES
PRINCIPALES PARA GUARENAS Y PARA GUATIRE.***

ANEXO N° 16. DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO MÁXIMO POR CLIENTES PRINCIPALES

En Guarenas



En Guatire

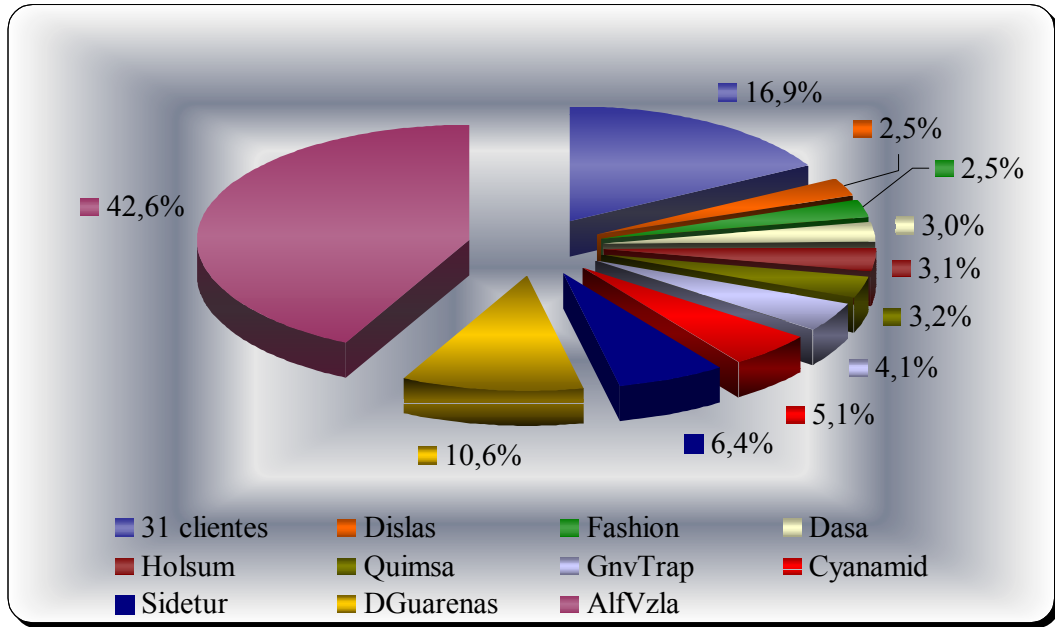


ANEXO N°17

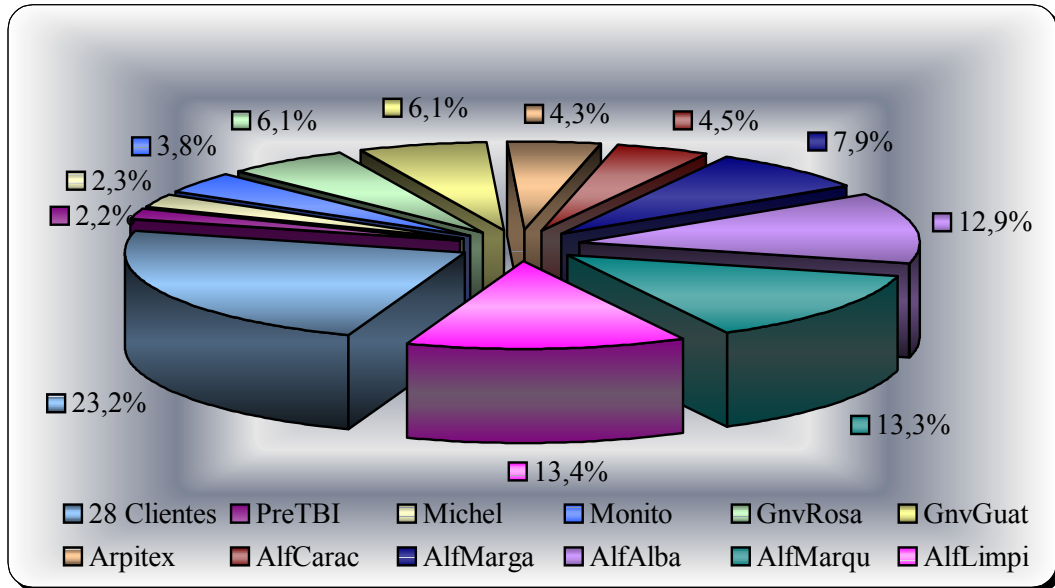
***DISTRIBUCIÓN DEL LA OMEM POR CLIENTES
PRINCIPALES DE GUARENAS Y DE GUATIRE***

**ANEXO N° 17. DISTRIBUCIÓN DE LA OMEM POR CLIENTES PRINCIPALES DE
GUARENAS Y DE GUATIRE.**

En Guarenas



En Guatire



ANEXO N°18

CLIENTES QUE DEBEN AJUSTAR SU OMEM

ANEXO N° 18. CLIENTES QUE DEBEN AJUSTAR SU OMEM.

