



**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA PARA LA GESTIÓN Y SEGUIMIENTO
DE LAS CUENTAS DE BALANCE EN EL CENTRO PRINCIPAL DE CONTROL
DE LA TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P.**

GUILLERMO ALBERTO PARDO ACEVEDO

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAICAS
BUCARAMANGA
FEBRERO DE 2013**

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA PARA LA GESTIÓN Y SEGUIMIENTO
DE LAS CUENTAS DE BALANCE EN EL CENTRO PRINCIPAL DE CONTROL
DE LA TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P.**

**GUILLERMO ALBERTO PARDO ACEVEDO
CODIGO: U00034429**

**Informe final de trabajo de grado como requisito para obtener el título de
Ingeniero en Energía**

**Director:
CESAR ACEVEDO ARENAS**

**Tutor:
FERNANDO VARGAS OSPINA
Transportadora de Gas Internacional**

**COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADO
MODALIDAD PRÁCTICA EMPRESARIAL**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAICAS
BUCARAMANGA
FEBRERO DE 2013**

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. MARCO TEÓRICO	2
1.1. Estado del arte de la infraestructura de transporte de gas natural en Colombia.....	2
1.2. Datos generales de la empresa.....	3
1.3. Funciones de TGI S.A E.S.P	3
1.4. Descripción del sistema de transporte de TGI S.A E.S.P.	3
1.5. Ciclo del negocio de transporte de gas natural	5
1.6. Definición de términos	6
2. ACTIVIDADES DEL CENTRO PRINCIPAL DE CONTROL DE TGI	8
2.1. Generalidades.....	8
2.2. Descripción de las actividades realizadas.....	8
2.2.1. Nominación	8
2.2.2. Elaboración y seguimiento del programa de transporte.....	10
2.2.3. Supervisión de la operación de gasoductos	10
2.2.4. Cuentas de balance	11
2.2.4.1. Cuentas de balance con remitentes	12
2.2.4.2. Cuentas de balance con productores	12
2.2.5. Facturación	13
3. DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA PARA LA GESTIÓN Y SEGUIMIENTO DE LAS CUENTAS DE BALANCE	14
3.1. Planteamiento del problema.....	14
3.2. Metodología	15
3.2.1. Actividades realizadas	16
3.3. Recursos disponibles	16
3.3.1. Sistema Pipeline Transporter Gas (PLTG).....	16
3.3.2. SCADA y Telecomunicaciones	17
3.4. Desarrollo de las macros de Excel para las cuentas de balance	17
3.4.1. Cuentas de balance con clientes TGI.....	17
3.4.2. Registro de las cuentas de balance.....	18

3.5.	Desarrollo de macros de Excel para distribución de pérdidas	20
4.	RESULTADOS OBTENIDOS	23
4.1.	Resumen de resultados	23
4.2.	Desarrollo de los despliegues de visualización en OpenEnterprise	23
4.2.1.	Actividades.....	24
4.2.2.	Actividades adicionales ejecutadas en el Software OE.....	24
4.3.	Implementación de una aplicación para publicación de datos en el Boletín Electrónico de Operaciones	25
4.3.1.	Macro de publicación de cuentas en el BEO.....	25
4.3.2.	Campos de ingreso de valores en la base de datos del BEO	25
4.4.	Integración con el sistema PLTG	26
4.4.1.	Macros para gestionar datos del PLTG	27
4.4.1.1.	Macro Tramo-Recibo	27
4.4.1.2.	Macro Grandes Desviaciones	28
4.4.1.3.	Macro comparativa de desbalances PLTG vs. Medición	28
4.5.	Análisis comparativo de resultados	29
5.	CONCLUSIONES.....	30
6.	BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS	31
	ANEXOS.....	32
A.	Resultados de la práctica	32
B.	Despliegues generados en el Software OpenEnterprise	34
B.1.	Esquemas de tablas resúmenes de condiciones operacionales.....	35
B.2.	Esquemas de válvulas de línea.....	35
B.3.	Esquemas de campos productores	36
B.4.	Esquemas de estaciones compresoras	36
B.5.	Esquemas de gasoductos principales	37

Listado de Tablas:

Tabla 1: Descripción de las actividades de nominación.....	9
Tabla 2: Niveles de prioridad para la elaboración del programa de transporte.	10
Tabla 3: Capacidad de transporte por tramo de la red nacional de gasoductos.....	11
Tabla 4: Clientes TGI sector distribuidor.	17
Tabla 5: Clientes TGI sector industrial	18
Tabla 6: Clientes TGI sector térmico.	18
Tabla 7: Clientes TGI sector comercializador.....	18
Tabla 8: Cuadro de llevar información a las cuentas de los remitentes a partir de una hoja de comercialización.....	19
Tabla 9: Desbalance físico sistema de transporte TGI (Ejemplo).	21
Tabla 10: Resultados de la práctica	32

Listado de Figuras:

Figura 1: Distritos del Sistema Nacional de Transporte.....	4
Figura 2: Negocio comercial del transportador.	6
Figura 3: Diagrama de actividades del Centro Principal de Control.	8
Figura 4: Diagrama de actividades para la integración de los datos operacionales a las cuentas de balance.....	15
Figura 5: Diagrama de actividades realizadas para la gestión y publicación de las cuentas de balance y acuerdos operativos.....	16
Figura 6: Campos de información de las cuentas de balance con remitentes.	19
Figura 7: Formulario de ingresar fechas para la elaboración de cuentas de balance con remitentes y comercializadores.....	20
Figura 8: Gráfico de índice de pérdidas de gas TGI, Año 2012.....	22
Figura 9: Detalle de condiciones de presión y flujo para un tramo de tubería.....	23
Figura 10: Pantalla principal del centro de control. Monitoreo de condiciones en tiempo real.	24
Figura 11: Detalle de macro de publicación de cuentas de balances en el BEO. Formulario de creación de tabla de saldos para las fechas establecidas.....	25
Figura 12: Detalle de la base de datos de cuentas de balance del boletín electrónico de operaciones.....	26
Figura 13: Diagrama de integración de las herramientas desarrolladas con el sistema del ciclo electrónico de nominaciones	27
Figura 14: Valores de energía nominados en los tramos del gasoducto Centro Oriente donde existen recibos menores de gas (Macro Tramo-Recibo).....	27
Figura 15: Valores obtenidos de desviaciones registradas para los grandes remitentes (Macro Grandes Desviaciones).....	28
Figura 16: Macro de desbalances registrados en PLTG vs. Desbalances medidos (Macro Comparar Desbalances vs. PLTG)	28
Figura 17: Esquema de tabla de supervisión de estados de válvulas y presiones de recibo	35
Figura 18: Esquema de válvulas de línea en gasoductos	35
Figura 19: Esquema de condiciones operacionales de campos productores	36
Figura 20: Esquema de estación compresora con todas las señales integradas	36
Figuras 21 y 22: Esquema de la red nacional de gasoductos con consumidores principales. Esquema del gasoducto Ballena-Barrancabermeja.....	37
Figuras 23 y 24: Esquemas de gasoductos principales (Mariquita-Cali y Centro Oriente).....	38

INTRODUCCIÓN

El Centro Principal de Control de la empresa TGI S.A E.S.P realiza diversas actividades que incluyen la operación, monitoreo y supervisión de la red nacional de gasoductos, controlando las variables operacionales del proceso de transporte de gas natural: presiones de entrada en cada zona donde el gas es producido, presiones de salida en los puntos de entrega (de tal forma que se cumplan las obligaciones contractuales), presiones de succión y descarga en todas las estaciones compresoras que intervienen, presiones de válvulas de línea, flujos volumétricos, temperatura y cromatografías para medir la composición del fluido. Para realizar esta actividad, TGI cuenta con un sistema de transmisión de datos denominado SCADA, el cual está compuesto por un conjunto de computadores y programas que realizan el procesamiento de las señales recibidas en campo, apoyado en una infraestructura de telecomunicaciones.

En el presente trabajo se desarrolla una de las herramientas requeridas en esta área, la cual consiste en el diseño de un recurso de visualización que incluya toda la red nacional de gasoductos, para realizar el seguimiento al transporte de gas natural y el monitoreo a las variables de operación mediante el software “OpenEnterprise”, a fin de integrar en ella las señales de campo recibidas por el centro de control en tiempo real.

Además, el centro de control realiza el proceso de nominación, que incluye la elaboración de cuentas de balance, acuerdos operativos, programación de las estaciones compresoras, asignaciones para los puntos de salida y la planeación diaria del programa de transporte de acuerdo a las exigencias por parte del estado y a las obligaciones contractuales de servicios entre las partes (operadores, productores, agentes, remitentes, transportadores diferentes de TGI, distribuidores, comercializadores y propietarios) para el manejo eficiente y seguro de la infraestructura, asegurando la disponibilidad del servicio.

Se proponen opciones de mejora a las herramientas de Excel existentes para este fin y se plantean nuevos desarrollos que permiten una integración de las cuentas de balance al nuevo sistema de ciclo electrónico de nominaciones “PLTG”, adquirido por la empresa. Con esto se garantiza la realización del balance de gas natural diariamente para su publicación, validando la información enviada por los diferentes distritos y actualizando las cuentas de balance con los remitentes.

La Transportadora de Gas Internacional, para estar alineada con las políticas gubernamentales impuestas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, a través del Reglamento Único de Transporte – RUT, cuenta con una herramienta web llamada Boletín Electrónico de Operaciones – BEO, donde se facilita la consulta por parte de agentes externos de los datos operacionales de la compañía que sean de su interés. Éste contiene información pública actualizada de poderes caloríficos, presiones operacionales, volumen transportado, cuentas de balance diarias, acuerdos operativos de balance (OBA’s) y las pérdidas del sistema.

Por esta razón, en el siguiente trabajo se diseñan las macros encargadas de procesar la información necesaria y su conexión al boletín electrónico de operaciones, para la realización de la distribución mensual de pérdidas de gas en el sistema, correspondiente a remitentes, con el fin de agilizar su posterior facturación y cargue en las bases de datos, con la información correspondiente a mediciones y cantidades de energía autorizadas.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Estado del arte de la infraestructura de transporte de gas natural en Colombia:

El transporte de gas a lo largo del país se hace por medio de gasoductos que comprenden desde la boca de pozo hasta el consumidor final, ramificándose a diferentes líneas de distribución.

Desde el campo de producción y procesamiento, el gas natural limpio y seco entra a la red de transmisión y es conducido hasta los centros de consumo, cubriendo grandes territorios para cumplir su finalidad. Las líneas de transmisión de gas operan a una alta presión, la cual es suministrada por varias estaciones compresoras ubicadas a lo largo de la tubería.

La red del gas natural que finalmente llega a los diferentes usuarios está constituida por:

- Pozos productores de gas libre o asociado al petróleo crudo.
- Líneas de recolección y transporte del gas hacia las plantas de tratamiento.
- Plantas de procesamiento, tratamiento, deshidratación y compresión.
- Equipos de medición de la calidad del gas.
- Líneas troncales, regionales y secundarias.
- Estaciones compresoras.
- Líneas secundarias que conectan los campos productores a un punto de entrada del Sistema Nacional de Transporte.

El gas producido en los pozos es procesado y tratado en las plantas de recolección y tratamiento localizadas muy cerca de los campos productores, para luego ser comprimido y entregado a las compañías comercializadoras y transportadoras en los sitios o nodos de recibo y despacho acordados.

Los contratos para comercializar el gas natural establecen límites en cuanto a la cantidad de agua que puede contener el gas al entrar a las líneas de transporte. Este límite es normalmente de 7 libras por cada millón de pies cúbicos, el cual se alcanza mediante un proceso de deshidratación en una planta, que remueve el agua hasta los niveles aceptables. De igual manera se especifica el nivel de ácido sulfhídrico que puede contener el gas que va a ser transportado. Si el gas producido contiene contaminantes adicionales éstos deben ser removidos en la planta. La cantidad de contaminantes removidos varía de acuerdo a la composición de la corriente gaseosa, la capacidad y el diseño de la planta de tratamiento.

Para la masificación del gas natural fue necesaria la construcción del sistema de gasoductos troncales y el desarrollo del sistema de distribución.

El sistema troncal permite la interconexión entre los diferentes campos productores de gas natural y los más importantes centros de consumo, uniendo los campos de la Guajira con los del Huila, Piedemonte Llanero y Magdalena Medio.

1.2. Datos generales de la empresa:

La Empresa Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P, se constituyó como sociedad anónima y empresa prestadora de servicio público el 19 de febrero de 2007. La empresa está sujeta a la regulación, vigilancia y control de las autoridades competentes como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

TGI S.A. E.S.P. tiene por objeto la planeación, organización, ampliación, construcción, operación, mantenimiento, y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios.

