



**UNIVERSIDAD DE LAS AMÉRICAS**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA Y NEGOCIOS**  
**CARRERA DE INGENIERÍA CIVIL INDUSTRIAL**

**DESARROLLAR UN ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL  
MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE TELEMETRÍA DE LA RED MATRIZ  
DE GAS NATURAL**

Trabajo de titulación presentado en conformidad a los requisitos  
para obtener el título de Ingeniero Civil Industrial

Profesor Guía: Cristian Vergara O.

JOSÉ RIVAS DUARTE 12.919.252-6

CONCEPCIÓN 2018

## **DEDICATORIA**

A mi esposa Marcela, mis hijos María Jesús y Juan Pablo con mucho amor le dedico todo mi esfuerzo y trabajo puesto en este trabajo de titulación.

## RESUMEN

Gas Sur S.A. es una empresa que distribuye gas natural a través de una Red de Distribución de Gas a los sectores residenciales y comerciales en las comunas de Concepción, Talcahuano, Hualpén, Chiguayante, San Pedro de la Paz y Los Ángeles, donde atiende a más de 30 mil clientes.

Supervisar el estado operativo de la Red de Distribución de Gas incluyendo sus Estaciones de Regulación de Presión es de suma importancia para garantizar el normal suministro de gas a los clientes. La supervisión de la red de distribución se realiza mediante un Sistema de Telemetría, el cual está próximo a cumplir su vida útil, ante lo cual se hace necesario su mejoramiento.

El presente trabajo de titulación comprende desarrollar un estudio técnico-económico para el mejoramiento del sistema de telemetría de la Red Matriz de Gas Natural.

La metodología utilizada consiste en una primera etapa, evaluar los beneficios de la mejora, selección de alternativas tecnológica y evaluación económica del proyecto. Una segunda etapa consiste en la planificación y ejecución del proyecto y por ultimo su puesta en marcha.

El análisis técnico determina que entre las alternativas de telemetría que ofrece el mercado que utilizan como medio de comunicación el sistema GPRS, se eligió la Telemetría Mediante PLC, la cual cumple de mejor manera con la normativa vigente y el estándar de Gas Sur.

Al realizar la evaluación económica del proyecto, utilizando como criterio de inversión el Valor Actual Neto (VAN), se puede concluir que el proyecto es rentable debido que el VAN obtenido es de 22.809.190 pesos. Además, la Tasa Interna de Retorno (TIR) obtenida para el proyecto es de un 11,80 %, siendo superior a la tasa mínima de rentabilidad de retorno exigida a la inversión 10 %, lo que garantiza que el proyecto es viable.

## SUMMARY

Gas Sur S.A is a company which distributes natural gas to residential and commercial areas in Concepción, Talcahuano, Hualpén, Chiguayante, San Pedro de la Paz, y Los Ángeles districts, by means of a Gas Distribution Network serving more than 30 thousand customers.

It is extremely important to supervise the operational status of the Gas Distribution Network in order to guarantee a normal gas supply to customers. The supervision of the Gas Distribution Network is performed through a Telemetry System whose technical useful life is close to expire, so that a necessary update is in order.

The present Title Paper involves the development of a technical - economical study aimed to improve the telemetry system of the Natural Gas Main Network.

In a first stage, the applied methodology evaluates the benefits of the intended improvement, selects applicable technologies and prepares an economical evaluation of the project. In a second stage, the project is planned, built and set into operation.

The technical analysis shows that the PLC based telemetry was chose among the GPRS based communication means available in the market, since it best matches the present regulations and Gas Sur standards.

After performing the economical evaluation of the project with the Net Present Value (NPV) as an investment criterion being used, it shows profitable since the calculated NPV is \$22.809.190 CLP. The Internal Rate of Return (IRR), in turn, is 11,80 %, which is above the 10 % minimum profitability asked to the investment, which shows the project viable.

## ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN.....	5
CAPÍTULO 1 : GENERALIDADES .....	6
1.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA .....	6
1.2 JUSTIFICACIÓN .....	6
1.3 OBJETIVOS .....	7
1.4 DELIMITACIONES Y LIMITACIONES.....	8
1.4.1 Delimitaciones.....	8
1.4.2 Limitaciones .....	8
1.5 METODOLOGÍA.....	9
CAPÍTULO 2 : ANTECEDENTES GENERALES DE GAS SUR .....	11
2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE GAS SUR.....	11
2.2 UBICACIÓN GAS SUR PLANTA .....	12
2.3 COBERTURA DE GAS .....	12
CAPÍTULO 3 : MARCO TEÓRICO .....	13
3.1 QUE ES TELEMETRÍA.....	13
3.2 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE TELEMETRÍA.....	15
3.2.1 SISTEMA SCADA.....	15
3.2.2 Características de un Sistema SCADA.....	16
3.2.3 Prestaciones de un SCADA .....	18
3.2.4 Requisitos de un Sistema SCADA.....	19
3.2.5 Componentes de Hardware.....	19
3.2.6 Estructura y componentes de un software SCADA.....	22
3.2.7 Las tendencias SCADA .....	25
3.3 SISTEMA DE COMUNICACIÓN GPRS .....	26
3.4 PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN.....	30
3.4.1 Protocolo de Comunicación MODBUS/TCP .....	30
3.4.2 Protocolo Orientado a la Conexión.....	30
3.4.3 Codificación de Datos .....	31
3.4.4 Interpretación del Modelo de Datos.....	32
3.4.5 Longitud implícita en el Protocolo .....	32
3.4.6 Ventajas del Protocolo MODBUS/TCP .....	33
3.5 RED DE DISTRIBUCION DE GAS .....	33
CAPÍTULO 4 : SISTEMA ACTUAL DE TELEMETRÍA.....	35
4.1 ANTECEDENTES .....	35

4.2	NORMATIVA DISTRIBUCIÓN DE GAS .....	36
4.3	LEVANTAMIENTO COMPONENTES SISTEMA ACTUAL .....	37
4.4	OPERACIÓN SISTEMA ACTUAL.....	38
4.5	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	40
4.6	COSTO REEMPLAZO RTU.....	40
4.7	COSTO SERVICIOS LÍNEAS TELEFÓNICAS ANÁLOGAS .....	41
4.8	COSTO CONSUMO ELÉCTRICO.....	41
4.9	COSTOS MANTENIMIENTO PREVENTIVO TELEMETRÍA.....	42
4.10	COSTOS SEGUIMIENTO FUNCIONAL ERP .....	42
CAPÍTULO 5 : SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS DE TELEMETRÍA.....		43
5.1	ALTERNATIVAS DE TELEMETRÍA.....	43
5.1.1	Telemetría Vía Radio Modem .....	43
5.1.2	Telemetría Vía Redes GPRS/GSM.....	44
5.1.3	Telemetría Vía Internet.....	44
5.2	TELEMETRÍA MEDIANTE SISTEMA WISEBOX.....	45
5.2.1	Sistema Wisebox aplicado a Telemetría Red Matriz Gas Natural .....	50
5.3	TELEMETRÍA MEDIANTE PLC .....	56
5.3.1	Arquitectura del Sistema Mediante PLC .....	56
5.3.2	Comunicación entre RTU y SCDADA.....	58
5.3.3	Consola de Operación SCDADA .....	59
5.3.4	KIT Integrado PLC.....	60
5.3.5	Costo Telemetría Mediante PLC .....	61
5.4	SELECCIÓN DE ALTERNATIVA .....	61
CAPÍTULO 6 : EVALUACIÓN ECONÓMICA .....		62
6.1	ANTECEDENTES GENERALES .....	62
6.2	CONSIDERACIONES PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	62
6.3	DETALLE DE BENEFICIOS .....	63
6.4	CUANTIFICACIÓN DE LOS BENEFICIOS.....	64
6.5	HORIZONTE DE EVALUACION .....	66
6.6	TASA DE DESCUENTO .....	66
6.7	FLUJO DE CAJA .....	67
6.8	CÁLCULO DEL VALOR ACTUAL NETO (VAN) .....	68
6.9	CÁLCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) .....	69
CAPÍTULO 7 : CONCLUSIONES.....		70
CAPÍTULO 8 : REFERENCIAS .....		71
CAPÍTULO 9 : ANEXOS .....		72