En Guarenas

Cliente	Consumo Máximo (MCH)	OMEM (MCH)	Ajuste (MCH)
Dtto.Casa.	29,15	0,00	29,15
LeBiscuit	53,63	31,25	22,38
TanGas	77,61	36,74	40,87
Sidetur	816,49	520,83	295,66
Searle	46,75	38,10	8,65
Elimax	32,76	20,83	11,93
Tecnolam	122,31	56,82	65,49
Canet	47,09	28,18	18,92
Cuyuni	184,44	92,31	92,13
JBDiseño	34,19	30,30	3,89
McLaws	66,46	43,75	22,71
Duncan	246,83	85,00	161,83
Estrella	60,55	25,14	35,41
GnvGuar.	136,71	33,33	103,38
Cyanamid	465,73	416,67	49,06
KB	47,14	0,00	47,14
Alfobaño	46,57	39,34	7,23
Paica	8,00	0,00	8,00
Pisano	65,22	41,67	23,55
Fashion	275,92	204,33	71,59
Corpañal	193,48	138,89	54,59

En Guatire

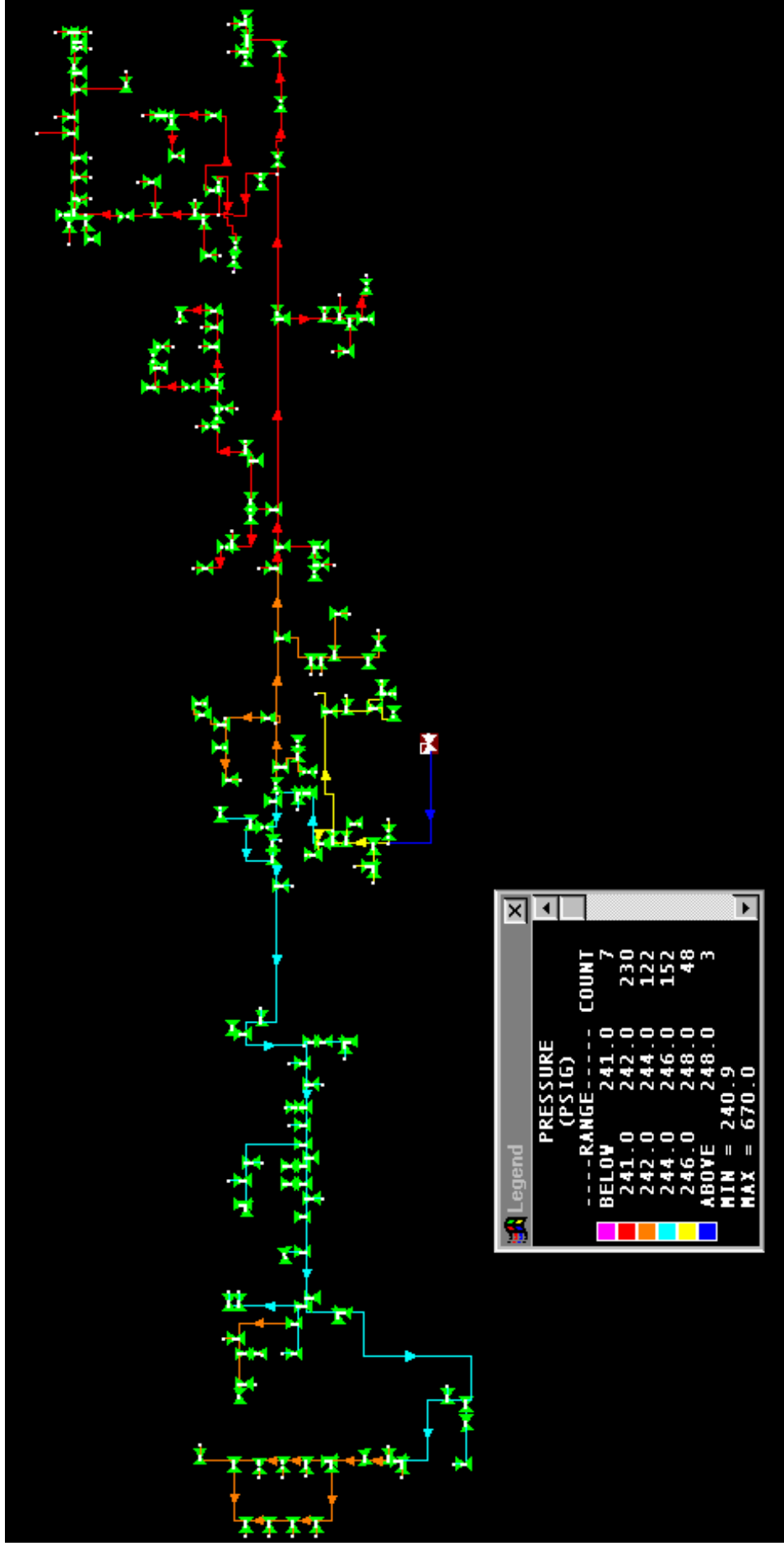
Cliente	Consumo Máximo (MCH)	OMEM (MCH)	Ajuste (MCH)
Danibisk	39,95	37,43	2,52
Fata	30,95	23,53	7,42
Helazón	67,13	28,01	39,12
Alf.Marga.	593,11	435,00	158,11
Alf.Alba	970,48	708,33	262,15
Cer.Marqu	75,54	50,00	25,54
Bondex	68,47	48,08	20,39
Govella	382,57	46,15	336,42
Fonomet	50,29	25,00	25,29
Arpitex	557,05	234,22	322,83
Avon	49,69	30,24	19,45
MatGuat	93,55	50,00	43,55
Universal	128,25	83,33	44,92
Barnix	91,30	55,56	35,74
Saltex	522,07	33,75	488,32
Sovimetal	77,56	62,50	15,06
Monito	417,64	209,56	208,08
PreTBI	157,19	120,00	37,19
Layteco	99,81	77,89	21,92
Michel	289,82	129,17	160,65
Mavenal	82,41	23,77	58,64
Promade	70,69	30,30	40,39