Esta red está conformada por ocho sistemas de gasoductos a los cuales se conectan ramales regionales, que transportan el gas hasta los municipios. Así, el gas es llevado a las residencias, industrias, comercios y otros usuarios a través de redes domiciliarias de distribución o directamente mediante conexiones al sistema de transporte de TGI S.A. ESP, mediante su propia red y aquella contratada con el sector privado.

1.3. Funciones de TGI S.A E.S.P:

Las funciones de la Transportadora de Gas Internacional - TGI S.A. E.S.P. son las siguientes:

- Operación y mantenimiento de su propia red de gasoductos.
- Explotación comercial de la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros por los cuales se pague una tarifa de disponibilidad.
- Planeación y coordinación de los recursos del sistema de transporte de gas.
- Administración y transporte de gas combustible en el mercado mayorista.
- Prestación en servicios técnicos en actividades relacionadas con su objeto.
- Inversión en acciones o cuotas sociales de otras sociedades.
- Construir directamente o por intermedio de terceros, adquirir, operar, administrar, mantener y manejar gasoductos, estaciones de recibo, entrega, compresión, tratamiento, abastecimiento, terminales y en general todos aquellos bienes muebles e inmuebles que se requieren para el cumplimiento del objeto social y disponer de los mismos.

1.4. Descripción del sistema de transporte de TGI S.A E.S.P:

El sistema de transporte de gas de TGI S.A. E.S.P abarca una red de gasoductos de aproximadamente 3.679 km prestando el servicio de transporte de gas natural en el denominado "Sistema del Interior del País", mediante una red de gasoductos extendida desde la Guajira hasta el Valle del Cauca y desde los Llanos Orientales hasta el Huila y el Tolima, atravesando varios departamentos de la región andina.

El sistema de transporte está compuesto por los siguientes gasoductos:

1. Ballena – Barrancabermeja

2. Centro Oriente
3. Mariquita – Cali
4. Cusiana – Apiay – Usme
5. Cusiana – La Belleza
6. Boyacá y Santander
7. Del Sur de Bolívar – (gasoducto aislado)
8. Morichal – Yopal – (gasoducto aislado)

Para una adecuada operación y mantenimiento de la infraestructura de gasoductos, TGI SA ESP ha definido 7 Distritos:



Figura 1: Distritos del Sistema Nacional de Transporte.

Los puntos de recibo de gas del sistema de transporte de TGI.S.A. E.S.P son:

1. Ballena (en el gasoducto Ballena – Barrancabermeja)
2. Serafín (en el gasoducto Ballena – Barrancabermeja)
3. Cusiana hacia Porvenir (en el gasoducto Cusiana – Porvenir – La Belleza)
4. Cusiana hacia Apiay (en el gasoducto Cusiana – Apiay – Usme)
5. Apiay (en el gasoducto Cusiana – Apiay – Usme)
6. Toqui – Toqui (en el gasoducto Centro Oriente)
7. Caldas Viejo/Alvarado (en el gasoducto Centro Oriente)
8. Don Pedro/Monserrate (en el gasoducto Centro Oriente)
9. Dina (en el gasoducto Centro Oriente)
10. Cupiagua (en el gasoducto Cusiana – Porvenir – La Belleza)
11. Recibos de ECOPETROL en el Sur de Bolívar y Santander. (gasoducto aislado)
12. Yopal (gasoducto aislado)

Las estaciones de compresión asociadas a la red de gasoductos de TGI S.A. ESP son:

1. Estación Compresora de Hato Nuevo
2. Estación Compresora de La Jagua
3. Estación Compresora de Casacará
4. Estación Compresora de Curumaní
5. Estación Compresora de Norean
6. Estación Compresora de San Alberto
7. Estación Compresora de Barrancabermeja
8. Estación Compresora de Vasconia
9. Estación Compresora de Puente Guillermo
10. Estación Compresora de Miraflores
11. Estación Compresora de Padua

1.5. Ciclo del negocio de transporte de gas natural:

Cualquier agente que desee consumir gas natural en un punto de salida perteneciente a un sistema de transporte, debe realizar gestiones con diferentes agentes de la cadena del gas natural que consisten en:

- Realizar la consecución del producto o gas natural en cualquiera de los puntos de entrada al sistema de transporte, directamente con los productores-comercializadores de gas o en el mercado secundario de suministro con distribuidores y/o comercializadores de gas natural.
- Realizar la consecución de la capacidad de transporte de gas desde un punto de entrada hasta un punto de salida del sistema nacional de transporte, directamente con el transportador o a través del mercado secundario de transporte con otros agentes.

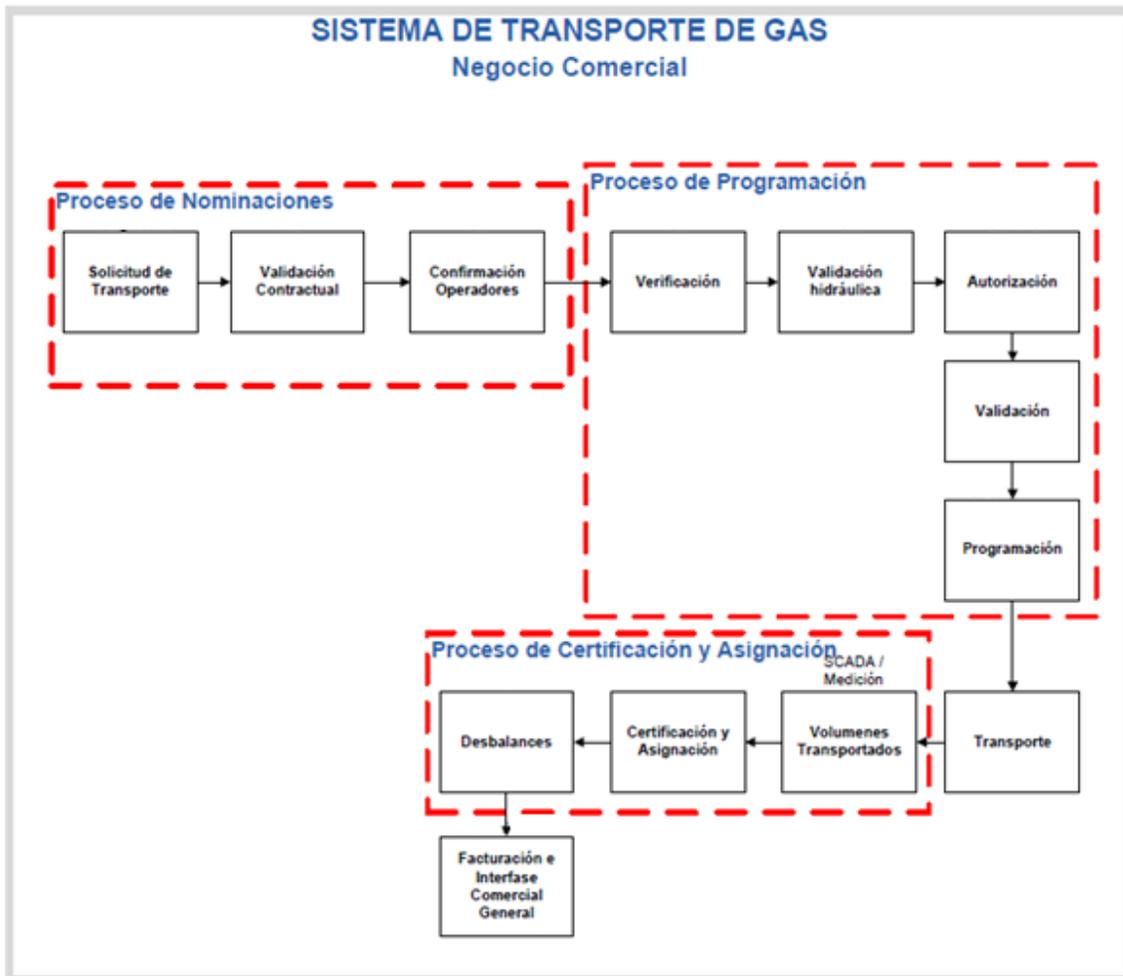


Figura 2: Negocio comercial del transportador.

1.6. Definición de Términos:

Boletín electrónico de operaciones -BEO-: Página web de libre acceso, que despliega información comercial y operacional relacionada con los servicios de un transportador, en la cual se incluyen los cargos regulados y los convenidos entre agentes por servicios de transporte, el ciclo de nominación, el programa de transporte, las ofertas de liberación de capacidad y de suministro de gas, las cuentas de balance de energía y demás información que establezca el RUT.

Cantidad de energía nominada: Cantidad de energía que el remitente proyecta entregar en el punto de entrada y tomar en el punto de salida de un sistema de transporte durante el día de gas y que consigna en la nominación correspondiente.

Cantidad de energía autorizada: Cantidad de energía que el centro principal de control (CPC) acepta que se transporte durante el día de gas por un sistema de transporte.

Capacidad contratada: Capacidad de transporte de gas natural que el remitente contrata con el transportador para el servicio de transporte expresada en miles de pies cúbicos estándar por día (KPCD) o en sus unidades equivalentes en el sistema internacional de unidades.

Capacidad firme: Capacidad que de acuerdo con los contratos suscritos no es interrumpible por parte del transportador, salvo en casos de emergencia o de fuerza mayor.

Ciclo de nominación de transporte: Proceso que se inicia con la solicitud de servicios de transporte realizada por un remitente al CPC, especificando la cantidad de energía y el poder calorífico del gas que va a entregar en el punto de entrada o a tomar en el punto de salida de un sistema de transporte en un día de gas y que termina con la confirmación de la solicitud.

Ciclo de nominación de suministro de gas: Proceso que se inicia con la solicitud de servicios de suministro de gas realizada por un remitente al productor-comercializador o comercializador respectivo y que termina con la confirmación de la solicitud.

CREG: Comisión de regulación de energía y gas, organizada como unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con las leyes 142 y 143 de 1994.

Confirmación: Proceso por el cual el remitente en respuesta a la nominación autorizada por el CPC, confirma la cantidad de energía que debe entregar al sistema de transporte y tomar del mismo.

Contrato de transporte: Acuerdo de voluntades que se suscribe entre un transportador y un remitente para la prestación del servicio de transporte de gas.

Cuenta de balance: Es la diferencia acumulada entre la cantidad de energía entregada y la cantidad de energía tomada por un remitente durante un mes.

Desvío: Es un cambio que el remitente solicita para que se lleve su gas desde un punto de entrada o hacia un punto de salida diferente al especificado en su contrato.

Día de gas: Día oficial de la República de Colombia que va desde las 00:00 horas hasta las 24:00 horas, durante el cual se efectúa el suministro y el transporte de gas natural.

KPCD: Miles de pies cúbicos estándar por día.

MBTU: Millones de unidades térmicas británicas.

Programa de transporte: Es la programación horaria para el transporte de cantidades de energía, elaborada diariamente por el CPC, de acuerdo con las nominaciones de los remitentes y la factibilidad técnica de transporte de los gasoductos respectivos.

Remitente: Persona natural o jurídica con la cual un transportador ha celebrado un contrato para prestar el servicio de transporte de gas natural. Puede ser alguno de los siguientes agentes: un productor-comercializador, un comercializador, un distribuidor, un almacenador, un usuario no regulado o un usuario regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un comercializador.

Renominación: Nominación sometida a consideración del CPC durante el día de gas mediante la cual un remitente solicita incrementar o disminuir las nominaciones previamente confirmadas.

RUT: Reglamento único de transporte de gas natural (Resolución CREG 071 de 1999).

Volumen ocasional: Es la solicitud de transporte de gas que realiza un remitente al transportador por cantidades superiores a los valores especificados en el contrato de transporte (desde un punto de entrada a un punto de salida).

2. ACTIVIDADES DEL CENTRO PRINCIPAL DE CONTROL DE TGI

2.1. Generalidades:

El Centro Principal de Control (CPC) de TGI es un área adscrita a la Dirección de Operaciones de la Gerencia de Infraestructura de la Vicepresidencia Operativa cuyo objetivo es el monitoreo, supervisión y control las 24 horas del día de los 365 días del año de la operación de la infraestructura de gasoductos, centros operacionales y estaciones compresoras propiedad de TGI para garantizar el correcto funcionamiento del sistema de transporte de gas y el cumplimiento de las obligaciones contractuales con los remitentes.

El control diario se hace por medio de las consolas de operación del sistema SCADA que es la herramienta de gestión de información en cuya base de datos se almacenan las señales de las variables de los gasoductos como presión, temperatura, flujo horario, consumo de gas del día previo, acumulado de gas del día actual y valores de cromatografías (poder calorífico, componentes químicos del gas, humedad, gravedad específica, entre otros).

Así mismo el CPC se encarga de controlar las nominaciones de gas con productores y remitentes para garantizar las condiciones óptimas operativas del sistema de transporte de gas de TGI, la correcta ejecución del programa diario de transporte y la medición que permita la elaboración de las cuentas de balance con base en la comparación con las mediciones oficiales.