## ÍNDICE DE IMÁGENES

Imagen 2.1: Ubicación Planta Gas Sur.....	12
Imagen 2.2: Cobertura de Gas Natural.....	12
Imagen 3.1: Sistema de Telemetría.....	14
Imagen 3.2: Arquitectura del sistema GPRS.....	28
Imagen 3.3: Ejemplo de ruteo en una red GPRS.....	29
Imagen 3.4: Estructura de Suministro de Gas Natural.....	34
Imagen 4.1: Estación Reguladora de Presión (ERP).....	35
Imagen 4.2: Esquema de Conectividad Telemetría.....	36
Imagen 5.1: Supervisión de un generador mediante Wisebox.....	47
Imagen 5.2: Conectividad de la Wisebox mediante Red Celular.....	47
Imagen 5.3: Conectividad de la Wisebox mediante GPRS.....	48
Imagen 5.4: Conectividad de la Wisebox mediante WiFi.....	49
Imagen 5.5: Equipo de Monitoreo Wisebox.....	50
Imagen 5.6: Gabinete (Tablero): Policarbonato.....	53
Imagen 5.7: Batería de Respaldo.....	53
Imagen 5.8: Integración de un PLC como RTU.....	57
Imagen 5.9: Conectividad entre el PLC y el SCADA iFix.....	58
Imagen 5.10: Sistema SCADA Monitoreo Red Matriz de Gas.....	59
Imagen 5.11: Componentes KIT Integrado PLC.....	60

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4-1: Resumen costo reemplazo RTU.....	40
Tabla 4-2: Resumen costo servicio telefonía analógica.....	41
Tabla 4-3: Resumen costo servicio eléctrico monofásico.....	41
Tabla 4-4: Resumen costo seguimiento funcional.....	42
Tabla 5-1: Resumen costo sistema Wisebox.....	55
Tabla 5-2: Resumen costo telemetría mediante PLC.....	61

Tabla 6-1: Resumen costo seguimiento funcional.....	64
Tabla 6-2: Resumen costo reposición de gas.....	64
Tabla 6-3: Flujo de Caja.....	67

## **ÍNDICE DE ECUACIONES**

Ecuación 1: Cálculo del Valor Actual Neto (VAN).....	68
Ecuación 2: Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR).....	68

## INTRODUCCIÓN

Gas Sur S.A. es una empresa local con un profundo arraigo regional y que distribuye gas natural a los sectores residenciales y comerciales en las comunas de Concepción, Talcahuano, Hualpén, Chiguayante, San Pedro de la Paz y Los Ángeles donde atiende a más de 30 mil clientes.

El gas natural es distribuido en la ciudad a través de un sistema o conjunto de tuberías, equipos, y/o accesorios, que garantizar la seguridad y el suministro a los clientes. A este sistema se le denomina “Red de Distribución de Gas”.

Uno de los componentes principales de la Red de Distribución de Gas son las Estaciones de Regulación de Presión (ERP), encargadas de mantener la presión de gas en la red de distribución.

La normativa chilena que regula a las empresas distribuidoras de gas por red exige que los componentes (ERP) de una Red de Distribución de Gas, sean supervisados por un Sistema de Telemetría.

Gas Sur cuenta con un sistema de telemetría que permite monitorear a distancia la operatividad de la Red de Distribución de Gas, esto ayuda a garantizar el suministro continuo de gas a los clientes. El actual sistema de telemetría que tiene operando Gas Sur cumplirá su vida útil en un futuro próximo. Es aquí donde nace la necesidad de renovar el actual sistema de telemetría utilizando tecnología de punta como es la telemetría GPRS.

Implementando esta nueva tecnología se logra eficiencia en la automatización de procesos, permitiendo obtener un mayor control de la red de distribución de gas, seguridad de suministro de gas a los clientes y aumentar el margen de ganancias mediante la reducción de horas hombre destinadas al seguimiento funcional de los componentes (ERP) de la Red de Distribución de Gas.

## **CAPÍTULO 1 : GENERALIDADES**

### **1.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA**

El actual sistema de monitoreo de la Red de Distribución de Gas ha funcionado correctamente, sin embargo, está próximo a cumplir su vida útil, debido que los equipos y la tecnología de comunicación que utiliza a través de líneas telefónicas análogas, será descontinuada en un futuro próximo.

Cabe destacar que cada vez es más complejo comunicar el actual sistema de monitoreo con los sistemas modernos de reportabilidad para el área de mantención y producción debido a la incompatibilidad de la versión de los software de comunicación.

Cada vez será más complejo y costoso adquirir repuestos que comenzaran a quedar descontinuados, poniendo en riesgo el óptimo funcionamiento del sistema y las consecuencias que trae consigo.

### **1.2 JUSTIFICACIÓN**

- ✓ La implementación de este nuevo sistema de supervisión de la Red de Distribución de Gas reduce notoriamente los riesgos de operación del sistema por el incremento de su fiabilidad, garantizando la calidad y normal suministro de gas a todos los clientes.
- ✓ Aumento de la productividad, así como también tener una lectura más precisa y mejor control de la distribución de gas en tiempo real, ello se traduce en una disminución de pérdidas, que a su vez contribuye a mejorar el margen de ganancias de la compañía.

- ✓ Al mantener un sistema robusto supervisando en tiempo real todas las variables de funcionamiento de la ERP, el operador del sistema cuenta con un gran aliado al momento de generarse una pre alarma, logrando dar aviso rápidamente al personal técnico para que acuda a terreno a solucionar el problema y así evitar una falla mayor poniendo en riesgo el suministro de gas a los clientes.
- ✓ Se logra disminuir a “cero” las HH (hora hombre) del personal asignado al “Seguimiento Funcional” de las ERP, reasignado esas HH a otras labores en el área de Mantenimiento Red. Seguimiento funcional implica que dos técnicos deben ir mensualmente a revisar el correcto funcionamiento de las ERP, lo que implica un elevado costo de HH y movilización.

### **1.3 OBJETIVOS**

#### **Objetivo General**

Desarrollar un estudio técnico-económico para el mejoramiento del sistema de telemetría de la Red Matriz de Gas Natural.

#### **Objetivos Específicos**

- ✓ Desarrollar un estudio técnico para seleccionar la alternativa que cumpla con el nuevo estándar de operación y cumplimiento de la normativa vigente.
- ✓ Analizar e investigar los antecedentes necesarios para fundamentar la mejora del actual sistema de Telemetría de la Red Matriz de Gas Natural.
- ✓ Analizar estudio económico y financiero y ver comportamiento del proyecto.

## **1.4 DELIMITACIONES Y LIMITACIONES**

### **1.4.1 Delimitaciones**

- ✓ El presente proyecto implementa una solución para supervisar la operatividad de la Red de Distribución de Gas única y exclusivamente de empresa Gas Sur.
- ✓ Las comunas que se consideran para el proyecto donde existe Red de Distribución de Gas son Concepción, Talcahuano, Hualpén, Chiguayante, San Pedro de la Paz y Los Ángeles.

### **1.4.2 Limitaciones**

- ✓ Rechazo de prefactibilidad de suministro eléctrico por parte de Compañía General de electricidad (CGE) en puntos específicos de la ciudad donde se debe instalar un equipo de monitoreo.

## 1.5 METODOLOGÍA

La metodología a utilizar considera las siguientes etapas:

En la primera etapa se evalúan los beneficios de la mejora, selección de alternativas de equipos y costos del proyecto.

Evaluar beneficios de la mejora:

- ✓ Ahorro en los costos de mantención correctiva y menores costos por falla del equipo.
- ✓ Aumento de la calidad y confiabilidad del sistema para cubrir la normativa vigente.
- ✓ Ahorro de HH en la supervisión y operación de los equipos en terreno.

Seleccionar Alternativas:

- ✓ Para el caso de las alternativas de equipos es necesario realizar un análisis técnico para descartar aquellas opciones que no sean técnicamente factibles para alcanzar el nuevo estándar de operación y cumplimiento de la normativa vigente.

Evaluación económica del proyecto:

- ✓ Costo de Inversión correspondiente a la adquisición de equipos, considerando la inversión total de la compra del equipo nuevo hasta su puesta en funcionamiento.
- ✓ Costo Total de Operación, considerando la suma de los costos fijos más los costos variables.