ANEXO N°19

***SIMULACIÓN DEL RAMAL CON OMEM Y
LA ECUACIÓN FM***

ANEXO N° 19. SIMULACIÓN DEL RAMAL CON OMEM Y LA ECUACIÓN FM.

Simulación del ramal con OMEM y Ecuación FM.



ANEXO N°20

*REPORTE DE LA SIMULACIÓN CON OMEM Y
ECUACIÓN FM*

ANEXO N° 20. REPORTE DE LA SIMULACIÓN CON OMEM CON ECUACIÓN FM.

REPORTE-1

6

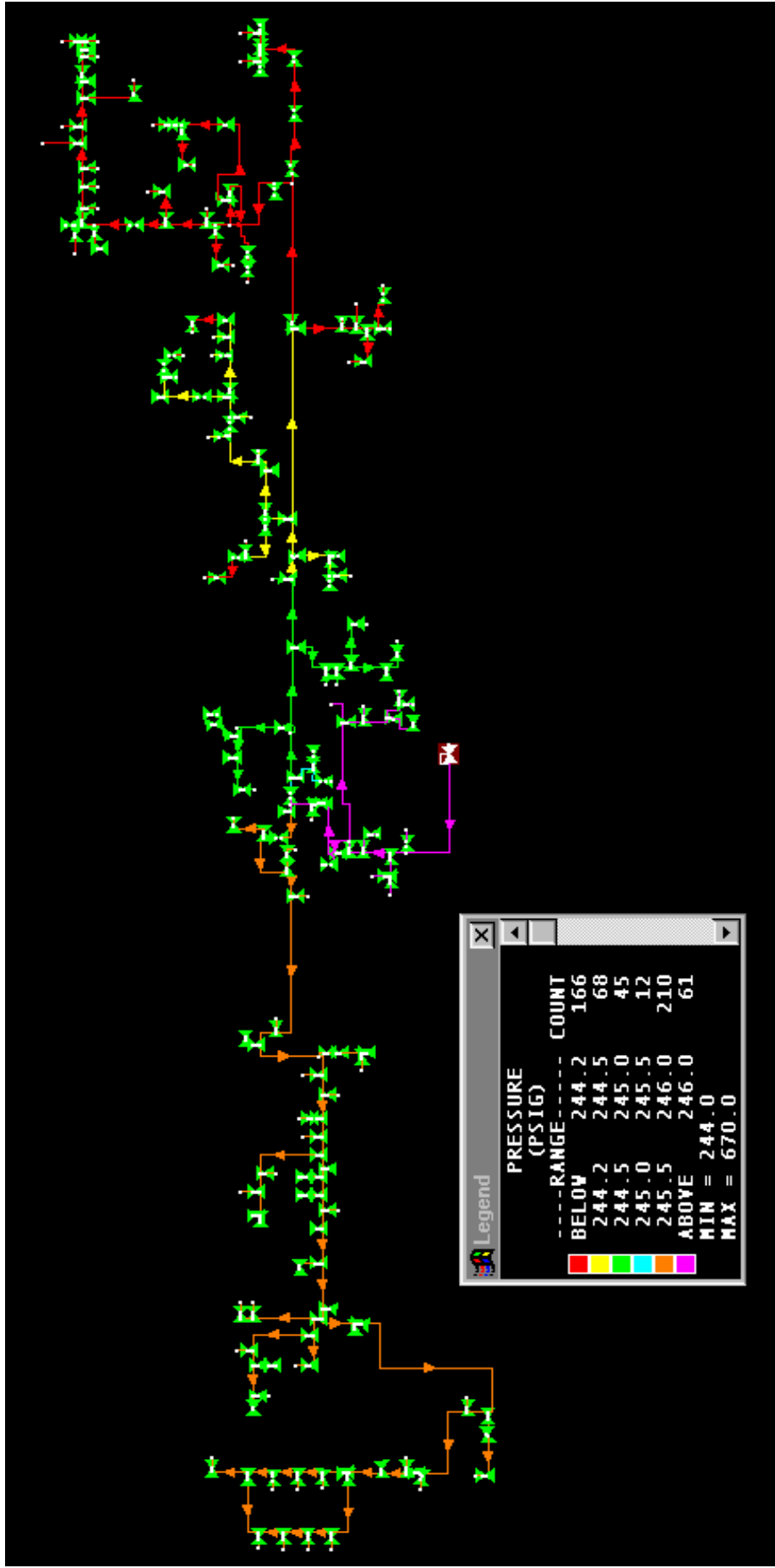
7

ANEXO N°21

***SIMULACIÓN DEL RAMAL CON OMEM Y
ECUACIÓN PB***

ANEXO N° 21. SIMULACIÓN DEL RAMAL CON OMEM Y ECUACIÓN

Simulación del ramal con OMEM y Ecuación PB



ANEXO N°22

***REPORTE DE LA SIMULACIÓN DE LA OMEM CON
ECUACIÓN PB***

ANEXO N° 22. REPORTE DE LA SIMULACIÓN DE LA OMEM CON ECUACIÓN PB.