Todo este volumen de información es el insumo básico para la emisión de las facturas de transporte de gas de acuerdo a las tarifas establecidas en los contratos comerciales con los remitentes.



Figura 3: Diagrama de actividades del centro principal de control.

2.2. Descripción de las actividades realizadas:

2.2.1. Nominación:

El RUT establece que todos los remitentes deben realizar sus solicitudes de transporte y suministro de gas natural para el siguiente día de gas. Adicionalmente el remitente en su nominación debe especificar el sector y mercado para el cual está realizando la nominación respectiva.

El subproceso de nominación (codificado como COT-01) tiene como objeto la planeación de las autorizaciones de transporte de gas por la red de gasoductos a los remitentes, cumpliendo con los lineamientos de cada contrato de transporte y la regulación vigente aplicable asegurando el cumplimiento de los requisitos de las normas ISO 9001, OSHAS 18001, los requerimientos de la empresa y los legales y reglamentarios. Algunas de las actividades de esta área son:

<p>1. Recibir las solicitudes de transporte e información de suministradores y comercializadores.</p>	<p>A través del ciclo electrónico de nominaciones (CEN) se reciben las solicitudes de transporte de gas de cada uno de los remitentes o en su defecto vía fax. El tiempo límite para su recepción es las 16:25 horas.</p> <p>Comparar si las nominaciones son consistentes con la información recibida de los suministradores y comercializadores.</p>
<p>2. Conocer condiciones operativas.</p>	<p>Solicitar información de las variables de presión y flujo a los operadores del centro principal de control de cada subsistema de transporte.</p> <p>Tener presente las limitaciones de transporte debido a mantenimientos incluidos en el plan de trabajo.</p> <p>Revisar las comunicaciones enviadas por los operadores de las estaciones compresoras donde reportan la disponibilidad de las estaciones.</p>
<p>3. Para eventos ocasionales operativos.</p>	<p>Obtener condiciones de presiones actuales del sistema en estado estable.</p> <p>Alimentar los datos de consumo en MPCD al simulador.</p> <p>Correr el estado dinámico y revisar que en los resultados las presiones no estén por debajo del mínimo contractual y operativo.</p>
<p>4. Autorización inicial.</p>	<p>Apoyados en las actividades anteriores, se realizan las autorizaciones a través del CEN a partir de las 16:25 hasta el tiempo límite de las 18:50 horas.</p> <p>Si la solicitud de transporte es mayor a la capacidad de transporte, se pueden dar dos alternativas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Que el inventario de los diferentes subsistemas soporte el desbalance que se genere, es decir que el transporte sea operativamente viable y seguro, lo cual garantiza el cumplimiento de las obligaciones contractuales. • Que el transporte no sea operativamente viable, en tal situación se procede a realizar restricción de transporte en los volúmenes autorizados.
<p>5. Recibir confirmaciones.</p>	<p>El remitente deberá confirmar la aceptación de la autorización inicial y en casos de restricción sólo podrá modificar el volumen a una cantidad inferior.</p> <p>Si el remitente no hace la confirmación antes del tiempo límite de las 18:50 horas, es porque acepta el volumen autorizado y el CEN automáticamente confirmará la misma cantidad autorizada, que sería la autorización definitiva, con lo cual finaliza el ciclo de nominaciones.</p>

Tabla 1: Descripción de las actividades de nominación.

Este proceso se desarrolla a través del Ciclo Electrónico de Nominaciones, donde el cliente o remitente, solicita una cantidad de transporte de gas. Dicha solicitud es autorizada total o parcialmente según la disponibilidad del gasoducto y el tipo de contrato que se tenga suscrito entre el remitente y el transportador; una vez autorizada la cantidad por el transportador, el remitente debe confirmar su solicitud de transporte.

Después de tener las cantidades confirmadas, el remitente puede hacer una nueva solicitud de transporte, la cual seguirá el mismo proceso anterior, y recibe el nombre de renominación.

2.2.2. Elaboración y seguimiento del programa de transporte:

El subproceso de elaboración y seguimiento del programa de transporte codificado como COT-02 tiene como objeto la elaboración y seguimiento del programa de transporte de gas por la red de gasoductos de TGI S.A. E.S.P., asegurando el cumplimiento de los requisitos contractuales, los requisitos de la empresa y los legales y reglamentarios.

Para la adecuada elaboración del programa de transporte se han definido niveles de prioridad para la asignación de la capacidad según el tipo de contrato:

PRIORIDADES DE PROGRAMACION		
NIVELES DE PRIORIDAD		
Nivel	Por contrato	
1	Contrato con firmeza	
2	Liberación de capacidad (mercado secundario)	
3	Parqueo	
4	Contratos que no garantizan firmeza	1. Desvíos
		2. Ocasionales
		3. Interrumpible

Tabla 2: Niveles de prioridad para la elaboración del programa de transporte.

2.2.3. Supervisión de la operación de gasoductos:

El Operador del CPC de turno revisará la operación del gasoducto de acuerdo con los valores máximos y mínimos operativos con el objetivo de permitir el cumplimiento del programa de transporte, controlando:

- Centros operacionales: Barrancabermeja, Sebastopol, Mariquita, Gualanday, Dina y Cogua.
- Estación compresora del Centro Operacional de Barrancabermeja: 7 unidades de las cuales 5 unidades manejan 20 millones de pies cúbicos por día y 2 unidades manejan 50 millones de pies cúbicos por día. La capacidad total instalada es de 200 millones de pies cúbicos estándar por día.
- Estación compresora de Vasconia: 3 unidades de las cuales 2 unidades manejan 80 millones de pies cúbicos por día y 1 unidad maneja 30 millones de pies cúbicos por día. La capacidad total instalada es de 190 millones de pies cúbicos estándar por día. Esta compresora tiene la capacidad de llevar gas hacia Sebastopol.
- Centro Operacional de Gas de Sebastopol: Transferencia al gasoducto Sebastopol – Medellín (Transmetano).

- Centro Operacional de Gas de Mariquita: Transferencia al gasoducto Mariquita – Cali (Transgas de Occidente).
- Térmicas: Termo Merilétrica, Termocentro, Termosierra, Termo Dorada, Termovalle y Termoemcali.
- Grandes consumidores industriales: CIB, Sideboyacá, Omimex y Cementos Diamante.
- Trampas de Raspadores: 10 unidades localizadas en el Centro Operacional de Barrancabermeja, Centro Operacional de Sebastopol, Trampa de Raspadores de Vasconia, Trampa de Raspadores de Puerto Salgar, Centro Operacional de Mariquita, Centro Operacional de Gualanday, Trampa de Raspadores de Guasimal, Centro Operacional de Dina, Trampa de Raspadores de La Belleza y en el Centro Operacional de Cogua.
- City Gates: 45 unidades.
- Válvulas de seccionamiento: 40 unidades.
- Volumen diario acumulado por gasoducto, teniendo en cuenta las capacidades de transporte:

Tramo	Capacidad de transporte MPCD
Ballena - Barrancabermeja	260.00
Barrancabermeja - Sebastopol	230.00
Sebastopol - Vasconia	201.00
Vasconia - Mariquita	192.00
Mariquita - Pereira	168.00
Pereira - Armenia	158.00
Armenia - Cali	148.00
Mariquita - Gualanday	15.00
Gualanday - Neiva	11.00
Cusiana - Porvenir	392.00
Porvenir - La Belleza	392.00
La Belleza - Vasconia	187.06
La Belleza - Cogua	187.94
Cusiana - Apiay	29.56
Apiay - Usme	17.78
Apiay - Termo Ocoa - Villavicencio	14.22
Morichal - Yopal	5.00

Tabla 3: Capacidad de transporte por tramo de la red nacional de gasoductos.

2.2.4 Cuentas de Balance:

Con la información de nominaciones de transporte, mediciones de gas recibido en los puntos de entrada y entregado en los puntos de salida, el CPC elabora las cuentas de balance tanto para puntos de entrada como puntos de salida.

Todas las cuentas de balance se deben llevar en Energía (MBTU). Los equipos de medición de gas instalados tanto en los puntos de entrada como en los puntos de salida del sistema de

transporte realizan medición volumétrica, por tanto es necesario convertir dichas mediciones a energía de la siguiente manera:

$$\text{Energía (MBTU)} = \text{Volumen medido (KPC)} \times \text{Poder Calorífico del Gas (MBTU/KPC)}$$

Una vez finalizado el día de gas, se desarrolla un proceso en donde se actualizan diariamente las cuentas de balance. Estas cuentas se elaboran comparando la nominación de transporte, contra la medición real que reporta el operador de cada gasoducto. Estos reportes de medición son enviados al CPC vía e-mail todos los días y una vez comparados con la nominación de gas, se determina si el cliente tiene gas en el sistema de transporte o por el contrario está en deuda con el mismo, y este saldo se publica en el Boletín Electrónico de Operaciones, como lo indica el RUT. Se llevan cuentas de balance tanto con remitentes como con productores.

2.2.4.1. Cuentas de balance con remitentes:

Es obligación del transportador llevar una cuenta de balance para cada uno de los puntos de salida del sistema de transporte y se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Desbalance Diario} = \text{EG} - \sum \text{NGS}$$

Donde:

EG: Energía entregada por el transportador al remitente en el punto de salida.

\sum NGE: Sumatoria de las nominaciones de transporte de los remitentes, dirigidas a un punto de salida en particular.

Es obligación de los remitentes propender a que el desbalance tienda a cero.

2.2.4.2. Cuentas de balance con productores:

Son llamados Acuerdo Operativos de Balance con Productores (OBA's) y son documentos suscritos entre los transportadores y los productores en cada uno de los puntos de entrada de gas al sistema de transporte, donde se plasman de manera general las normas que rigen las relaciones operativas entre transportadores y productores.

Una de las obligaciones es registrar los desbalances que se presentan de manera diaria, dicho desbalance se calcula de la siguiente manera y se debe realizar para cada uno de los puntos de entrada de gas:

$$\text{Desbalance Diario} = \text{RG} - \sum \text{NGE}$$

Donde:

RG: Energía recibida por el transportador en el punto de entrada.

\sum NGE: Sumatoria de todas las nominaciones de transporte de los remitentes en el punto de entrada.

Es obligación tanto de los productores como del transportador propender a que el desbalance tienda a cero.

2.2.5. Facturación:

Las tarifas de transporte de gas natural son reguladas por la CREG, la cual establece los cargos máximos que se permiten cobrar por la utilización de los diferentes Sistemas de Transporte. La Resolución CREG-125 de Diciembre de 2003 estableció los cargos regulados para el sistema de transporte de gas natural.

Los cargos por utilización del sistema de clasifican en:

1. Cargos Fijos
2. Cargos Variables
3. Cargos de Administración, Operación y Mantenimiento (AO&M)

Los Cargos Fijos (US\$ por KPCD-año) se cobran sobre la capacidad en firme que se contrate con cada usuario (remitente) y remuneran un porcentaje de los costos de inversión de la empresa.

Los cargos variables (US\$ por KPCD) se cobran sobre los volúmenes efectivamente transportados por cada usuario (remitente) y remuneran un porcentaje de los costos de inversión de la empresa.

Los cargos de AO&M (pesos por KPCD-año) se cobran sobre la capacidad en firme que se contrate con cada usuario (remitente) y remuneran los gastos de administración, operación y mantenimiento en que incurre la empresa para la óptima prestación del servicio de transporte de gas.

3. DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA PARA LA GESTIÓN Y SEGUIMIENTO DE LAS CUENTAS DE BALANCE

3.1 Planteamiento del problema:

La Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. requiere para el seguimiento eficiente de las cuentas de balance con clientes y productores, que éstas se encuentren cada vez más integradas al nuevo sistema que se empezó a implementar, llamado Ciclo Electrónico de Nominaciones o PLTG, de tal forma que la información que se maneje sea precisa y constantemente actualizada, agilizando el trabajo de los nominadores encargados.

Uno de los recursos con los que cuenta TGI es el sistema denominado SCADA que hace parte de todo el sistema de gasoductos y lleva la información referente a variables operacionales y mediciones de gas día a día de cada sistema y subsistema como las estaciones compresoras o los centros operacionales. Estas variables están relacionadas con el cálculo del empaquetamiento o inventario diario de gas y asimismo con los datos de medición de gas de salida y entrada necesarios para realizar las cuentas de balance.

Los operadores del centro principal de control deben llenar una planilla cada hora con los datos que se reciben en tiempo real por las consolas. Los nominadores son responsables de consultar y revisar estas condiciones para toda consideración posible en la planeación del programa de transporte.

El centro de control adquirió un sistema completo de visualización que incluye el software OpenEnterprise y un sistema de video de 3 tableros o Videowall, con el fin de que el conocimiento de las condiciones operativas de la red nacional de gasoductos estuviese disponible a todo el personal que allí trabaja. Para ello se requería el diseño total de los mapas tanto generales como individuales de cada gasoducto, basado en los planos de la infraestructura, recientemente actualizados.