La segunda etapa consiste en la Planificación y Ejecución del proyecto:

- ✓ En base a la planificación, habrá que ejecutar las actividades programadas, con sus tareas, y proceder a la entrega de los productos intermedios. Es importante velar por una buena comunicación en esta fase para garantizar un mayor control sobre el progreso y los plazos.

La tercera etapa consiste en la Puesta en Marcha del sistema:

- ✓ Prueba de la operatividad general del sistema de Telemetría (SCADA, Comunicación, Alarmas y configuración)
- ✓ Capacitar al personal asignado a la operación del nuevo sistema de Telemetría.

## **CAPÍTULO 2 : ANTECEDENTES GENERALES DE GAS SUR**

### **2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE GAS SUR**

Gas Sur es una empresa local con un profundo arraigo regional y que opera en las comunas de Concepción, Talcahuano, Chiguayante, San Pedro de la Paz, Hualpén y Los Ángeles donde atiende a más de 28 mil clientes.

Gas Sur es la única compañía distribuidora de gas natural heredera de una tradición de más de 150 años entregando energía al Gran Concepción y que aporta al desarrollo regional colocando a disposición de la zona donde opera un combustible limpio y de calidad.

Gas Sur es una organización que brinda más de 200 empleos en la región y que opera con los más exigentes estándares de calidad y seguridad para beneficio de sus clientes y la comunidad en general.

Actualmente la compañía se encuentra implementando un programa de Trabajo en Terreno, Atención de Emergencias y Mantenimiento de redes en la vía pública de alto desempeño, así como Sistema de Atención a Clientes de Excelencia que busca aumentar el nivel de satisfacción de sus consumidores.

Gas Sur es una empresa integrante del Grupo CGE, uno de los conglomerados energéticos más importantes del país. Su misión es satisfacer la demanda de energía, de productos y servicios asociados que mejoren la calidad de vida de las personas y la competitividad de las empresas.

Con más de un siglo de existencia, el Grupo CGE proyecta todo su quehacer empresarial y de inversiones con una mirada de largo plazo, que va de la mano con el éxito, crecimiento y desarrollo de las regiones de Chile y sus habitantes.

## 2.2 UBICACIÓN GAS SUR PLANTA

La imagen 2.1 muestra la ubicación de la Planta Gas sur, es aquí donde se encuentra la Sala de Control, desde donde el Jefe de Turno supervisa a través del Sistema de Telemetría el comportamiento de la presión de la Red de Gas Natural y el estado de los equipos que componen un Estación reguladora de Presión (ERP).



Imagen 2.1: Ubicación Planta Gas Sur

## 2.3 COBERTURA DE GAS

Actualmente Gas Sur distribuye Gas Natural en las comunas de Concepción, San Pedro de la Paz, Chiguayante, Hualpén, Talcahuano y Los Ángeles, imagen 2.2.



Imagen 2.2: Cobertura de Gas Natural

## **CAPÍTULO 3 : MARCO TEÓRICO**

### **3.1 QUE ES TELEMETRÍA**

Es una tecnología que permite la medición remota de magnitudes físicas y el posterior envío de la información hacia el operador del sistema. La palabra telemetría procede de las palabras griegas tele ("lejos") y metrón ("medida"). La telemetría es una de las áreas de la ingeniería que está orientada a la medición de cualquier cantidad física, utilizando interfaces electrónicas que conectadas a través de alguna línea de transmisión ya sea un medio guiado o no guiado permiten enviar la información a un centro de gestión.

Gracias a la telemetría, la tele gestión es posible en los procesos industriales porque a partir de estos datos transmitidos se puede realizar un procesamiento adecuado para obtener modelos estadísticos de comportamiento del sistema, y según el análisis de toda la información, los procesos van mejorando cada vez más y esto conlleva a un mejoramiento continuo dentro de la compañía que posea un sistema de telemetría y tele gestión de distintas variables para cualquier proceso industrial, en el que también se debe ligar con la instrumentación. La instrumentación es un campo de la ingeniería desarrollado para que todos los procesos, automatizados o no, funcionen de acuerdo con parametrizaciones, las cuales se basan en máquinas diseñadas por el hombre; para entender la variación de los distintos fenómenos físicos dentro de un proceso, y de acuerdo con ello tomar la posición preventiva o correctiva dentro de un modelo de gestión. También se puede decir que la Telemetría es una técnica automatizada de las comunicaciones con la ayuda de que las mediciones y recopilación de datos se realizan en lugares remotos y de transmisión para la vigilancia. Esta técnica utiliza comúnmente transmisión inalámbrica, aunque original de los sistemas de transmisión utilizados por cable. Los usos más importantes de telemetría han sido la recopilación de datos del clima, supervisión de plantas de generación de energía y hacer el seguimiento de vuelos espaciales tripulados y no tripulados.

Un sistema de telemetría normalmente consiste de un transductor como un dispositivo de entrada, un medio de transmisión en forma de líneas de cable o las ondas de radio, dispositivos de procesamiento de señales, y dispositivos de grabación o visualización de datos. El transductor convierte una magnitud física como la temperatura, presión o

vibraciones en una señal eléctrica correspondiente, que es transmitida a una distancia a efectos de medición y registro, en el que se pueden hacer diferentes desarrollos. El uso de la telemetría en el área aeronáutica se remonta a la década de 1930, cuando se utilizó un globo como equipo para recopilar datos sobre las condiciones atmosféricas. Esta forma de telemetría se amplió para su uso en los satélites de observación en la década de 1950.

La Telemetría en la biomedicina, busca fundamentalmente recopilar datos provenientes de los órganos internos de un paciente a través de los dispositivos que se implantan quirúrgicamente dentro de ese órgano.

Otro apasionante campo de aplicación es el de la oceanografía, que implica la recopilación de datos remotamente relacionadas con los aspectos bajo el mar, como la composición química de las rocas submarinas o su comportamiento sísmico.

En la imagen 3.1 se muestran los componentes de un sistema de Telemetría (SCADA, Interfaz de Comunicación, RTU, PLC y Sensor)

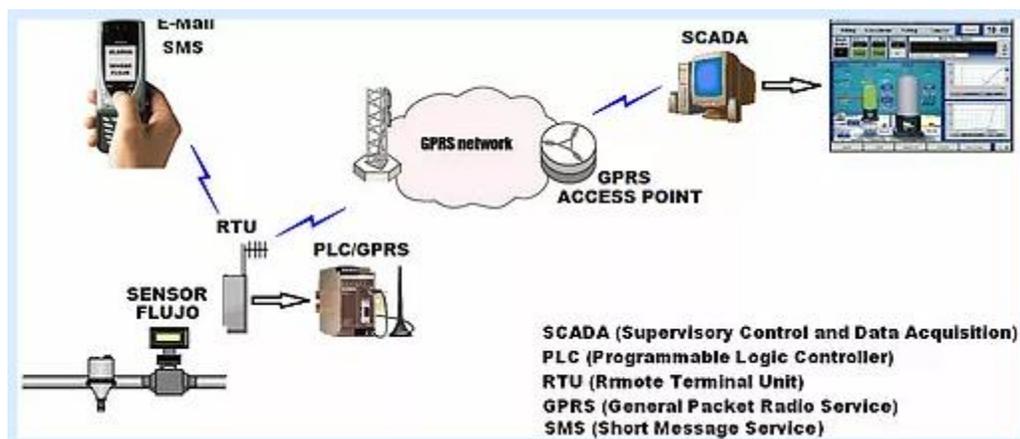


Imagen 3.1: Sistema de Telemetría

## **3.2 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE TELEMETRÍA**

### **3.2.1 SISTEMA SCADA**

Los sistemas SCADA se conocen en español como Control Supervisor y Adquisición de Datos. Según Rodríguez (2007), el SCADA permite la gestión y control de cualquier sistema local o remoto gracias a una interfaz gráfica que comunica al usuario con el sistema. Un sistema SCADA es una aplicación o conjunto de aplicaciones de software especialmente diseñadas para funcionar sobre ordenadores de control de producción, con acceso a la planta mediante la comunicación digital con instrumentos y actuadores, e interfaz gráfica de alto nivel para el operador (pantallas táctiles, ratones o cursores, lápices ópticos, etc.). Aunque inicialmente solo era un programa que permitía la supervisión y adquisición de datos en procesos de control, en los últimos tiempos ha surgido una serie de productos de hardware y buses especialmente diseñados o adaptados para este tipo de sistemas. La interconexión de los sistemas SCADA también es propia, y se realiza mediante una interfaz del PC a la planta centralizada, cerrando el lazo sobre el ordenador principal de supervisión. El sistema permite comunicarse con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, sistemas de dosificación, etc.) para controlar el proceso en forma automática desde la pantalla del ordenador, que es configurada por el usuario y puede ser modificada con facilidad. Además, provee a diversos usuarios de toda la información que se genera en el proceso productivo. Los SCADA se utilizan en el control de oleoductos, sistemas de transmisión de energía eléctrica, yacimientos de gas y petróleo, redes de distribución de gas natural y generación energética (convencional y nuclear).