3

4

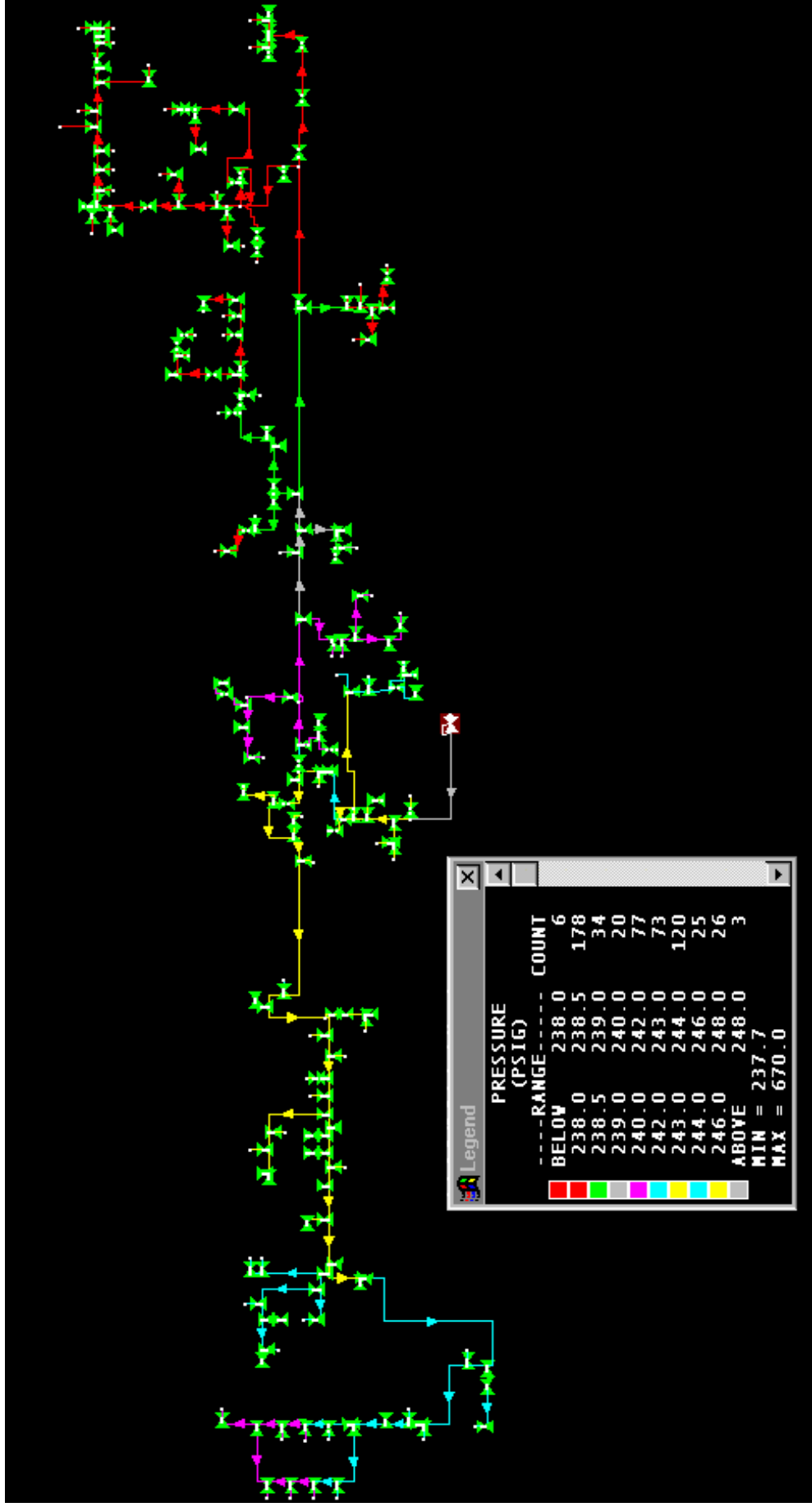
6

ANEXO N°23

***SIMULACIÓN DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE
CON EL PATRÓN DE OPERACIÓN.***

ANEXO N° 23. SIMULACIÓN DEL RAMAL GUARENAS-GUATIRE CON EL P.O.

Simulación del ramal Guarenas-Guatire con el P.O.



ANEXO N°24

***REPORTE DE LA SIMULACIÓN DE
LA RED CON EL P.O.***

ANEXO N° 24. REPORTE DE LA SIMULACIÓN DE LA RED CON EL P.O.