Posteriormente se necesitaba la optimización de las tablas de resumen de consumos diarios y presiones de válvulas y compresoras, para recopilarlos en las citadas planillas de Excel denominadas "BALANCE ("NOMBRE DEL MES") ENERGIA.xlsx" (Ver planilla de ejemplo en Anexos\4\).

Estos datos son recopilados y agregados en las bases de datos de Asignaciones, para lo cual cada uno de los gasoductos tiene un archivo independiente que registra mediciones, poderes caloríficos y asignaciones de gas para cada punto de salida.

Las bases de datos de Asignaciones deben relacionarse tanto con las cuentas de balance de los remitentes como con los datos obtenidos de la comercialización de gas con los campos productores y del mercado secundario de gas. Para este caso es necesario que las macros existentes encargadas de los datos de comercialización sean rediseñadas para entrar en relación con el nuevo sistema de nominación de gas PLTG adquirido por TGI.

La información es actualizada de forma manual para la mayoría de hojas de comercialización y cuentas de balance. Se requiere actualizar y sistematizar este proceso de tal forma que puedan integrarse y relacionarse estas 3 bases de datos:

- Comercialización (2012/2013)
- Asignaciones (2012/2013)
- Nuevas Cuentas Remitentes (Ver tabla anexa "Clientes de TGI")

3.2. Metodología:

3.2.1. Actividades realizadas:

En los siguientes diagramas se muestran las actividades realizadas para efectuar el diseño de la herramienta requerida. Cada entrada representa la información que fue necesario recopilar para integrar las condiciones de operación de la infraestructura con el seguimiento de las cuentas de balance de gas natural. Las salidas indican el tipo de resultado posible de obtener a partir de tales datos:



Figura 4: Diagrama de actividades realizadas para la integración de los datos operacionales a la información de las cuentas de balance.

Con los reportes operativos de medición, y la comercialización de mercado primario y secundario de gas, se terminan de elaborar las cuentas de balance para cada día. Las pérdidas de gas son distribuidas según el desbalance total de la red y se actualizan los acuerdos operativos de balance con productores. Mediante un posterior desarrollo informático, toda esta información es publicada para su consulta en el Boletín Electrónico:



Figura 5: Diagrama de actividades realizadas para la gestión y publicación de las cuentas de balance, acuerdos operativos y distribución de pérdidas.

3.3. Recursos disponibles:

3.3.1. Sistema Pipeline Transporter Gas (PLTG):

Pipeline Transporter es una suite de módulos que permite gestionar las principales funciones del negocio de transporte de gas.

Entre las ventajas principales que presenta el sistema PLTG, se pueden mencionar las siguientes:

- Realiza nominaciones a través de una plantilla en la cual se pueden elaborar las nominaciones, renominaciones y el mercado de suministro (aceptación y cesión) de gas.
- La plantilla puede consolidar información de la nominación para un rango de días de gas, con varios puntos de salida y contratos.
- Permite que los agentes que intervienen, como los productores, comercializadores y remitentes, pueden visualizar las transacciones y las diferencias en las cantidades aceptadas y cedidas.
- Permite realizar nominaciones de transporte de gas por sectores y mercados, lo cual facilita los requerimientos por parte de entes reguladores y/o de control, ante eventos de racionamientos programados y eventos de fuerza mayor.
- Los remitentes reciben una notificación por correo electrónico generada por el sistema, tanto de las cantidades autorizadas en nominación como de las renominaciones del transporte de gas, permitiendo un mayor control para las partes.
- El sistema puede relacionarse con el sistema SCADA.

3.3.2. SCADA y Telecomunicaciones:

El centro principal de control se encarga de administrar la plataforma tecnológica de los sistemas SCADA y servicios de Telecomunicaciones de los diferentes gasoductos y estaciones compresoras de TGI, que garanticen una óptima gestión, toma de decisiones en tiempo real y seguridad de la infraestructura.

Para el manejo de una red de transporte tan extensa como la de TGI es necesario contar con un sistema de transmisión de datos que permita controlar, monitorear y supervisar desde un Centro de Control los parámetros críticos del proceso, tales como presiones, temperaturas, consumos, etc.

Un Sistema SCADA cumple básicamente dos funciones: Seguridad del Gasoducto y Eficiencia en la Operación:

- Seguridad del gasoducto: El sistema permite observar y verificar continuamente las variables críticas de operación tales como presión, temperatura, alarmas, etc., y posibilita el cierre remoto de válvulas en los casos que sea necesario. De esta forma los operadores pueden tomar las acciones correctivas del caso con la debida anterioridad para prevenir o minimizar cualquier incidente.
- Eficiencia en la operación: El sistema envía automáticamente al centro de control la información de los volúmenes horarios y diarios de cada consumidor. Estos datos los toma el computador de flujo en los diferentes puntos del gasoducto aumentando confiabilidad en la medición y evitando la necesidad de tener que desplazarse físicamente a los sitios.

3.4. Desarrollo de las macros de Excel para cuentas de balance:

3.4.1. Cuentas de balance con clientes TGI:

Para cada uno de los remitentes, se almacenan en un archivo de Excel las cuentas de balance, registradas como la diferencia tanto diaria como acumulada de la energía en MBTU nominada contra lo reportado en los medidores de los puntos de salida. Estos registros se hacen diariamente para controlar el consumo de los remitentes y de estos datos sale la información para la facturación de la empresa. En la actualidad TGI cuenta con 46 clientes que llevan el gas a los diferentes sectores: distribuidor, industrial, térmico y comercializador.

Sector Distribuidor:

<i>Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.</i>	<i>Gascaribe S.A. E.S.P.</i>	<i>Ingeniería y Servicios S.A. E.S.P.</i>	<i>Madigas Ingenieros S.A. E.S.P.</i>
<i>Edalgas S.A. E.S.P.</i>	<i>Gasguajira S.A. E.S.P.</i>	<i>Gases de Occidente S.A. E.S.P.</i>	<i>Promesa S.A. E.S.P.</i>
<i>Empresas Públicas de Medellín E.S.P.</i>	<i>Gasnacer S.A. E.S.P.</i>	<i>Cusianagas S.A. E.S.P.</i>	<i>Proviservicios S.A. E.S.P.</i>
<i>Efigas S.A. E.S.P.</i>	<i>Gas Natural S.A. E.S.P.</i>	<i>Gasorientes S.A. E.S.P.</i>	<i>Servigas S.A. E.S.P.</i>

<i>Espigas S.A. E.S.P.</i>	<i>Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.</i>	<i>Llanogas S.A. E.S.P.</i>	<i>Servingas S.A. E.S.P.</i>
----------------------------	---	-----------------------------	------------------------------

Tabla 4: Clientes TGI sector distribuidor.

Sector Industrial:

<i>CEMEX Colombia S.A.</i>	<i>Mansarovar Energy Colombia LTD.</i>	<i>ECOPETROL S.A.</i>	<i>Perenco Colombia Limited</i>
<i>Hocol S.A.</i>	<i>Petrobras Colombia Limited</i>	<i>Fertilizantes Colombianos S.A.</i>	

Tabla 5: Clientes TGI sector industrial.

Sector Térmico:

<i>ISAGEN S.A. E.S.P.</i>	<i>EPSA S.A. E.S.P.</i>	<i>ECOPETROL S.A.</i>
<i>Empresas Públicas de Medellín E.S.P.</i>	<i>Termoemcali S.A. E.S.P.</i>	

Tabla 6: Clientes TGI sector térmico.

Sector Comercializador:

<i>VP Ingeniería S.A. E.S.P.</i>	<i>Enercor S.A. E.S.P.</i>	<i>Dinagas S.A. E.S.P.</i>
<i>e2 Energía Eficiente S.A. E.S.P.</i>	<i>ECOPETROL S.A.</i>	<i>Turgas S.A. E.S.P.</i>

Tabla 7: Clientes TGI sector comercializador.

3.4.2. Registro de las cuentas de balance:

Cada cuenta está detallada diariamente y tiene una columna “Total Nodo de Entrada” en donde se suman todos los puntos de entrada o campos productores de los cuales el remitente consigue el gas: Cusiana, Ballena, Cupiagua, Tello, Dina, Sur de Bolívar u otros. La columna denominada “Total Nodo de Salida” es la medición real reportada por el operador del CPC, registrada en las planillas horarias con la información registrada vía SCADA. La columna “Balance Diario” es la diferencia entre el “Total Nodo de Entrada” y “Total Nodo de Salida” y el “Balance Acumulado” es el acumulado del balance diario.

F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	BB	CZ	DA
	Entrada 1	Entrada 2	Entrada 3	Entrada 4	Entrada 5	Entrada 6	Entrada 7	Entrada 8	Entrada 9	Entrada 10			
TOTAL NODO DE ENTRADA	Apiay	Barranca	Cusiana Int	Cusiana Llanos	Dina	Guajira	Gualanday	Montañuelo	Morichal	Tello	TOTAL NODO DE SALIDA	BALANCE DIARIO	BALANCE ACUMULADO
METU											City Gate		
1633	0	1633	0	0	0	0	0	0	0	0	1531	102	146
60		60	0								69	-9	112
62		62	0					0			42	20	132
62		62	0					0			61	1	133
62		62	0					0			66	-4	129
62		62	0					0			65	-3	126
62		62	0					0			68	-6	120
62		62	0					0			70	-8	112
62		62	0					0			62	0	112
62		62	0					0			59	4	116
62		62	0					0			67	-5	111
62		62	0					0			68	-4	107
62		62	0					0			65	-3	103
62		62	0					0			67	-5	98
62		62	0					0			73	-11	88
62		62	0					0			64	-2	86
62		62	0					0			64	-2	84
68		68	0					0			69	-1	83
68		68	0					0			67	1	84
68		68	0					0			68	0	84
66		66	0					0			72	-6	79
66		66	0					0			76	-10	69
66		66	0					0			60	6	75
66		66	0					0			65	1	76
66		66	0					0			71	-5	71
66		66	0					0			68	-2	68
66		66	0					0			70	-4	65
66		66	0					0			76	-10	56
66		66	0					0			75	-9	46
66		66	0					0			62	4	50
66		66	0					0			66	0	50
0		0	0					0			68	-68	-17
0		0	0					0			70	-70	-88
192		192	0					0			66	126	38
70		70	0					0			70	0	38
77		77	0					0			70	0	49

Figura 6: Campos de información de las cuentas de balance con remitentes.

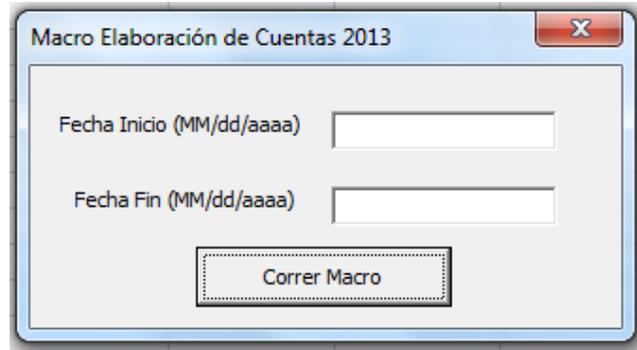
Para que la elaboración de las cuentas de balance fuera automática y permitiera agregar nueva información constantemente actualizada sin perder datos o incurrir en confusiones debido a la gran cantidad de clientes y puntos de salida que se manejan, se realizaron una serie de tablas por cada archivo de las bases de datos de comercialización y asignaciones:

HOJA AQUÍ	COLUMNA AQUÍ	HOJA DESTINO	COLUMNA DESTINO	Archivo en Asignaciones
EEPPM B	DG	TERMOCENTRO	J	CENTRO ORIENTE
TSIERRA B	DD	TERMOCENTRO	K	CENTRO ORIENTE
ALCANOS B	DD	CHICORAL	T	CENTRO ORIENTE
GAS NATURAL SABANA B	IJ	Gases de Bca	K	CENTRO ORIENTE
EEPPM B	DH	OMIMEX (Moriche)	J	CENTRO ORIENTE
EEPPM B	DI	TERMOSIERRA	L	CENTRO ORIENTE
G N CUNDI B	EC	Tuta sideboyacá	I	GBS
ENERCOR	DD	Duitama	M	GBS
ENERCOR	DE	Paipa	L	GBS
ENERCOR	DF	Samacá	L	GBS
ENERCOR	DG	Sogamoso	M	GBS
ENERCOR	DH	Tunja	N	GBS
ENERCOR	DI	Villa de Leyva	L	GBS
ALUMINA B	DA	Cali	M	MARIQUITA CALI
G OCCIDENTE B	DB	Termoemcali	J	MARIQUITA CALI
G OCCIDENTE B	DC	Bugalagrande	L	MARIQUITA CALI
G OCCIDENTE B	DD	Buga	L	MARIQUITA CALI
G OCCIDENTE B	DE	Cartago	L	MARIQUITA CALI
G OCCIDENTE B	DF	Papeles del Cauca	L	MARIQUITA CALI
G OCCIDENTE B	DG	La Paila	L	MARIQUITA CALI

Tabla 8: Cuadro de llevar información a las cuentas de los remitentes a partir de una hoja de comercialización.