### 3.2.2 Características de un Sistema SCADA

Bailey y Wright (2003) mencionan que un SCADA abarca la recolección de la información y la transferencia de datos al sitio central, llevando a cabo el análisis y el control necesario, para luego mostrar la información sobre una serie de pantallas de operador y de esta manera permitir la interacción, cuando las acciones de control requeridas se transportan de nuevo al proceso. Según Gómez, Reyes y Guzmán del Río (2008), en su función de sistemas de control, los SCADA ofrecen una nueva característica de automatización que realmente pocos sistemas tienen: la de supervisión. Existen muchos y muy variados sistemas de control y todos, si se aplican bien, ofrecen soluciones óptimas en entornos industriales. Lo que hace de los sistemas SCADA una herramienta diferenciada es la característica de control supervisado. De hecho, la parte de control está definida y supeditada por el proceso que se desea controlar y, en última instancia, por el hardware e instrumental de control (PLC, controladores lógicos, armarios de control) o los algoritmos lógicos de control aplicados sobre la planta, que pueden existir previamente a la implantación del SCADA, que se instalará sobre y en función de estos sistemas de control. En consecuencia, el operador supervisa el control de la planta y no solo monitorea las variables que en un momento determinado están actuando sobre la planta; esto significa que puede actuar y modificar las variables de control en tiempo real, algo que pocos sistemas permiten con la facilidad intuitiva que ofrecen los sistemas SCADA. Se puede definir la palabra supervisar como ejercer la inspección superior en determinados casos, ver con atención o cuidado y someter una cosa a un nuevo examen para corregirla o repararla permitiendo una acción sobre la cosa supervisada. La labor del supervisor representa una tarea delicada y esencial desde el punto de vista normativo y operativo. De esta acción depende en gran medida el poder garantizar la calidad y eficiencia del proceso que se desarrolla. En el supervisor descansa la responsabilidad de orientar o corregir las acciones que se desarrollan. Por lo tanto, la toma de decisiones sobre las acciones de control está en manos del supervisor, que en el caso de SCADA es el operario. Esto diferencia notablemente a SCADA de los sistemas clásicos de automatización, en los que las variables de control están distribuidas sobre los controladores electrónicos de la planta.

Eso dificulta mucho las variaciones en el proceso, ya que una vez implementados, estos sistemas no permiten un control óptimo en tiempo real. La función de monitoreo de estos

sistemas se realiza sobre un computador industrial, ofreciendo una visión de los parámetros de control sobre la pantalla de ordenador, lo que se denomina un HMI (Human Machine Interface), como en SCADA, pero solo ofrecen una función complementaria de monitorización: observar mediante aparatos especiales el curso de uno o varios parámetros fisiológicos o de otra naturaleza para detectar posibles anomalías. Es decir, los sistemas de automatización de interfaz gráfica tipo HMI básicos ofrecen una gestión de alarmas básica, mediante las cuales la única opción que le queda al operario es realizar una parada de emergencia, reparar o compensar la anomalía y hacer un reset. Los sistemas SCADA utilizan un HMI interactivo que permite detectar alarmas y a través de la pantalla solucionar el problema mediante las acciones adecuadas en tiempo real. Esto les otorga una gran flexibilidad. En definitiva, el modo supervisor del HMI de un SCADA no solo señala los problemas sino que, lo más importante, orienta en cuanto a los procedimientos para solucionarlos.

A menudo, las palabras SCADA y HMI inducen a cierta confusión. Ciertamente es que todos los sistemas SCADA ofrecen una interfaz gráfica PC-Operario tipo HMI, pero no todos los sistemas de automatización que tienen HMI son SCADA. La diferencia radica en la función de supervisión que pueden realizar estos últimos a través del HMI. Según Gómez et al. (2008), las características principales de un SCADA son las siguientes:

Adquisición y almacenamiento de datos para recoger, procesar y almacenar la información recibida en forma continua y confiable.

- Representación gráfica y animada de variables de proceso y su monitorización por medio de alarmas.
- Ejecutar acciones de control para modificar la evolución del proceso, actuando ya sea sobre los reguladores autónomos básicos (consignas, alarmas, menús, etc.) o directamente sobre el proceso mediante las salidas conectadas.
- Arquitectura abierta y flexible con capacidad de ampliación y adaptación.
- Conectividad con otras aplicaciones y bases de datos, locales o distribuidas en redes de comunicación.
- Supervisión, para observar desde un monitor la evolución de las variables de control.
- Transmisión de información con dispositivos de campo y otros PC.

- Base de datos, gestión de datos con bajos tiempos de acceso. • Presentación, representación gráfica de los datos. Interfaz del Operador o HMI.
- Explotación de los datos adquiridos para gestión de la calidad, control estadístico, gestión de la producción y gestión administrativa y financiera.
- Alertar al operador sobre cambios detectados en la planta, tanto aquellos que no se consideren normales (alarmas) como los que se produzcan en su operación diaria (eventos). Estos cambios son almacenados en el sistema para su posterior análisis.

### **3.2.3 Prestaciones de un SCADA**

El paquete SCADA, en su vertiente de herramienta de interfaz hombre-máquina, comprende una serie de funciones y utilidades encaminadas a establecer una comunicación lo más clara posible entre el proceso y el operador (Rodríguez, 2007).

Según Cerrada (2011), el clásico supervisor soportado por un SCADA es un sistema de control que integra las tareas de detección y diagnóstico de fallas, como una actividad previa que permite incorporar de manera natural el control de fallas.

Las prestaciones que ofrece un sistema SCADA eran impensables hace una década y son las siguientes:

- Posibilidad de crear paneles de alarma, que exigen la presencia del ordenador para reconocer una parada o situación de alarma, con registro de incidencias.
- Generación de datos históricos de señal de planta, que pueden ser incorporados para su proceso sobre una hoja de cálculo.
- Creación de informes, avisos y documentación en general.
- Ejecución de programas que modifican la ley de control o incluso el programa total sobre el autómatas (bajo ciertas condiciones).
- Posibilidad de programación numérica, que permite realizar cálculos aritméticos de elevada resolución sobre la CPU del ordenador y no sobre la del autómatas, menos especializado, etc.

Con ellas, se pueden desarrollar aplicaciones basadas en el PC, con captura de datos, análisis de señales, presentaciones en pantalla, envío de resultados a disco o impresora, control de actuadores, etc. (Gómez et al., 2008).

### **3.2.4 Requisitos de un Sistema SCADA**

Estos son algunos de los requisitos que debe tener un sistema SCADA para sacarle el máximo provecho:

- Deben ser sistemas de arquitecturas abiertas, capaces de crecer o adaptarse según las necesidades cambiantes de la empresa.
- Deben comunicarse con total facilidad y de forma transparente para el usuario con el equipo de planta (drivers) y con el resto de la empresa (acceso a redes locales y de gestión).
- Los programas deben ser sencillos de instalar, sin excesivas exigencias, y fáciles de utilizar, con interfaces amables con el usuario (sonido, imágenes, pantallas táctiles, etc.).

### **3.2.5 Componentes de Hardware**

Para Gómez et al. (2008), un sistema SCADA, como aplicación de software industrial específica, necesita ciertos componentes inherentes de hardware en su sistema para poder tratar y gestionar la información captada, que se describen a continuación.