3

4

6

7

ANEXO N°25

***REPORTE DE LA SIMULACIÓN PARA LA
CAPACIDAD DE LA RED.***

ANEXO N° 25. REPORTE DE LA SIMULACIÓN PARA LA CAPACIDAD DE LA RED.

3

6

7

ANEXO N°26

***DISPONIBILIDAD DEL RAMAL POR AUMENTO EN
CADA DERIVACIÓN.***

ANEXO N° 26. DISPONIBILIDAD DEL RAMAL POR AUMENTO EN CADA DERIVACIÓN.

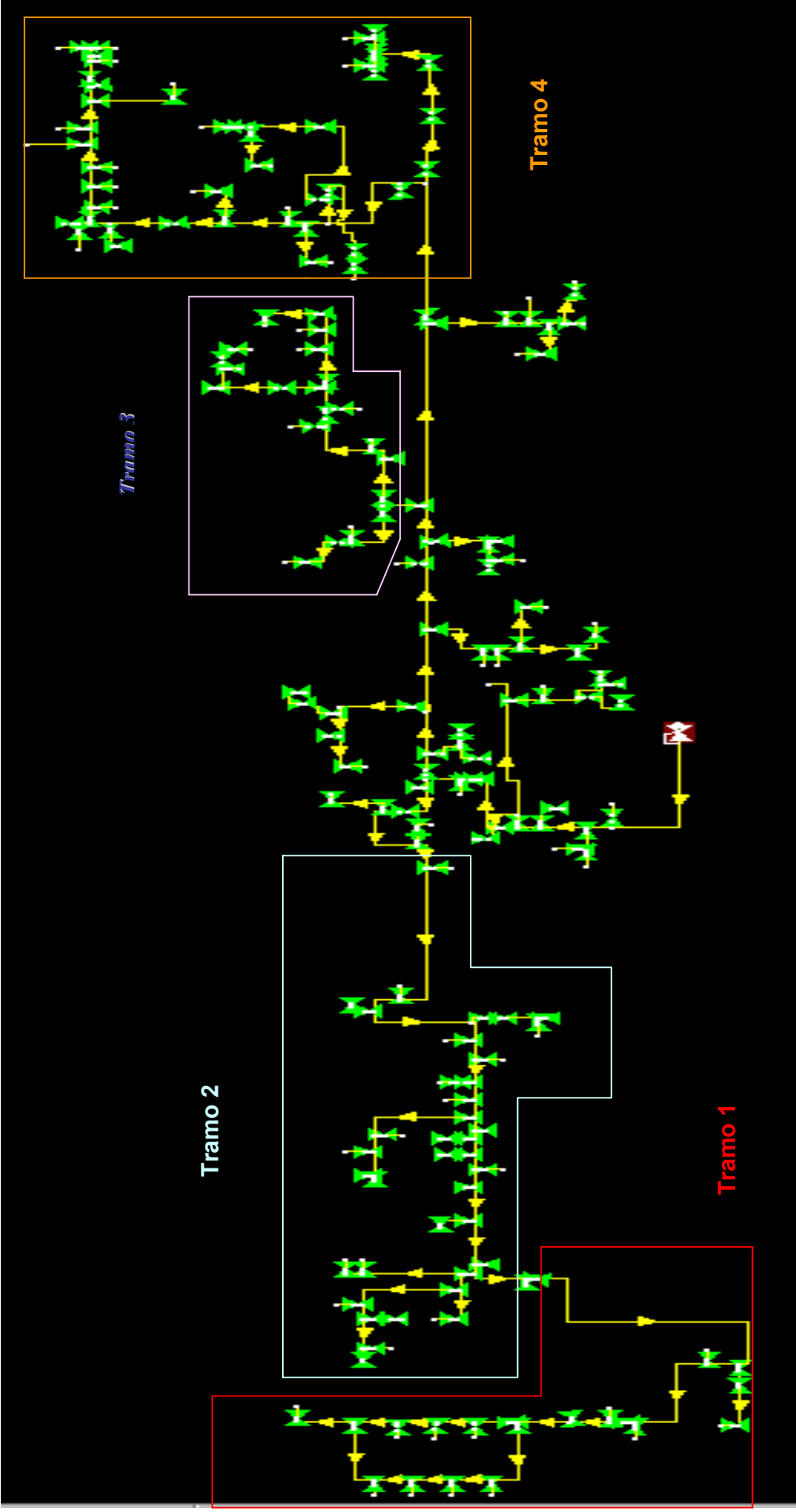
Disponibilidad del ramal por aumento en cada derivación.