De esta manera el código de la macro encargada de todo el proceso busca los datos en las hojas de Excel y columnas especificadas y los lleva a la cuenta o asignación que le corresponde.

Se incluyó un formulario que permite al usuario nominador ingresar el rango de fechas desde el cual desea realizar los cálculos. La herramienta permite gestionar todo el año e incluye a las bases de datos de asignaciones y comercialización:



Macro Elaboración de Cuentas 2013

Fecha Inicio (MM/dd/aaaa)

Fecha Fin (MM/dd/aaaa)

Correr Macro

Figura 7: Formulario de ingresar fechas para la elaboración de cuentas de balance con remitentes y comercializadores. Macro Elaboración Cuentas (se corre diariamente a las 18:00)

3.5. Desarrollo de las macros de Excel para distribución de pérdidas con remitentes:

Para el desarrollo de la distribución mensual de pérdidas de gas a los remitentes es necesario ejecutar los siguientes pasos:

- Recopilar la información mensual de balance físico o general de la red.
- Recopilar la facturación generada de los contratos.
- En función de la facturación total en energía de cada remitente, se distribuyen proporcionalmente las pérdidas totales de gas del sistema y se generan las pérdidas totales de gas de cada remitente.
- En función de la energía facturada por punto de entrada de cada remitente, se distribuyen mensualmente las pérdidas totales de gas de cada remitente en forma proporcional y se generan las pérdidas parciales de gas por punto de entrada de cada remitente.
- Esta distribución es publicada en el BEO en la sección “Pérdidas de Gas”. Ésta contiene el soporte de facturación, el balance general, una hoja en donde se efectúa la distribución operativa o inicial, y otra hoja en donde se efectúa la distribución oficial o final.
- Se publica el archivo de distribución de pérdidas en la Intranet de la organización.

Transportadora de Gas Internacional S.A. ESP Perdidas		
Desbalance Físico total TGI		
Pérdidas Totales :	IIG+RG-EG-IFG	
	842976 + 14758121 - 14710817 - 845939	
	44341 MBTU	
Perdidas Remitentes :	44341 MBTU	
Perdidas TGI :	0 MBTU	
Desbalance	0.30%	
Inventario Inicial de Gas		
Subsistema	KPC	MBTU
Inv. Ballena - Barranca	209709	209024
Inv. Barranca - Neiva - Cagua	239910	264033
Inv. Gasod. De la Sabana	26042	29806
Inv. Mariquita - Cali	137310	157003
Inv. Montañuelo - Gualanday	1303	1475
Inv. Cusiana - Apiay	25257	28887
Inv. Apiay - Ocoa - Villavo	1929	2206
Inv. Apiay - Usme	7663	8566
Inv. Morichal - Yopal	360	440
Inv. Gasod. Sur de Bolívar	74	81
Inv. Cusiana - Porvenir - La Belleza	114764	131229
Inv. GBS	8370	9570
Total	773270	842976

Inventario Final de Gas		
Subsistema	KPC	MBTU
Inv. Ballena - Barranca	215032	214329
Inv. Barranca - Neiva - Cagua	231551	255728
Inv. Gasod. De la Sabana	25807	29543
Inv. Mariquita - Cali	148200	169493
Inv. Montañuelo - Gualanday	1062	1207
Inv. Cusiana - Apiay	25185	28853
Inv. Apiay - Ocoa - Villavo	1877	2151
Inv. Apiay - Usme	6439	7095
Inv. Morichal - Yopal	360	440
Inv. Gasod. Sur de Bolívar	74	81
Inv. Cusiana - Porvenir - La Belleza	110950	127112
Inv. GBS	8098	9278
Total	775190	845939
Recibos de Gas		
Subsistema	KPC	MBTU
Rec. Ballena	4590405	4575404
Rec. Sur de Bolívar	7136	7625
Rec. Montañuelo	0	0
Rec. Rio Ceibas (Dina)	22052	24249
Rec. Cusiana Llanos	789431	904218
Rec. Apiay	296221	327386
Rec. Yopal	78620	94458
Rec. Cusiana - La Belleza	7384209	8456747
Rec. Toqui - Toqui	0	0
Rec. Tello	0	0
Total	13522870	14758121
Entregas de Gas		
	KPC	MBTU
Total	13488359	14710817

Tabla 9: Desbalance físico sistema de transporte TGI (Ejemplo).

Las pérdidas de gas del sistema de transporte que excedan el 1% serán asumidas por el transportador. Las pérdidas que no excedan el 1% serán distribuidas entre los remitentes en forma proporcional a la cantidad de energía transportada (numeral 4.9.1 del RUT)

$$Pérdidas = IIG + RG - EG - IFG$$

Donde:

IIG = Inventario inicial del sistema de transporte del periodo de análisis.

RG = Energía recibida en todos los puntos de entrada del sistema de transporte para el periodo de análisis.

EG = Cantidad de energía tomada en los puntos de salida del sistema de transporte para el periodo de análisis.

IFG = Inventario final del sistema de transporte del periodo de análisis.

El índice de pérdidas como fracción se calcula dividiendo las pérdidas totales entre los recibos totales de gas (datos en MBTU) y se registra de manera mensual en una tabla de Excel durante un año:

Para comunicar un resumen de las pérdidas de gas (con índice de pérdidas) se debe efectuar el reporte de pérdidas correspondiente. Para ello es necesario abrir el balance de gas de la red para cada mes de operaciones y extraer de este archivo las pérdidas totales de gas, las pérdidas a cobrar a remitentes y los recibos totales de gas.



Figura 8: Gráfico de índice de pérdidas de gas TGI, Año 2012 (Resumen de pérdidas en Anexos\4).

4. RESULTADOS OBTENIDOS

4.1. Resumen de resultados:

Se obtuvo el desarrollo requerido de un diseño gráfico de la red nacional de gasoductos y la integración al mismo de las señales de campo recibidas por el centro de control con el fin de obtener información actualizada desde una perspectiva completa del sistema.

Mediante el diseño de macros se agilizó la realización de los balances mensuales de gas de la red, validando la información enviada por los diferentes distritos y la obtenida del PLTG, actualizando las cuentas de balance de los remitentes.

Se crearon nuevas herramientas que permiten al centro de control realizar la labor de generar reportes, enviar correos electrónicos, insertar y actualizar datos de energía comprada y vendida, para posteriormente hacer el cargue en las bases de datos del Boletín Electrónico de Operaciones.

Fueron optimizadas las herramientas existentes encargadas de realizar la distribución de los desbalances y posteriormente generar informes de pérdidas para facturar. Se creó la base de datos de comercialización y asignaciones actualizada con la información para el año 2013.

4.2. Desarrollo de los despliegues de visualización de las variables operacionales del sistema en el Software OpenEnterprise:

En los diferentes puntos de entrega y toma de gas se tienen instalados equipos de medición para verificar los parámetros de volumen de gas, presiones y temperaturas, que junto con la información de calidad de gas, constituyen la base para realizar el cálculo de los balances mensuales:



Figura 9: Detalle de condiciones de presión y flujo para un tramo de tubería. Software OpenEnterprise en Modo Runtime (transmisión en tiempo real)

4.2.1. Actividades:

Con base en los planos más recientes de la infraestructura de TGI, se implementó un mapa completo de la red nacional de gasoductos que incluye todos los puntos de salida, campos productores y las estaciones compresoras (Ver Anexos\1\Infraestructura Completa.jpg). De esta manera se pudo tener una perspectiva completa de la amplitud del gasoducto y determinar cuáles datos del sistema, como presiones de línea o flujo de salida hacia los consumidores, era necesario atender de primera mano, para integrar las señales SCADA correspondientes en la pantalla principal:

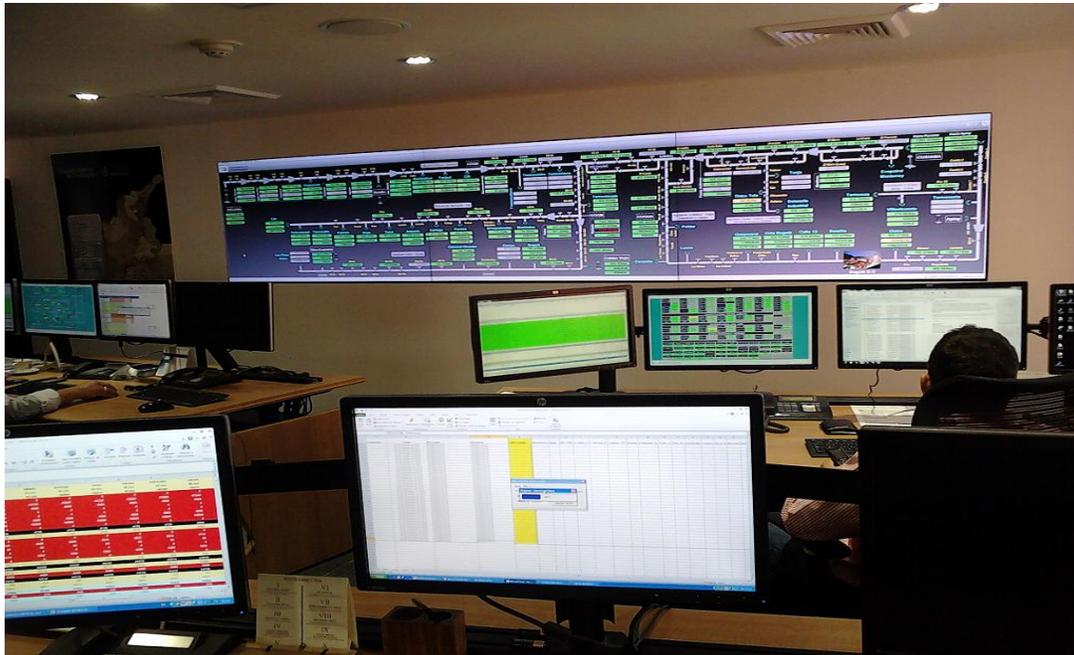


Figura 10: Pantalla principal del centro de control donde se monitorean condiciones en tiempo real. (Ver esquema en Anexos\1\Red Nacional de Gasoductos.jpg)

4.2.2. Actividades adicionales ejecutadas en el Software OpenEnterprise:

- Integración de señales SCADA al CPC de TGI del gasoducto Ballena Barrancabermeja.
- Integración del gasoducto de Boyacá y Santander (GBS).
- Integración de las estaciones compresoras.
- Integración de nuevas válvulas del Loop Cusiana – Vasconia.
- Integración SCADA del nuevo campo productor Cupiagua.
- Integración de señales de presión, flujo y consumo diario de grandes consumidores del gasoducto la Sabana.
- Mediante el sistema SCADA fueron configuradas las válvulas de seccionamiento con alarmas y colores de alerta por baja y alta presión, según las condiciones.

4.3. Implementación de una aplicación para publicación de datos en el Boletín Electrónico de Operaciones:

La función de esta aplicación es principalmente reunir la información de las cuentas con todos los remitentes para un período establecido en una sola hoja de Excel para de esta manera insertar los datos en una tabla similar a las plantillas de las cuentas de balance. Por otro lado se recopilan los datos de la distribución de los desbalances en otra plantilla similar.

Posteriormente se especifica un rango de fechas para traer los saldos de balances acumulados y diarios de cada uno de los puntos de salida que tiene cada remitente.

Una vez creada esta tabla de saldos se debe dar una instrucción en la programación que permita acceder a la base de datos del Boletín Electrónico de Operaciones e insertar los saldos para las fechas indicadas.

También puede ser necesario borrar ciertos datos debido a reclamaciones por parte de los remitentes o a errores de medición. La aplicación permite un rango de publicación de cuentas de balance para todo el año si esto fuera necesario; para poder hacer esto primero debe accederse a la base de datos y vaciar los contenidos que allí se encuentran antes de poder actualizarlos.