#### **3.2.5.1 Ordenador Central o MTU (Master Terminal Unit)**

Se trata del ordenador principal del sistema, el cual supervisa y recoge la información del resto de las subestaciones, ya sean otros ordenadores conectados (en sistemas complejos) a los instrumentos de campo o directamente sobre dichos instrumentos. Este ordenador suele ser un PC que soporta el HMI.

De esto se deriva que el sistema SCADA más sencillo es el compuesto por un único ordenador, que es el MTU que supervisa toda la estación.

Las funciones principales del MTU son las siguientes:

- Interroga en forma periódica a las RTU y les transmite consignas; siguiendo usualmente un esquema maestro-esclavo.

- Actúa como interfaz del operador, incluyendo la presentación de información de variables en tiempo real, la administración de alarmas y la recolección y presentación de información “historizada”.
- Puede ejecutar software especializado que cumple funciones específicas asociadas al proceso supervisado por el SCADA. Por ejemplo, software para detección de pérdidas en un oleoducto.

### **3.2.5.2 Ordenadores Remotos o RTU (Remote Terminal Unit)**

Estos ordenadores están situados en los nodos estratégicos del sistema gestionando y controlando las subestaciones; reciben las señales de los sensores de campo y comandan los elementos finales de control ejecutando el software de la aplicación SCADA. Se encuentran en el nivel intermedio o de automatización; a un nivel superior está el MTU y a un nivel inferior los distintos instrumentos de campo que son los que ejercen la automatización física del sistema, control y adquisición de datos. Estos ordenadores no tienen que ser PC, ya que la necesidad de soportar un HMI no es tan grande a este nivel, por lo tanto, suelen ser ordenadores industriales tipo armarios de control, aunque en sistemas muy complejos puede haber subestaciones intermedias en formato HMI. Una tendencia actual es dotar a los controladores lógicos programables (PLC) con la capacidad de funcionar como RTU gracias a un nivel de integración mayor y CPU con mayor potencia de cálculo. Esta solución minimiza costos en sistemas en los que las subestaciones no sean muy complejas, sustituyendo el ordenador industrial mucho más costoso. Un ejemplo de esto son los nuevos PLC (adaptables a su sistema SCADA Expresión PKS o Power Knowledge System) de Honeywell o los de Motorola MOSCAD, de implementación mucho más genérica.

### **3.2.5.3 Red de Comunicación**

Este es el nivel que gestiona la información que los instrumentos de campo envían a la red de ordenadores desde el sistema. El tipo de BUS utilizado en las comunicaciones puede ser muy variado según las necesidades del sistema y del software escogido para implementar el sistema SCADA, ya que no todos los software (ni los instrumentos de campo como PLC) pueden trabajar con todos los tipos de BUS.

Hoy en día, gracias a la estandarización de las comunicaciones con los dispositivos de campo, se puede implementar un sistema SCADA sobre prácticamente cualquier tipo de BUS. Se encuentran SCADA sobre formatos estándares como los RS-232, RS-422 y RS-485 a partir de los cuales, y mediante un protocolo TCP/IP, se puede conectar el sistema sobre un bus en configuración DMS ya existente; pasando por todo tipo de buses de campo industriales hasta formas más modernas de comunicación como Bluetooth (Bus de Radio), microondas, satélite, cable.

A parte del tipo de BUS, existen interfaces de comunicación especiales para la comunicación en un sistema SCADA, como pueden ser módems para estos sistemas que soportan los protocolos de comunicación SCADA y facilitan la implementación de la aplicación.

Otra característica de SCADA es que la mayoría se implementa sobre sistemas WAN de comunicaciones, es decir, los distintos terminales RTU pueden estar deslocalizados geográficamente.

### **3.2.5.4 Instrumentos de Campo**

Son todos aquellos que permiten realizar tanto la automatización o control del sistema (PLC, controladores de procesos industriales y actuadores en general) como los que se encargan de la captación de información del sistema (sensores y alarmas).

Una característica de los SCADA es que sus componentes son diseñados por distintos proveedores, sin coordinación entre sí. De manera que se tienen diferentes proveedores para las RTU (incluso es posible que un sistema utilice RTU de más de un proveedor), módems, radios, minicomputadores, software de supervisión e interfaz con el operador, de detección de pérdidas, etc.

### **3.2.6 Estructura y componentes de un software SCADA**

Los módulos o bloques de software que permiten las actividades de adquisición, supervisión y control son los siguientes:

#### **3.2.6.1 Configuración**

Permite definir el entorno de trabajo de la aplicación según la disposición de pantallas requerida y los niveles de acceso para los distintos usuarios. En este módulo, el usuario define las pantallas gráficas o de texto que va a utilizar, importándolas desde otra aplicación o generándolas en el propio SCADA. Para ello, se incorpora un editor gráfico que permite dibujar a nivel de píxel (punto de pantalla) o utilizar elementos estándar disponibles, líneas, círculos, textos o figuras, con funciones de edición típicas como copiar, mover, borrar, etc. Durante la configuración también se seleccionan los drivers de comunicación que permitirán el enlace con los elementos de campo y la conexión o no en red de estos últimos; se selecciona el puerto de comunicación sobre el ordenador y sus parámetros, etc. En algunos sistemas también es en la configuración donde se indican las variables que se van a visualizar, procesar o controlar, en forma de lista o tabla en la que éstas pueden definirse y facilitar la programación posterior.

#### **3.2.6.2 Interfaz gráfica del operador**

Proporciona al operador las funciones de control y supervisión de la planta. El proceso que se supervisará se representa mediante sinópticos gráficos almacenados en el ordenador y generados desde el editor incorporado en el SCADA o importados desde otra aplicación de uso general (Paintbrush, DrawPerfect, AutoCAD, etc.) durante la configuración del paquete. Los sinópticos están formados por un fondo fijo y varias zonas activas que cambian dinámicamente de formas y colores, según los valores leídos en la planta o en respuesta a las acciones del operador. Deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones a la hora de diseñar las pantallas:

- Las pantallas deben tener apariencia consistente, con zonas diferenciadas para mostrar la planta (sinópticos), las botoneras y entradas de mando (control) y las salidas de mensajes del sistema (estados, alarmas).
- La representación del proceso se realizará preferentemente mediante sinópticos que se desarrollan de izquierda a derecha.
- La información presentada aparecerá sobre el elemento gráfico que la genera o soporta, y las señales de control estarán agrupadas por funciones.
- La clasificación por colores ayuda a la comprensión rápida de la información.
- Los colores deben usarse de forma consistente en toda la aplicación: si rojo significa peligro o alarma y verde indica normalidad, estos serán sus significados en cualquier parte de la aplicación.

Previendo dificultades en la observación del color, debe añadirse alguna forma de redundancia, sobre todo en los mensajes de alarma y atención: textos adicionales, símbolos gráficos dinámicos, intermitencias u otros. La redundancia como un componente de seguridad SCADA consiste en lograr respaldos de información, duplicar (cuando un elemento asume la función de otro), contar con centros de control separados geográficamente que proporcionen redundancia y, por tanto, protección contra los ataques humanos y desastres naturales. Este elemento permite seguir operando aunque el sistema primario esté desactivado, funcionando incluso de manera remota (Kruz, 2006).

### **3.2.6.3 Módulo de proceso**

Ejecuta las acciones de mando preprogramadas a partir de los valores actuales de variables leídas. Sobre cada pantalla se pueden programar relaciones entre variables del ordenador o del autómatas que se ejecutan continuamente mientras esté activa. La programación se realiza por medio de bloques de programa en lenguaje de alto nivel (C, Basic, etc.). Es muy frecuente que el sistema SCADA confíe a los dispositivos de campo, principalmente autómatas, el trabajo de control directo de la planta, reservándose para sí las operaciones propias de la supervisión, como el control del proceso, análisis de tendencias, generación de históricos, etc. Las relaciones entre variables que constituyen el programa de mando que el SCADA ejecuta de forma automática pueden ser de varios tipos:

- Acciones de mando automáticas preprogramadas que dependen de valores de señales de entrada, salida o combinaciones de éstas.
- Maniobras o secuencias de acciones de mando.
- Animación de figuras y dibujos, asociando su forma, color, tamaño, etc., al valor actual de las variables.
- Gestión de recetas, que modifican los parámetros de producción (consignas de tiempo o de conteo, estados de variables, etc.) de forma preprogramada en el tiempo o dinámicamente según la evolución de la planta.