Derivación	Capacidad (MMPCD)	Consumo de O.P. (MMPCD)	Disponibilidad (MMPCD)
Guarenas	15,12	12,88	2,24
Cuyuni	14,44	12,88	1,56
Dtto.Guar-Alf. Vzla.	19,16	12,88	6,28
Holsum-Duncan	14,06	12,88	1,18
Cyanamid	20,22	12,88	7,34
Alfobaño.-Pisano	16,30	12,88	3,42
Alba-Bondex	18,19	12,88	5,31
Obra Limpia	19,19	12,88	6,31
Terrinca	18,41	12,88	5,53
Promade	16,13	12,88	3,25

ANEXO N°27

SECTORIZACIÓN POR TRAMOS.

ANEXO N° 27. SECTORIZACIÓN POR TRAMOS.

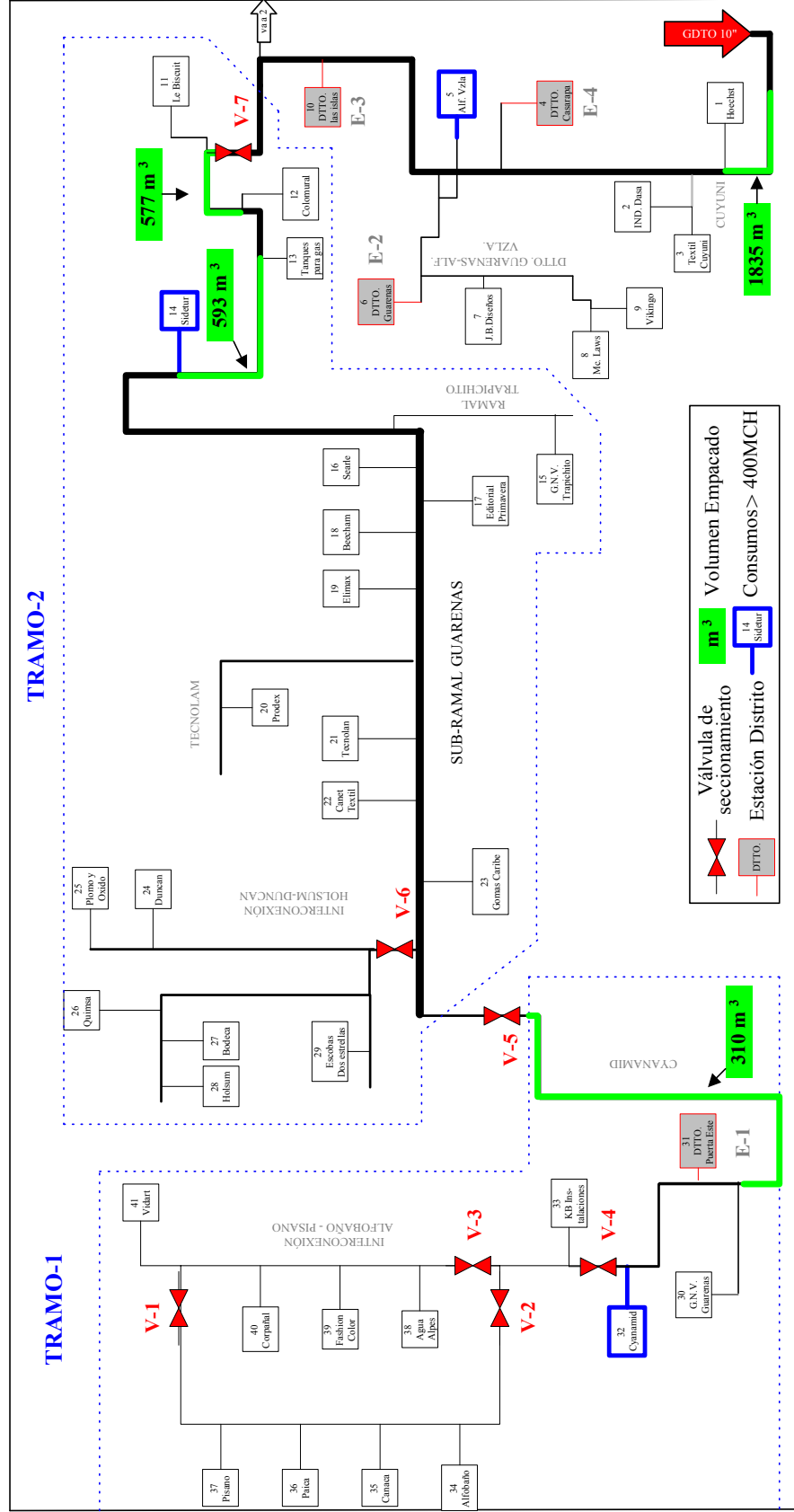


ANEXO N°28

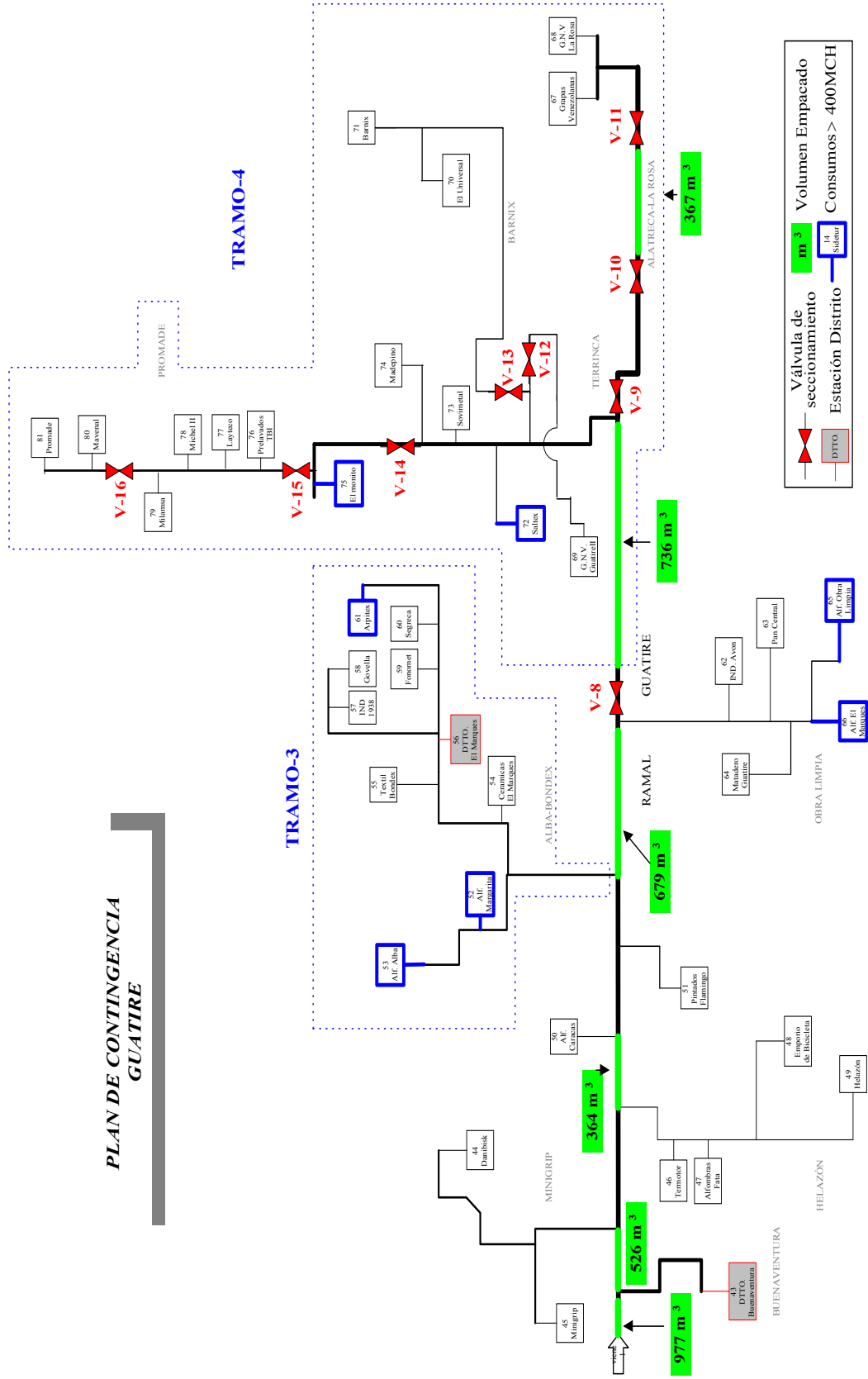
PLAN DE CONTINGENCIA.