4.3.1. Macro de publicación de cuentas en el BEO:

A	B	C	D	E
Remitente (Libro de Excel)	Nodo de Salida (Hoja del Libro)	Remitente CEN	Salida CEN	
ALCANOS DE COLOMBIA	PTO BOYACA	ALCANOS	Pto_Boyaca	
ALCANOS DE COLOMBIA	RIO DE ORO	ALCANOS	RIO DE ORO	
ALCANOS DE COLOMBIA	SALDAÑA	ALCANOS	SALDAÑA	
ALCANOS DE COLOMBIA	SALDAÑA B			
ALCANOS DE COLOMBIA	San Luis			
ALCANOS DE COLOMBIA	Sebastopol			
ALCANOS DE COLOMBIA	SUMICOL			
ALCANOS DE COLOMBIA	TIERRADENTRO			
ALCANOS DE COLOMBIA	VENADILLO			
CEMEX	CEMEX			
CRESERGAS	Los Pinos GNV			
DINAGAS	Barbosa GNV			
DINAGAS	Belencito Ind.			
DINAGAS	LOS PINOS-SURGAS			
DINAGAS	Montearroyo	DINAGAS	Montearroyo	
DINAGAS	Puerto Caldas	DINAGAS	PtoCaldas	
DINAGAS	Sideboyaca	DINAGAS	Sideboyaca	
E2	Manizales	E2	Manizales	
ECOPETROL RTTE	CIB	ECOPETROL	CIB_E	
ECOPETROL RTTE	ECPMonterrey	ECOPETROL	Monterrey_EC	

Base de Datos para Cuentas

Excel | SQL |

Ingrese el rango de fechas a copiar (MM/dd/AAAA)

DESDE:

HASTA:

Figura 11: Detalle de macro de publicación de cuentas de balances en el BEO. Formulario de creación de tabla de saldos para las fechas establecidas.

4.3.2. Campos de ingreso de valores en la base de datos del BEO:

La base de datos del BEO de TGI está programada en Microsoft SQL Server y posee los siguientes campos de información que deben ser diligenciados al momento de realizar la publicación oficial de las cuentas de balance y distribución de pérdidas:

Column Name	Data Type	Column Name	Data Type	Column Name	Data Type
fecha	datetime	Sebastopol_R	numeric(18, 0)	cantidad_Medicion	float
pto_salida	varchar(50)	Yondo_R	numeric(18, 0)	balance_diario	float
remitente	varchar(50)	Dina_RC	numeric(18, 0)	balance_acumulado	float
Total_pto_entrada	numeric(18, 0)	Gualanday	numeric(18, 0)		
Montanuelo	numeric(18, 0)	Cusiana	numeric(18, 0)		
Apiay	numeric(18, 0)	Km_8_R	numeric(18, 0)		
BALLENA	numeric(18, 0)	Morichal	numeric(18, 0)		
S_Pablo_R	numeric(18, 0)	Barranca	numeric(18, 0)		
P_Wilches_R	numeric(18, 0)	P_Sogamoso_R	numeric(18, 0)		
Cusiana_CPF	numeric(18, 0)	ToquiToqui	numeric(18, 0)		
BrisasB	numeric(18, 0)	Cantagallo_R	numeric(18, 0)		
		Tello	numeric(18, 0)		

Figura 12: Detalle de la base de datos de cuentas de balance del boletín electrónico de operaciones.

De esta forma, cada remitente podrá conocer la cantidad de energía nominada en cada uno de los campos productores para un día y punto de salida determinado. Igualmente conocerá la medición reportada por los centros operacionales, dando como resultado un balance diario y acumulado que podrá comparar con sus propios registros por si hubiese reclamos.

4.4. Integración con el sistema PLTG:

Por cada subsistema o gasoducto principal existe un archivo en Excel en donde es alimentada la información en este orden: Hoja de recibos en KPCD con el poder calorífico del gas; Hoja de entregas de gas en KPCD; Hoja de entregas en MBTUD y Hoja por cada City Gate del subsistema indicando la medición día a día, el poder calorífico del nodo de salida y las asignaciones de gas de los remitentes que confluyen en ese medidor.

Para relacionar estos datos que se encuentran en una base de archivos, con las nominaciones reportadas en la web del CEN por los remitentes, así como con la información de mercado primario y secundario de gas, son necesarias las siguientes actividades:

- Se recopilan archivos de comercialización de gas en nodos de entrada, los cuales se les exige a los comercializadores a la hora del despacho de gas.
- Se recopila información de nominaciones en nodo de entrada por parte de los remitentes, ingresada al sistema PLTG.
- Se recopila información de mercado secundario de gas en la cadena de suministro del sistema PLTG.

Se alimentan las bases de datos, las cuales están organizadas en archivos de Excel por nodo de entrada y cada archivo organizado en hojas por remitente. En cada hoja se encuentran las compras de gas, las cesiones de gas y las nominaciones en cada punto de salida.

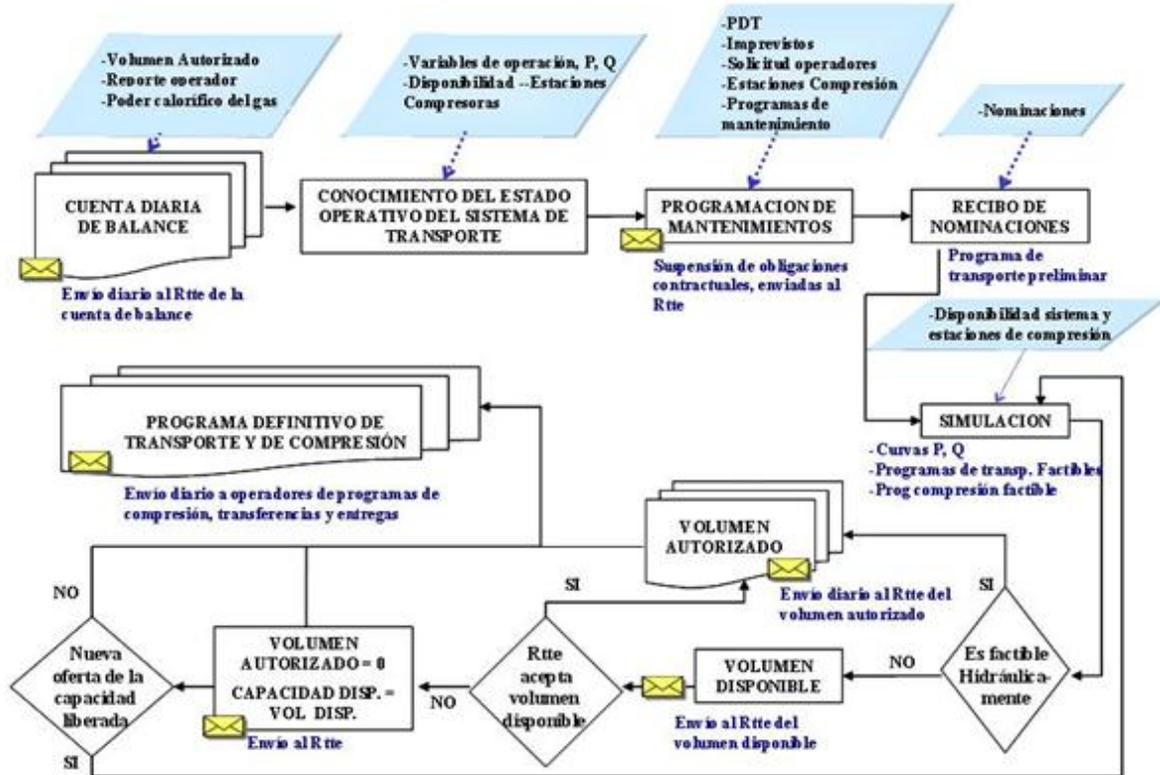


Figura 13: Diagrama de integración de las herramientas desarrolladas con el sistema del ciclo electrónico de nominaciones.

4.4.1. Macros para gestionar datos del PLTG:

4.4.1.1. Macro Tramo-Recibo:

Compañía	TOTAL	0	Generar Datos por Tramos 15, 16, 17CF, 9 (Sólo Mariquita)		
ALCANOS DE COLOMBIA	TOTAL	14567			
COMBUSTIBLES Y GASES S.A.	CALDAS VIEJO	GNV GUAYABAL	GNCV	No eléctrico no regulado	78
COMERCIALIZADORA ENERGÉTICA DEL ORIENTE - ENERCOR	CUSIANA PORVENIR	CHICORAL	Comercializador	No eléctrico no regulado	1217
	CUSIANA PORVENIR	CHICORAL	Comercializador	No eléctrico no regulado	108
	CUSIANA PORVENIR	CHICORAL	Comercializador	No eléctrico no regulado	75
	CUSIANA PORVENIR	PURIFICACION PPF	Industrial	No eléctrico no regulado	400
COMPAÑÍA DE COMBUSTIBLES DE COLOMBIA LTDA.	CALDAS VIEJO	GNV CRESEMGAS	GNCV	No eléctrico no regulado	310
EDALGAS S.A. E.S.P.	BALLENA	BUENOS AIRES	Distribuidor Urbano	No eléctrico regulado	55
GAS NATURAL COMPRIMIDO S.A. -GAZEL S.A.	CUSIANA PORVENIR	IBAGUE	GNCV	No eléctrico no regulado	311
	CUSIANA PORVENIR	LOS PINOS	GNCV	No eléctrico no regulado	121

Figura 14: Valores de energía nominados en los tramos del gasoducto Centro Oriente donde existen recibos menores de gas (Macro Tramo-Recibo).

4.4.1.2. Macro Grandes Desviaciones:

Fecha:	18/12/2012	Nominada	Autorizada
GAS NATURAL (cogua)	106432	0	
Ferticol	5500	0	
Transoriente	10	0	
Drummond	11000	0	
CIB		0	
TURBOGENERACION		0	
TRANSMETANO (Sebastopol)	25960	0	
Belencito DG SIDE BOYACA	433	0	
CEMEX	0	0	
CHICORAL	3319	0	
NEIVA	4621	0	
MANSAROVAR JAZMIN	0	0	
MANSAROVAR MORICHE	0	0	
MANSAROVAR VASCONIA	0	0	
IBAGUE	6738	0	
Cali	1018	0	
Villavicencio	5050	0	
Usme	18041	0	

PLTG PRODUCTO	SALE	PURCH
GAS NATURAL (Cogua)	38114	122860
Ferticol	0	5500
TRANSMETANO (Sebastopol)	31535	0
Belencito DG SIDE BOYACA	4250	4250
CEMEX	0	0
MANSAROVAR	6000	0
Villavicencio	2556	6022
Usme	0	19400

Guillermo Pardo:
(MM/dd/AAAA) Cambiar fecha según el día para traer datos de la hoja Transp. Ecogas

Grandes Remitentes

GAS NATURAL E. S. P.
FERTILIZANTES COLOMBIANOS S. A.
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN DISTRIBUIDOR
DINAGAS S. A. E. S. P.
VPINGENERGIA
MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.
LLANOGAS
GASES DEL LLANO

Figura 15: Valores obtenidos de desviaciones registradas para los grandes remitentes (Macro Grandes Desviaciones).

4.4.1.3 Macro de comparar desbalances del PLTG contra lo reportado en la medición:

Recibos de Gas, RG				
	Nombre Archivo Desbalance	Nombre Archivo PLTG		DIFERENCIA
KPC			KPC	KPC
4.243.563	Rec. Ballena	BALLENA	4.243.563,00	0,00
9.822	Rec. Sur de Bolivar	BRISASBR KM 8 R CANTAGALLO R PTE SOGAMOSO R SAN PABLO R YONDO R PTO WILCHES R	7.708,57	2.113,89
0	Rec. Montañuelo	GUALANDAY R COGUA R	0	0
26.658	Rec. Rio Ceibas(Dina)	DINA RC DINA_ECP	26.657,94	0,00
921.432	Rec. Cusiana Llanos	CUSIANA APIAY	921.432,00	0,00
276.957	Rec. Apiay	APIAY	276.957,00	0,00
1.399	Rec. Yopal	YOPAL	1.399,09	-0,01
7.180.848	Rec. Cusiana - La Belleza	CUSIANA PORVENIR	7.180.848,00	0,00
0	Rec. Toqui - Toqui	TOQUITOQUI	0,00	0,00
0	Rec. Tello	TELLO	0,00	0,00
0	Recibos Monserrate	DON PEDRO	0,00	0,00

Figura 16: Macro de desbalances registrados en PLTG vs. Desbalances medidos (Macro Comparar Desbalances vs. PLTG).

4.5. Análisis comparativo de resultados:

Respecto al estado inicial de los recursos disponibles del centro principal de control, se presentaron las siguientes mejoras:

Fue creado el sistema de despliegues atendiendo a la necesidad previamente descrita, para su visualización permanente, atendiendo los puntos de mayor relevancia para los operadores y permitiendo planillar los datos de forma precisa e instantánea.

Las herramientas de Excel que previamente se utilizaban en esta área dependían enteramente de reportes individuales enviados por los remitentes y los productores a TGI. Con la entrada del sistema PLTG para realizar nominaciones de transporte, la mayoría de datos entrantes ya no podían ser procesados de igual manera debido a la organización y presentación de los mismos. Por esta razón se seguía exigiendo el reporte individual por correo electrónico lo cual daba lugar a numerosos inconvenientes como la confusión entre lo nominado y lo renominado, demoras por apertura de archivos y la falta de un registro organizado de forma diaria para estos eventos.