#### **3.2.6.4 Gestión y archivo de datos**

Se encarga del almacenamiento y procesado ordenado de los datos, según formatos inteligibles para elementos periféricos de hardware (impresoras, registradores) o software (bases de datos, hojas de cálculo) del sistema, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos. Pueden seleccionarse datos de planta para ser capturados a intervalos periódicos y almacenados como un registro histórico de actividad, o para ser procesados inmediatamente por alguna aplicación de software para presentaciones estadísticas, análisis de calidad o mantenimiento. Esto último se consigue con un intercambio de datos dinámico entre el SCADA y el resto de aplicaciones que corren bajo el mismo sistema operativo. Por ejemplo, el protocolo DDE de Windows permite el intercambio de datos en tiempo real. Para ello, el SCADA actúa como un servidor DDE que carga variables de planta y las deja en la memoria para su uso por otras aplicaciones Windows, o las lee en memoria para su propio uso después de haber sido escritas por otras aplicaciones. Una vez procesados, los datos se presentan en forma de gráficas analógicas, histogramas, representación tridimensional, etc., que permiten analizar la evolución global del proceso.

### **3.2.7 Las tendencias SCADA**

La madurez de los productos de software para la adquisición y registro de datos en tiempo real y la supervisión y control de procesos ofrece una evolución en los siguientes ámbitos:

Su integración en entornos completos para la gestión del negocio disponiendo de información de planta en tiempo real, control y tratamiento de datos y supervisión y gestión global de la empresa. La existencia de aplicaciones MES, los servidores de datos y los servidores de web son una prueba de ello.

En el tratamiento de los datos adquiridos en planta por parte de sistemas expertos que ofrecen funcionalidades de detección y diagnóstico de fallos. Son evidentes las ventajas que supone disponer de un sistema experto que, a partir de los datos adquiridos de planta tanto en proceso continuo como discontinuo, pueda aplicar un conjunto de reglas que ayude al personal de operación en planta a detectar los fallos o situaciones delicadas y tener un diagnóstico de las causas que los provocan y saber qué se debe hacer para corregirlos.

La mejora de las interfaces con el usuario con el empleo de entornos gráficos de alta calidad, la incorporación de elementos multimedia de audio y vídeo, la mejora de los sistemas operativos para incrementar las velocidades de respuesta, el uso de software orientado a objeto, con diálogos conversacionales con programador y usuario, etc., todo ello soportado por un hardware cada vez más compacto, fiable, potente, de mayor ancho de bus y más rápido.

### 3.3 SISTEMA DE COMUNICACIÓN GPRS

El sistema GPRS (Servicio General de Paquetes por Radio, por sus siglas en inglés) permite el envío y la recepción de información a los celulares dividiendo la información en paquetes, los cuales son transmitidos, reunificados y presentados en la pantalla del teléfono. El GPRS logra esto utilizando la tecnología de ranuras múltiples; la ventaja adicional es que sólo se tiene que pagar por el contenido que se baja de la red y no por todo el tiempo que se está conectado a ella. Por otra parte, al enviarse la información por paquetes de datos se deja disponible el canal de voz.

A través de GPRS se puede enviar y recibir información (e-mails, imágenes, gráficos, etc.) utilizando el mismo equipo celular a través del navegador WAP (Wireless Access Protocol) o utilizando el equipo celular como modem inalámbrico, conectándolo vía el puerto infrarrojo, Bluetooth o cable a una Lap top, PDA u otros dispositivos. A diferencia de CSD y HCS D, con GPRS se puede estar enviando información y simultáneamente contestar una llamada (Always On).

El sistema GPRS actualiza los servicios de datos GSM para hacerlos compatibles con LANs, WANs e Internet. Mientras el actual sistema GSM fue originariamente diseñado con un especial énfasis en las sesiones de voz, el principal objetivo de GPRS es ofrecer un acceso a redes de datos estándar, como TCT/IP. Estas redes consideran GPRS como una subred normal. El actual sistema GSM opera en un modo de transmisión de circuitos conmutados "extremo a extremo", en el cual los circuitos son reservados a lo largo del sistema para el uso de una sola comunicación incluso cuando no se transmiten datos. Cuando un usuario transmite datos, éstos son encapsulados en paquetes cortos, en cuya cabecera se indica las direcciones origen y destino, cada uno de estos paquetes puede seguir rutas diferentes a través de la red hasta llegar a su destino, así mismo, los paquetes originados por distintos usuarios pueden ser intercalados, de esta forma se comparte la capacidad de transmisión.

Los paquetes, no son enviados a intervalos de tiempo, sino que cuando se necesita, se asigna la capacidad de la red, siendo liberada cuando no es necesaria. GPRS utiliza los recursos radio solamente cuando hay datos que enviar o recibir, adaptándose así perfectamente a la muy intermitente naturaleza de las aplicaciones de datos.

El uso de los enlaces de este modo conserva la capacidad de red y la interfaz. Además permite a los operadores ofrecer un servicio a mejor precio, ya que la facturación se puede basar en la cantidad de datos enviados o recibidos.

El sistema GPRS, además de las actuales entidades GSM requiere una serie de nuevos elementos como:

- El nodo GGSN que actúa como pasarela entre la red GPRS y la red pública de datos como
- IP y X.25, conectando también con otras redes GPRS.
- El nodo SGSN (servidor que soporta GPRS).
- La estructura principal o red troncal GPRS (backbone).

Junto con los elementos anteriores, la implementación del servicio GPRS requiere la gestión de la movilidad específica en GPRS, la gestión de red, así como una nueva interfaz aérea para el tráfico de paquetes, nuevas funcionalidades de seguridad para la red troncal GPRS y un nuevo algoritmo de cifrado.

La tecnología GPRS, o generación 2.5, representa un paso más hacia los sistemas inalámbricos de Tercera Generación o UMTS. Su principal base radica en la posibilidad de disponer de un terminal permanentemente conectado, tarifando únicamente por el volumen de datos transferidos (enviados y recibidos) y no por el tiempo de conexión como hemos podido observar en un punto anterior. Obtiene mayor velocidad y mejor eficiencia de la red. Tradicionalmente la transmisión de datos inalámbrica se ha venido realizando utilizando un canal dedicado a GSM a una velocidad máxima de 9.6 Kbps, con el GPRS no sólo la velocidad de transmisión de datos se ve aumentada hasta un mínimo 40 Kbps y un máximo de 115 Kbps por comunicación, sino que además la tecnología utilizada permite compartir cada canal por varios usuarios, mejorando así la eficiencia en la utilización de los recursos de red. La tecnología GPRS permite proporcionar servicios de transmisión de datos de una forma más eficiente a como se venía haciendo hasta el momento. GPRS es una evolución no traumática de la actual red GSM: no conlleva grandes inversiones y reutiliza parte de las infraestructuras actuales de GSM. Por este motivo, GPRS tiene, desde sus inicios, la misma cobertura que la actual red GSM. GPRS (Global Packet Radio Service) es una tecnología que subsana las deficiencias de GSM.

La imagen 3.2 ilustra la arquitectura del sistema GPRS. Comparado con el sistema GSM, GPRS introduce 2 nuevos elementos, (que se encuentran sombreados en dicha figura) para crear un modo de transferencia de paquetes end to end.