ANEXO N° 28. PLAN DE CONTINGENCIA.

PLAN DE CONTINGENCIA GUARENAS



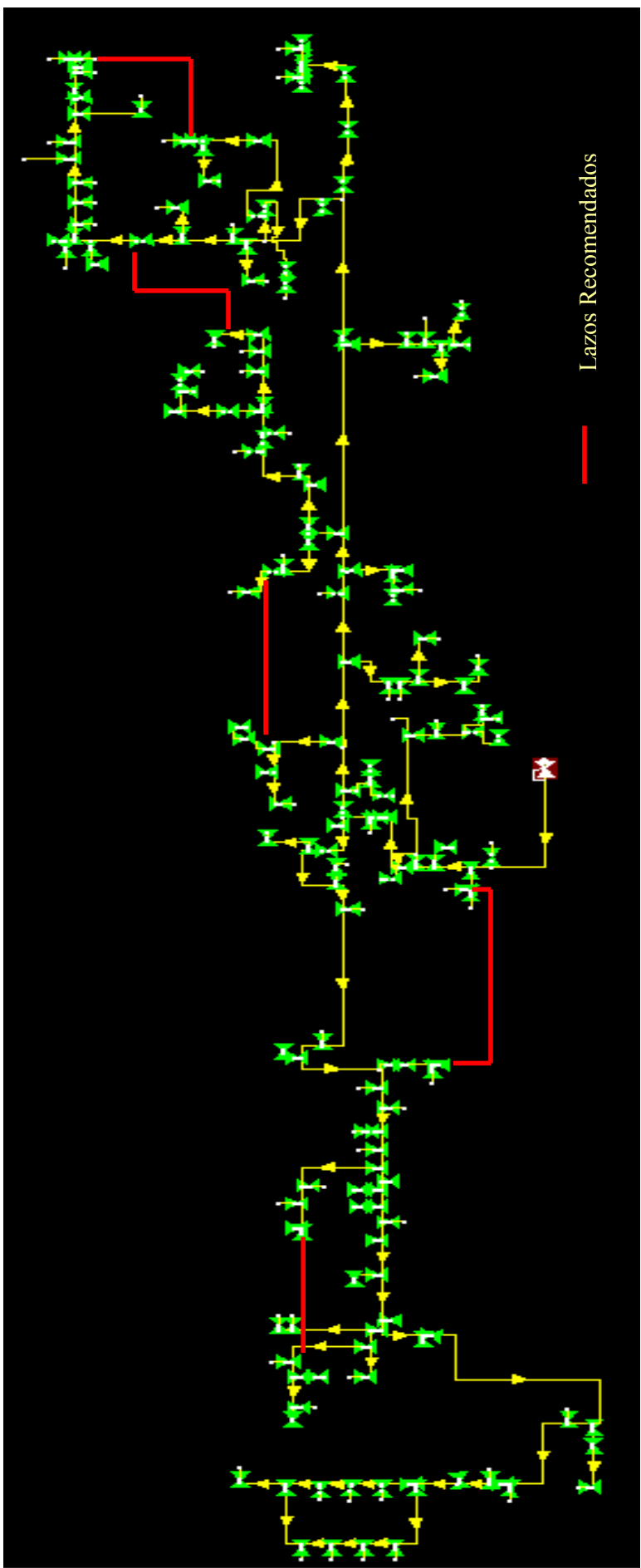
PLAN DE CONTINGENCIA GUATIRE



ANEXO N°29

SOLUCIONES AL SISTEMA GUARENAS-GUATIRE.

ANEXO N° 29. SOLUCIONES AL SISTEMA GUARENAS-GUATIRE.



ANEXO N°30

ÍNDICES DE FACTURACIÓN DE COSTOS.

ANEXO N° 30. ÍNDICES DE ESTIMACIÓN DE COSTOS.