Las cuentas de balance se realizaban por punto de salida y se desglosaban por remitentes. La gran cantidad de clientes y puntos nuevos de salida hizo necesario que para cada cliente se llevara una cuenta individual de balance. Hasta el momento las cuentas no se hallaban integradas a ninguna macro que realizara el trabajo de actualizar los datos.

El boletín electrónico de operaciones se empezó a implementar en el año 2009 y las cuentas de balance se publicaban de forma individual por cada remitente mediante una aplicación de acceso al servidor de la base de datos. Con el incremento de la capacidad de la infraestructura de la red, debido a ampliaciones e instalación de nuevas estaciones compresoras y la entrada de nuevos campos productores, el mercado creció rápidamente y los clientes llegaron a ser en total 46. Al inicio del período de práctica estas publicaciones tardaban aproximadamente una hora en ser completadas. Un gran inconveniente que se presentaba era la imposibilidad de actualizar los datos cuando se presentaban reclamos en ciertas fechas y por esto debía borrarse la base de datos correspondiente a todos los días posteriores para volverlos a insertar nuevamente.

La información consignada en el PLTG y la obtenida mediante archivos de Excel individuales presentaba diferencias que era necesario corregir para emitir una correcta facturación en el año 2012. La herramienta desarrollada durante el período de práctica permitió enmendar errores presentados por la entrada del nuevo sistema.

Con la creación de las macros que integran las bases de datos de la empresa con el sistema PLTG, éste se empezó a implementar en mayor medida, permitiendo que los remitentes y productores realizaran las nominaciones y compras de mercado secundario a través de esta plataforma, asignando un acceso a cada cliente y prescindiendo del habitual intercambio de archivos.

5. CONCLUSIONES

La herramienta para la gestión y seguimiento de las cuentas de balance de la empresa TGI S.A. constituye una mejora significativa a los procesos que se realizan diariamente en esta área de control y supervisión, brindando soporte y una mayor integración entre las actividades.

La distribución mensual de pérdidas es una actividad que la empresa debe realizar oportunamente y de una manera precisa. La herramienta desarrollada se encarga de procesar la información necesaria, contando con todos los datos que intervienen en el desarrollo de los balances con remitentes y productores, facilitando una correcta facturación

La herramienta de visualización de las señales de campo de los gasoductos permitió una operación ágil de la infraestructura de transporte y facilitó una respuesta inmediata a situaciones de emergencia como consecuencia de la integración en despliegues actualizados de las variables críticas del sistema.

Las macros desarrolladas en Microsoft Excel ayudan a mejorar el rendimiento de varias tareas que se realizan en el centro de control. Se logró sistematizar parte considerable del trabajo encargado a los nominadores que de otra manera debía ser procesado manualmente y estar sujeto a inconsistencias y confusiones propias del manejo de gran cantidad de información.

6. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

- [1] Transportadora de Gas Internacional. Manual del Transportador. Rev. 2010.
- [2] Energy Solutions. Material de Entrenamiento. Usuarios Finales (Manual PLTG).
- [3] Bristol OpenEnterprise. OpenEnterprise for Begginers. Training Manual, 2007.
- [4] Infraestructura TGI S.A. E.S.P. Mapa General. 2011.
- [5] E. SHASHI MENON. Gas Pipeline Hydraulics. Taylor & Francis, 2010.
- [6] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). Recommended Practice for Pipeline SCADA Displays. API Recommended Practice 1165. 2007.
- [7] CENTRO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL GAS (CDT). Balances y Conciliación. CDT Virtual, 2006.
- [8] GERMAN RICARDO GOMEZ. Química del Gas Natural. Corporación Autónoma de Santander. Bucaramanga, 2000.
- [9] ENBRIDGE TECHNOLOGY INC. Programa de Entrenamiento para Controladores de Gas Natural. Canada, 2006.
- [10] UT ACCOL SACA. Manual del Operador. Empresa Colombiana de Gas, 2005.
- [11] ECOPETROL S.A. Cadena de Valor del Gas Natural. Página Web: www.ecopetrol.com.co
- [12] Norma Técnica Colombiana. Gasoductos. Lineas de Transporte y Redes de Distribución de Gas. ICONTEC – NTC 3728, 2001.

ANEXOS

A. Resultados de la práctica:

OBJETIVOS* (de la práctica aprobados)	RESULTADOS ESPERADOS** (según lo aprobado)	RESULTADOS OBTENIDOS	INDICADOR VERIFICABLE DEL RESULTADO	RUTA DEL ANEXO SOPORTE
1	1	<p>Desarrollo de los gráficos actualizados para el monitoreo de las condiciones operativas de la red nacional de gasoductos de TGI.</p> <p>Esquemas de cada una de las estaciones compresoras.</p> <p>Mapa de la totalidad de puntos de salida de la red de gasoductos.</p>	<p>Imágenes captadas del computador del Centro Principal de Control, de todos los despliegues y recursos de visualización creados y actualizados.</p>	<p>\\Anexos\1 - Desarrollo de una herramienta de visualización de las condiciones de la red de gasoductos</p>
2, 3	2	<p>Creación de macros para la elaboración de cuentas de balance con remitentes, actualización y optimización de las macros de publicación de cuentas en el BEO.</p> <p>Integración de las macros para la creación de bases de datos de Comercialización. Actualización de las macros existentes a la versión Microsoft Excel 2010.</p>	<p>Archivos de Excel (*.xism): Macro Tramo-Recibo, Macro ComercializacionF, Grandes Desviaciones, SuperMacroCuentas, Macro Distribución Pérdidas Año 2013, ELABORACION CUENTAS.xism</p>	<p>\\Anexos\2 - Macros\MACROS PLTG\ \\Anexos\2 - Macros\COMERCIALIZACION 2013\ </p>
4	3	<p>Se incluyó una opción en el módulo Web del PLTG que permite realizar cruces de saldos de cuentas de balance en dos puntos desglosados por gas fuente a una fecha determinada con el fin de balancear los saldos en dichos puntos.</p> <p>Se crearon macros de Excel para la distribución de pérdidas y facturación por remitente.</p>	<p>Archivos de simulaciones. Macro comparativa de desbalances reportados vs. Desbalances medidos.</p> <p>Macro de Distribución de pérdidas por gasoducto.</p>	<p>\\Anexos\2 - Macros\ \\Anexos\4 - Otros\ </p>

Tabla 10: Resultados de la práctica.

Observaciones:

Todos los despliegues de visualización fueron realizados mediante el Software OpenEnterprise con la integración de señales de campo pertenecientes al sistema SCADA de la red.

Las macros de Excel se programaron mediante lenguaje Visual Basic para Aplicaciones. Fue necesario un curso básico de macros con ejemplos para adquirir destreza en este tipo de programación.

El centro principal de control hizo migración del antiguo sistema Microsoft Office 2003 al 2010. En total hubo necesidad de reprogramar 6 macros ya existentes que dejaron de funcionar por este motivo.

Fue necesaria una capacitación sobre la utilización del sistema PLTG previa al desarrollo de las herramientas.

***Objetivos:**

1. Realizar el seguimiento al transporte de gas natural, mediante el monitoreo a las variables de operación de la red de gasoductos y desarrollar una herramienta gráfica en el software "OpenEnterprise" a fin de integrar en ella las señales de campo recibidas por el Centro de Control en tiempo real.
2. Proponer opciones de mejora a las macros de Excel existentes y plantear nuevas macros que permitan una integración de las cuentas de balance al nuevo sistema de ciclo electrónico de nominaciones "PLTG", bajo las condiciones comerciales establecidas con los remitentes y la reglamentación vigente aplicable, con lo cual se garantice una operación segura y sostenible.
3. Desarrollar macros y su conexión al boletín electrónico de operaciones para la distribución de pérdidas de gas en el sistema, correspondiente a remitentes, para su respectiva facturación y cargue en las bases de datos con la información de las mediciones y cantidades de energía autorizadas, para publicarlas al interior de la organización.
4. Plantear estrategias para la gestión eficiente de los niveles de desbalance con los remitentes reflejados en las cuentas de balance y los niveles de desbalance reflejados en los OBA's.

****Resultados esperados:**

1. Elaboración de un recurso completo de visualización de variables de campo obtenidos remotamente mediante el sistema SCADA, que incluya los gráficos y características de la infraestructura de TGI a nivel nacional y de cada gasoducto de manera individual, así como de la configuración de las estaciones compresoras.
2. Diseño y Actualización de los programas (macros de Excel 2010) que realicen los cálculos sobre los archivos correspondientes a Cuentas de Balance, Programas de Transporte, Acuerdos de Balance Operativos, Pérdidas y Programas de Mantenimiento que deben publicarse en el Boletín Electrónico de Operaciones ubicado en la página web de la empresa.
3. Validación de las cantidades nominadas en MBTU de transporte de gas por remitente versus las cantidades recibidas de los productores, así como la identificación de las pérdidas de gas de cada remitente específicamente, por tipo de gas, para el desarrollo de una facturación ágil de las pérdidas de gas.

B. Despliegues generados en el Software OpenEnterprise:

El software OpenEnterprise Graphics (OEGraphics) es usado para generar y visualizar despliegues, que simulan las condiciones de plantas para que los operadores puedan conocer las condiciones de campo y tomar decisiones. Toda la colección de despliegues usados por el operador es referida como Interfaz Hombre-Máquina.

La recolección de los datos de los instrumentos de planta (ejemplo: Transmisores de presión, de temperatura, contactos eléctricos, etc.), son transmitidos por controladores de procesos remotos (mejor conocidos como RTUs). Los datos son enviados desde la RTUs a la base de datos del OpenEnterprise, donde puede ser utilizada en los despliegues.

Los despliegues son una mezcla de objetos dinámicos y estáticos. Dichos objetos son dibujados de manera parecida a las condiciones que se encuentran en campo como bombas, válvulas, compresores, tanques, etc. Los objetos estáticos no cambian si no están conectados o vinculados con la base de datos de OpenEnterprise; Sin embargo los objetos dinámicos, pueden estar vinculados a las señales de la base de datos de OpenEnterprise, a través de la herramienta de incrustación y conexión de objetos (OPC Tags).

Los objetos dinámicos pueden ser configurados para cambiar de color, tamaño o aparecer o desaparecer, basado en la data de campo y sus cambios en tiempo real. Por ejemplo, un valor análogo puede generar o cambiar el estado de una alarma, o una bomba puede tornarse verde cuando esté funcionando y amarillo cuando este en mantenimiento.

Además de permitir al operador monitorear los procesos de campo, los despliegues son una ayuda al operador, ya que le permite enviar set-points, iniciar o parar dispositivos, monitorear los estados de las válvulas, enviar comandos de apertura y cierre, etc. En cada caso es posible enviar comandos desde los despliegues a la base de datos de OpenEnterprise y luego a las RTUs ubicadas en campo.

Los despliegues y los símbolos dinámicos usan una técnica llamada señal alias, la cual permite que a un mismo objeto se le puedan asignar diferentes señales (o tags) de la base de datos.