Se proveen dos servicios:

- Punto a Punto (PTP)
- Punto a Multipunto (PTM)

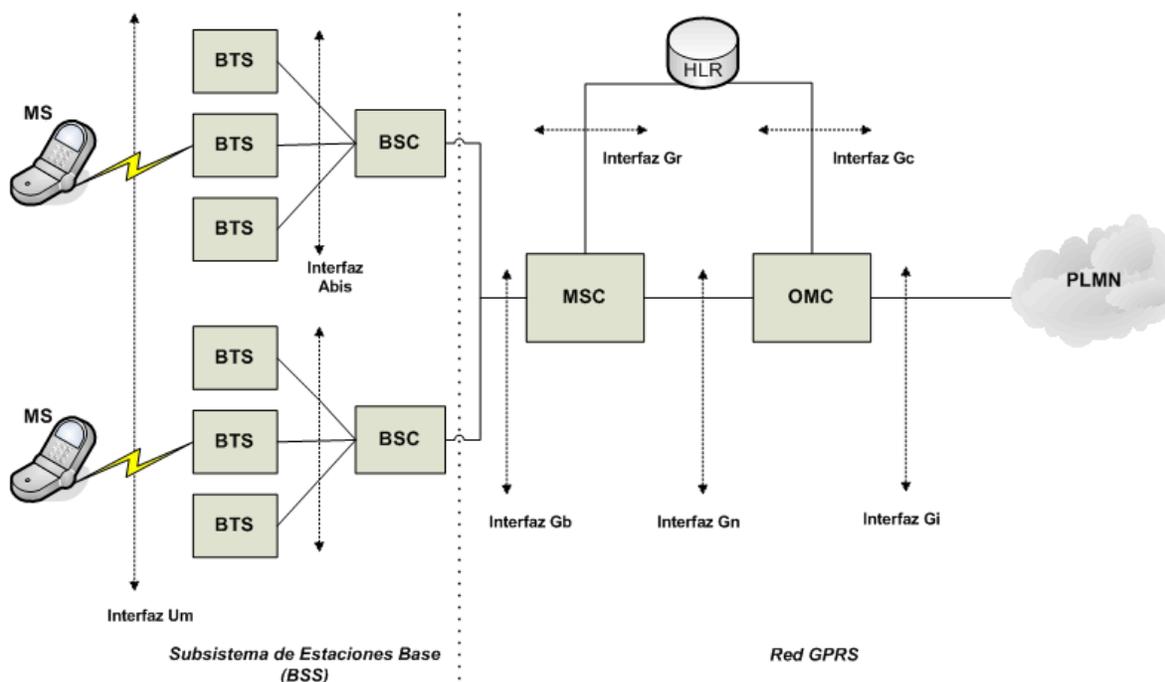


Imagen 3.2: Arquitectura del sistema GPRS

Independientemente del ruteo de paquetes y la transferencia dentro de la red móvil pública terrestre, dentro es soportado un nuevo nodo de red lógico llamado el Nodo de Soporte GPRS. El nodo de soporte de salida GPRS actúa como una interfaz lógica hacia las redes de paquetes de datos externas. El nodo de soporte de servicio GPRS es responsable por la entrega de paquetes a las MS's dentro de su área de servicio.

Dentro de la red GPRS, las unidades de protocolo de datos son encapsuladas en el GSN origen y des encapsuladas en el GSN destino. Entre los GSNS el Protocolo de Internet es utilizado como el Backbone para transferir PDUs. Todos los datos GPRS relativos al

usuario necesarios para que el SGSN desempeñe sus funciones de ruteo y transferencia de datos son almacenados dentro del HLR. La

Imagen 3.3 muestra un ejemplo simple de ruteo en una transmisión. El SGSN de la estación móvil fuente (SGSN-S), encapsula los paquetes transmitidos por la MS y los envía al correspondiente GGSN.

Basándose en la exanimación de la dirección destino, los paquetes son entonces ruteados al GGSN-D a través de la red de paquetes de datos. El GGSN-D chequea el contexto del ruteo asociado con la dirección y destino, determina el SGSN sirviendo al destino (SGSN-D) y la información relevante al tune. Cada paquete es entonces encapsulado y reenviado al SGSN D, que lo entrega finalmente a la MS destino.

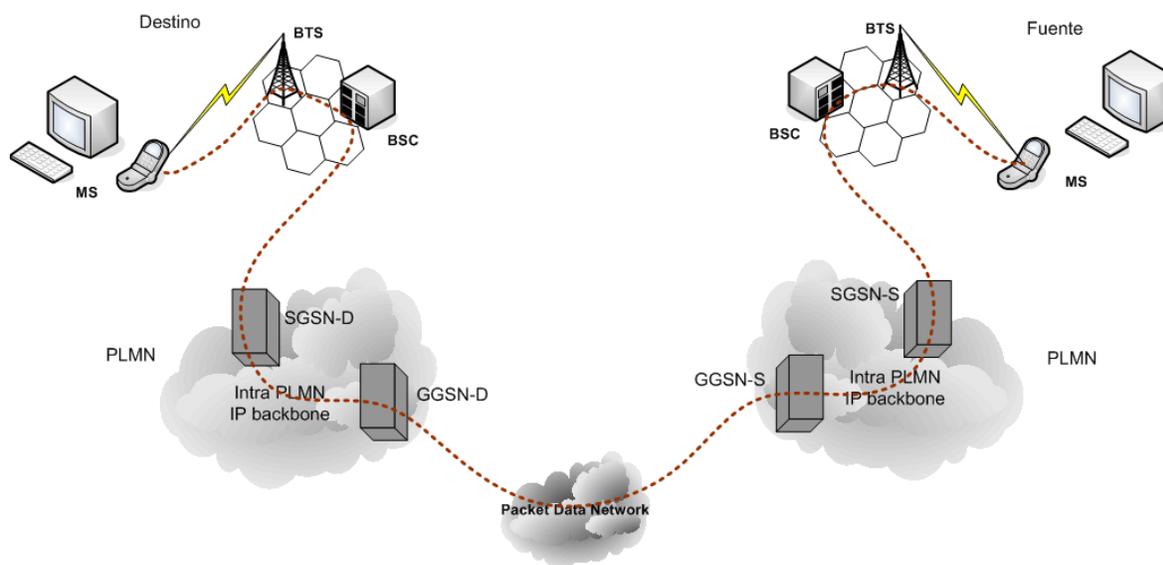


Imagen 3.3: Ejemplo de ruteo en una red GPRS.

## **3.4 PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN**

### **3.4.1 Protocolo de Comunicación MODBUS/TCP**

Modbus es un protocolo de comunicaciones publicado por Modicon en 1979, diseñado para funcionar con equipos industriales tales como Controladores Lógicos Programables (PLC's), Computadoras, Motores, Sensores, y otros tipos de dispositivos físicos de entrada/salida.

Simple y robusto, se ha convertido en un protocolo estándar de comunicación, siendo uno de los más comunes en industria para la comunicación de dispositivos electrónicos.

Las principales razones por las que se ha extendido tanto el uso de este protocolo son las siguientes:

- Es público.
- Su implementación es sencilla y requiere tiempos de desarrollo reducidos.
- Maneja bloques de datos sin suponer restricciones.

Modbus/TCP fue introducido por Schneider Automation como una variante de la familia Modbus destinado a la supervisión y el control de equipos de automatización.

Específicamente, el protocolo cubre el uso de mensajes Modbus en un entorno Intranet o Internet usando los protocolos TCP/IP.

La especificación Modbus/TCP define un estándar interoperable en el campo de la automatización industrial, el cual es simple de implementar para cualquier dispositivo que soporta sockets TCP/IP.

### **3.4.2 Protocolo Orientado a la Conexión**

Modbus es un protocolo de comunicación sin estado, es decir, cada solicitud del maestro es tratada independientemente por el esclavo y es considerada una nueva solicitud no relacionada a las anteriores, de esta forma haciendo a las transacciones de datos altamente resistentes a rupturas debido a ruido y además requiriendo mínima información de recuperación para ser mantenida la transacción en cualquiera de los dos terminales.

Las operaciones de programación, por otro lado, esperan una comunicación orientada a la conexión, es decir, las máquinas de origen y de destino establecen un canal de comunicaciones antes de transferir datos.

Este tipo de operaciones son implementadas de diferentes maneras por las diversas variantes de Modbus (Modbus RTU, Modbus ASCII, Modbus PLUS).

Modbus/TCP maneja ambas situaciones. Una conexión es inicialmente establecida en esta capa de protocolo (nivel de aplicación), y esa conexión única puede llevar múltiples transacciones independientes.

En adición, TCP permite establecer un gran número de conexiones concurrentes, de este modo el cliente (maestro) puede ya sea re-usar una conexión previamente establecida o crear una nueva, en el momento de realizar una transacción de datos.

Es interesante analizar por qué se utiliza el protocolo TCP orientado a conexión en vez del protocolo UDP orientado a datagramas. La principal razón es mantener control de una transacción individual encerrándola en una conexión la cual pueda ser identificada, supervisada, y cancelada sin requerir acción específica de parte de las aplicaciones cliente y servidor. Esto da al mecanismo una amplia tolerancia a cambios del desempeño de la red, y permite que herramientas de seguridad tal como firewalls<sup>4</sup> y proxies puedan ser fácilmente añadidos.