B.1. Esquema de tablas resúmenes de condiciones operacionales:

Transportadora de Gas Internacional												VALVULAS Y PRESIONES DE LÍNEA																																			
GASODUCTO BALLENA BARRANCABERMEJA												ABCIZADO BALLENA - BARRANCA																																			
BALLENAS	1091 PSIG	EC MATEO MATEO DESA	1096 PSIG	EC SUCC LA JAGUA (DE LA PAZ) DESA	1097 PSIG	EC CASACARA DESA	1052 PSIG	EC SUCC CURUMANI DESA	977 PSIG	EC SUCC MORFAN DESA	1037 PSIG	EC SUCC SABANALARA DESA	1032 PSIG	1084 PSIG	1061 PSIG	1057 PSIG	1 PSIG	978 PSIG	1030 PSIG	1032 PSIG																											
PIG TRAP HATO NUEVO	1064 PSIG	PIG TRAP LA PAZ	1056 PSIG	PIG TRAP CASACARA	684 PSIG	PIG TRAP CURUMANI	1047 PSIG	PIG TRAP MORFAN	-322 PSIG	PIG TRAP LA LLANA	0 PSIG	ENTREGA B BERMENJA	377 PSIG	1062 PSIG	1059 PSIG	684 PSIG	1046 PSIG	-326 PSIG	0 PSIG	0 PSIG	1026 PSIG																										
GASODUCTO CENTRO ORIENTE												ABCIZADO CENTRO - ORIENTE																																			
PLAZA BOJA	0 PSIG	BN-06B CO	1025 PSIG	BN-09 R	1047 PSIG	BN-16	1122 PSIG	BN-52 CG	1024 PSIG	BN-43B-45	841 PSIG	VC-04	1235 PSIG	BN-01 CO	0	BN-22A T	1028 PSIG	BN-10 R	1181 PSIG	BN-20A CO	1174 PSIG	BN-31 CG	1023 PSIG	BN-48	988 PSIG	VC-16	0 PSIG																				
BN-01 CO	0	BN-07	0 PSIG	BN-12	0 PSIG	BN-20A CO	1104 PSIG	BN-34	927 PSIG	BN-50	996 PSIG	SABOYA	1024 PSIG	BN-02	1029 PSIG	BN-08	1039 PSIG	BN-12A	0 PSIG	BN-20A CO	1100 PSIG	BN-36	986 PSIG	BN-51 CO	955 PSIG	SUCRE O	1008 PSIG																				
BN-02	917 PSIG	BN-22C T	1040 PSIG	BN-13 R	1150 PSIG	EC MARIAGUTA DESA	1100 PSIG	BN-38 CO	-750 PSIG	VC-01 R	1000 PSIG	VC-23	1001 PSIG	BN-03	819 PSIG	EC SUCC VASCOBABA DESA	1161 PSIG	BN-06	0 PSIG	BN-38A	1082 PSIG	BN-41	876 PSIG	VC-01A R	1000 PSIG	VC-27	938 PSIG																				
BN-05	0 PSIG	BN-20B	882 PSIG	BN-20B	882 PSIG	BN-53	1046 PSIG	BN-42A	0 PSIG	VC-02	1103 PSIG	VC-28 CO	979 PSIG	BN-05	0 PSIG	BN-20B	882 PSIG	BN-20B	882 PSIG	BN-53	1046 PSIG	BN-42A	0 PSIG	VC-02	1103 PSIG	VC-28 CO	979 PSIG																				
GASODUCTO CUSIANA - PORVENIR - LA BELLEZA												ABCIZADO CUSIANA - LA BELLEZA																																			
CUSIANA	1091 PSIG	IMP CUSIANA	1091 PSIG	PORVENIR	989 PSIG	LA URURIA	936 PSIG	EL MORRO	926 PSIG	EC MARIAGUETA DESA	874 PSIG	EC MARIAGUETA DESA	1147 PSIG	COLORADA	1005 PSIG	JERESANO	1000 PSIG	SAMACA	965 PSIG	STA SOFIA	736 PSIG	EL HATILLO	1088 PSIG	LLEGADA AL BAMA	125 PSIG	LLEGADA BOCARAO	128 PSIG	LLEGADA FLORIAN	204 PSIG	LLEGADA TUMBINGUA	126 PSIG																
GASODUCTO CUSIANA - APIAY - USME												ABCIZADO CUSIANA - USME																																			
CUSIANA	1029 PSIG	CASETA 1	1010 PSIG	CASETA 3	1007 PSIG	CASETA 5	0 PSIG	CASETA 6	0 PSIG	CASETA 7	0 PSIG	APIAY (Llegada Cusiana)	0 PSIG	APIAY (Inicio T. Ochoa)	0 PSIG	KM 23	716 PSIG	KM 28	675 PSIG	VILLAV BAJA	748 PSIG	TERMO OCOA	611 PSIG	GLICOL	0 PSIG	LLANERITA	1256 PSIG																				
VVICENCIO	1172 PSIG	GUAYABETAL	769 PSIG	SANAME	787 PSIG	LINE	591 PSIG	USME	409 PSIG	USME MED	965 PSIG	VVICENCIO	1172 PSIG	GUAYABETAL	769 PSIG	SANAME	787 PSIG	LINE	591 PSIG	USME	409 PSIG	USME MED	965 PSIG																								
GASODUCTOS DE BOYACA Y SANTANDER												ABCIZADO GBS																																			
TEATINOS	987 PSI	REG. TEATINOS	459 PSI	TUNJIA	448 PSIG	OICATA	483 PSIG	TUTA	485 PSI	CHICAMOCHA	465 PSIG	DUITAMA	-325 PSIG	RRR. DUITAMA	466 PSIG	BELENCITO	467 PSI	OTERO	0 PSI	REG. OTERO	0 PSI	TOGUI	471 PSI	DER TOGUI	471 PSI	SANTANA	460 PSI																				
LECTURAS HORA PLANILLA												LECTURAS HORA PLANILLA																																			
FLUJO CUSIANA	187588 KPCE	CUSIANA CD	116331 KPCE	PORVENIR CO2	1.891 %	APIAY CO2	1.895 %	FLUJO BALLENAZ	1810 KPCEH	BALLENAZ CD	29937 KPCE	BALLENAS SALIDA	1094 PSIG	FLUJO CUIPIAGUA	110498 KPCE	CUIPIAGUA CD	64000 KPCE	CUIPIAGUA CO2	1.798 %	CUIPIAGUA HUMEDAD	0.204 LB/PC	COGG PRESION	-750 PSIG	COGS PRESION	1025 PSIG	COGM 20"	1100 PSIG	COGM 6"	1104 PSIG	COGG PRESION	666 PSIG	VSC P LLEGADA GUAJ	1047 PSIG	VSC % DESC GUAJ	49.872 %	VSC % SUCC GUAJ	0.757 %	VSC P LLEGADA CUSIA	1870 PSI	VSC % SUCC CUSIA	32.600 %	FLUJO HACIA SEBASTI	-95.387 MMSCF	FLUJO HACIA MARIPO	-91.583 MMSCF	P LA BELLEZA	0 PSIG
COGG PRESION	979 PSIG	KM28 VILLA BAJA	675 PSIG	VILLAV ALTA	1172 PSIG	USME LLEGADA	408 PSIG	USME MEDIDOR	54 F	USME TEMP	643 KPCEH	IBAGUE	822 PSIG	DINA REG	936 PSIG	URURIA	936 PSIG	SAMACA	965 PSIG	CUSIANA	1029 PSIG	CASETA 5	0 PSIG	CASETA 7	0 PSIG	TEATINOS	459 PSI	DOC VL601	483 PSIG	ETU VL602	465 PSI	VCH VL603	465 PSIG	DDU VL604	488 PSIG	OTERO	0 PSI	OTO VL605	471 PSI	EST	460 PSI	CALLI	926 PSI	CRONOMETROGRAFOS	TEMP BALANCE		

Figura 17: Esquema de tabla de supervisión de estados de válvulas y presiones de recibo.

B.2. Esquema de válvulas de línea:

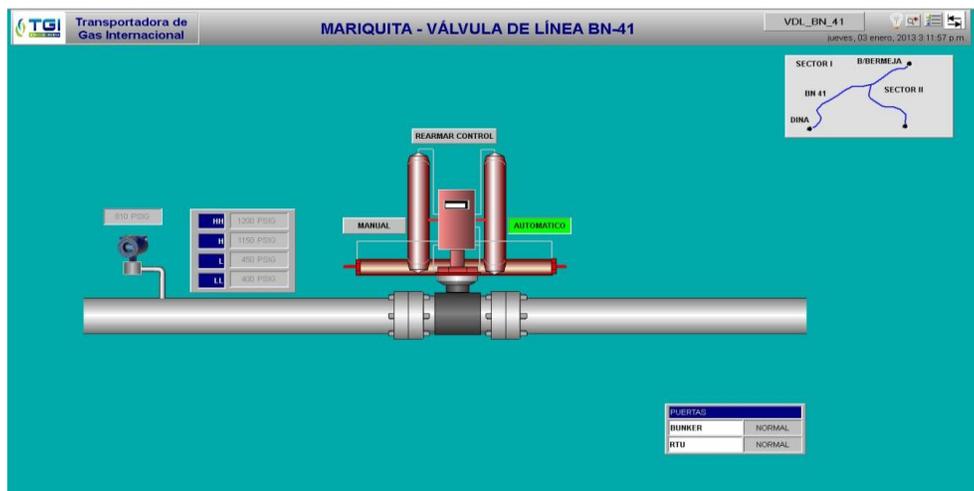


Figura 18: Esquema de válvulas de línea en gasoductos.

B.3. Esquema de campos productores:

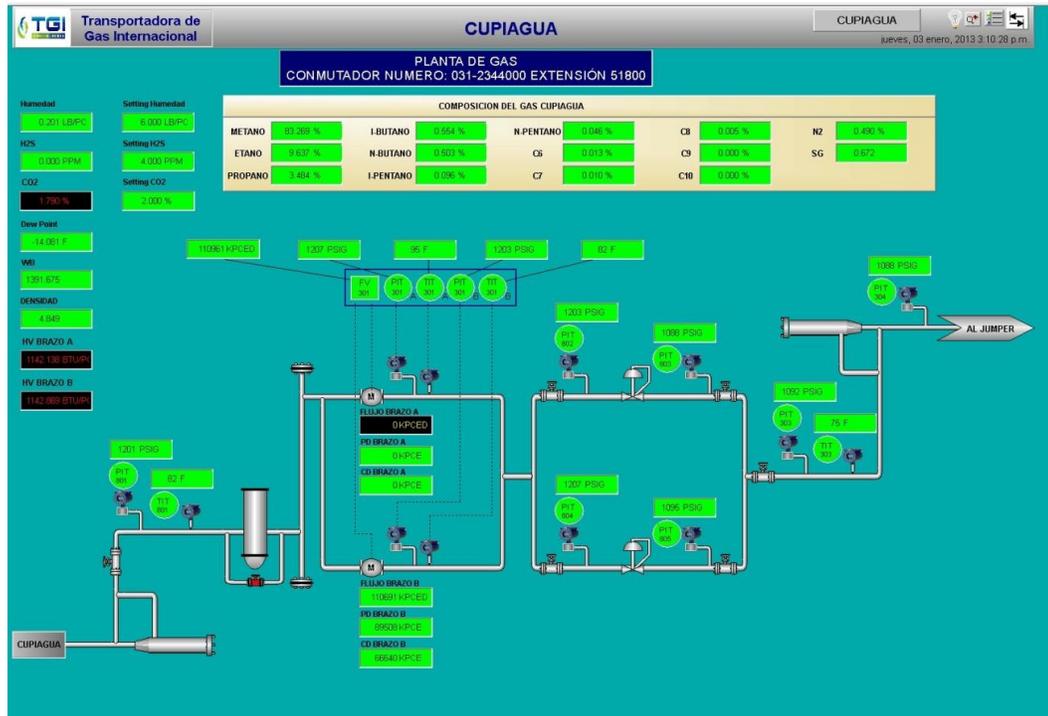


Figura 19: Esquema de condiciones operacionales de campos productores: Cupiagua.

B.4. Esquema de estaciones compresoras:

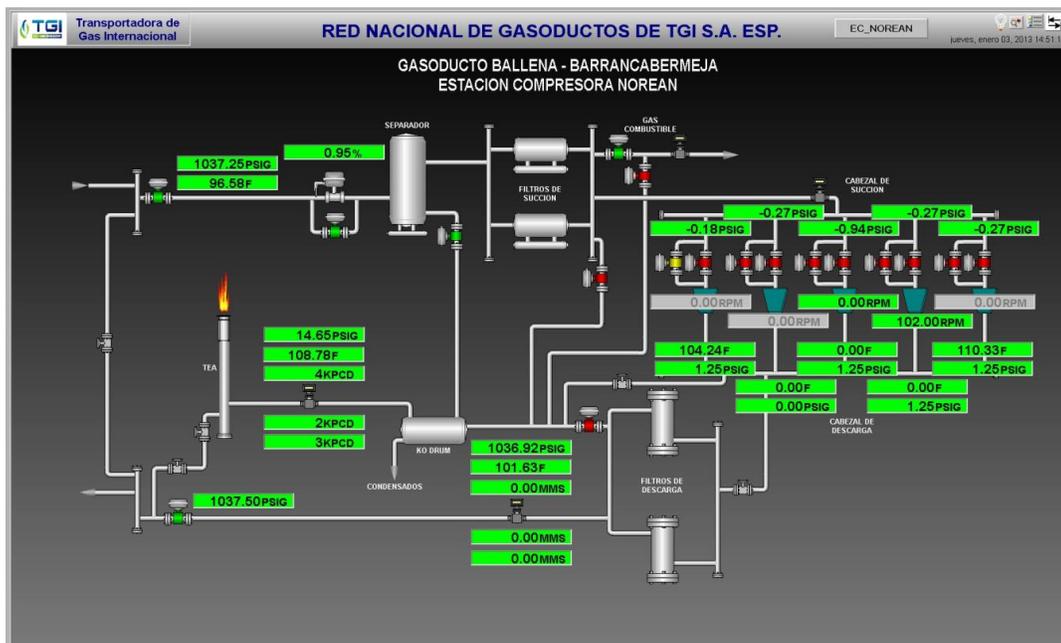


Figura 20: Esquema de estación compresora con todas las señales integradas: Estación compresora Norean.

B.5. Esquemas de gasoductos principales:



Figuras 21 y 22: Esquema de la red nacional de gasoductos con consumidores principales. Esquema del gasoducto Ballena-Barrancabermeja.