### **3.4.3 Codificación de Datos**

Modbus usa una representación big-endian<sup>5</sup> para direcciones y datos. Esto significa que cuando una cantidad numérica más grande que un byte es transmitida, el byte más significativo es enviado primero. Así, por ejemplo:

0x1234 será 0x12 0x34

### 3.4.4 Interpretación del Modelo de Datos

Modbus basa su modelo de datos sobre una serie de tablas las cuales tienen características distintivas. Las cuatro principales son:

- Entradas discretas. Bit simple, suministrado por un sistema I/O, de solo lectura.
- Salidas discretas. Bit simple, alterable por un programa de aplicación, de lectura-escritura.
- Registros de entrada. Cantidad de 16 bits, suministrado por un sistema I/O, de solo lectura.
- Registros de salida. Cantidad de 16 bits, alterable por un programa de aplicación, de lectura-escritura.

La distinción entre entradas y salidas, y entre datos direccionables al bit y direccionables a la palabra, no implica algún comportamiento de la aplicación. Es aceptable y común, considerar las cuatro tablas sobrelapando una con otra, si esta es la interpretación más natural sobre la máquina (esclavo Modbus) en cuestión.

### 3.4.5 Longitud implícita en el Protocolo

Todas las solicitudes y respuestas Modbus están diseñadas en tal forma que el receptor puede verificar que un mensaje está completo. Para códigos de función donde la solicitud y respuesta son una longitud fija, el código de función solo es suficiente. Para códigos de función llevando una cantidad variable de datos en la solicitud o respuesta, la porción de datos estará precedida por un campo que representa el número de bytes que siguen.

Cuando Modbus es llevado sobre TCP información de longitud se adiciona en el prefijo (o encabezado) para permitir al receptor reconocer los límites del mensaje, igual si el mensaje ha sido dividido en múltiples paquetes para la transmisión. La existencia de reglas de longitud implícita o explícita, y el uso de un código de chequeo de error CRC-326 (sobre Ethernet) resulta en una probabilidad muy pequeña de corrupción no detectada sobre un mensaje de solicitud o respuesta.

### **3.4.6 Ventajas del Protocolo MODBUS/TCP**

A continuación se detallan las principales ventajas que implica la utilización de la variante Modbus/TCP:

- Es escalable en complejidad. Un dispositivo el cual tiene solo un propósito simple necesita solo implementar uno o dos tipos de mensaje.
- Es simple para administrar y expandir. No se requiere usar herramientas de configuración complejas cuando se añade una nueva estación a una red Modbus/TCP.
- No es necesario equipo o software propietario de algún vendedor. Cualquier sistema computador o microprocesador con una pila de protocolos TCP/IP puede usar Modbus/TCP.
- Puede ser usado para comunicar con una gran base instalada de dispositivos Modbus, usando productos de conversión los cuales no requieren configuración.
- Es de muy alto desempeño, limitado típicamente por la capacidad del sistema operativo del computador para comunicarse. Altas ratas de transmisión son fáciles de lograr sobre una estación única, y cualquier red puede ser construida para lograr tiempos de respuesta garantizados en el rango de milisegundos.

## **3.5 RED DE DISTRIBUCION DE GAS**

El sistema clásico de transporte de gas entre dos puntos determinados es el gasoducto (tuberías de acero con carbono, de elevada elasticidad), bien enterrado en la superficie terrestre o bien en el fondo de los océanos. La capacidad de transporte de los gasoductos depende de la diferencia de presión entre sus extremos y de su diámetro (a medida que éste aumenta, lo hace la capacidad de transporte). Los gasoductos que distribuyen el gas a lo largo del territorio, formando la red principal de transporte, trabajan a una presión de distribución elevada, para reducir el costo de transporte, las pérdidas debidas a la fricción y reducir al máximo el tamaño requerido en las tuberías.

En las proximidades a los centros de consumo, los gasoductos de transporte presentan derivaciones a las redes de distribución, que son un conjunto de tuberías de menor diámetro

y presión de diseño que lleva el gas natural hasta las plantas reguladoras o City Gates, reciben el gas y reducen su presión antes de que entren al sistema de distribución.

En el sistema de distribución se encuentran Las Estaciones Reguladoras de Presión (ERP) situadas en los nodos que unen las redes de distribución, adaptan la presión del caudal de gas a la presión requerida en la red de distribución. A partir de aquí, el gas natural puede ser directamente consumido, en el caso de grandes consumidores de tipo industrial, o distribuido en pequeñas redes hasta el usuario final, como viviendas, comercios o industrias. La red está mallada (cada punto está abastecido por más de una rama) de forma que se garantiza la máxima garantía de suministro en caso de avería o mantenimiento en algún punto de la red.

La imagen 3.4 muestra la estructura del suministro y transporte del Gas Natural, explotación, transporte, reducción de presión (City Gate) y red de distribución industrial, comercial y residencial y domiciliaria.

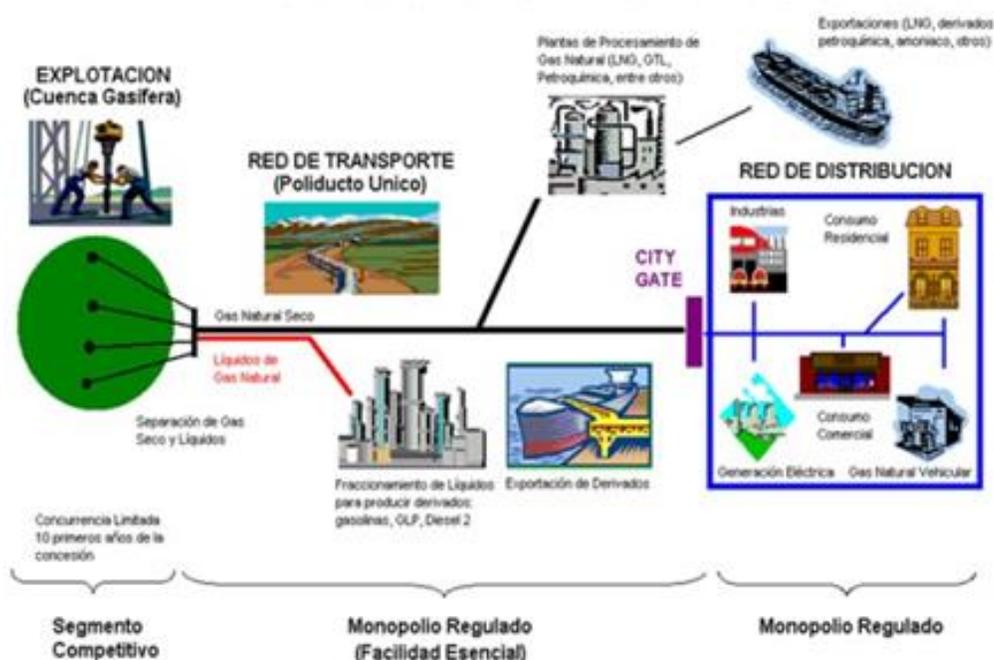


Imagen 3.4: Estructura de Suministro de Gas Natural

## **CAPÍTULO 4 : SISTEMA ACTUAL DE TELEMETRÍA**

### **4.1 ANTECEDENTES**

El actual sistema de Telemetría de la Red de Gas Natural ha funcionado correctamente, sin embargo, está próximo a cumplir su vida útil, debido que los equipos y la tecnología de comunicación que utiliza a través de líneas telefónicas análogas, será descontinuada en un futuro próximo, lo componen:

- Sistema SCADA FIX ubicado en Sala de Control, Planta Talcahuano.
- Interfaz de comunicación mediante líneas análogas de telefonía.
- Unidades RTU compuestas por unidad ROC 306 (PLC), transmisores de presión, nivel y indicadores del estado operativo de los equipos en las Estación Reguladora de Presión (ERP)
- Modem de Comunicación

La imagen 4.1 muestra una Estación Reguladora de Presión de Gas Natural (ERP).



Imagen 4.1: Estación Reguladora de Presión (ERP)

La imagen 4.2 muestra Esquema de Conectividad de la Telemetría actual.

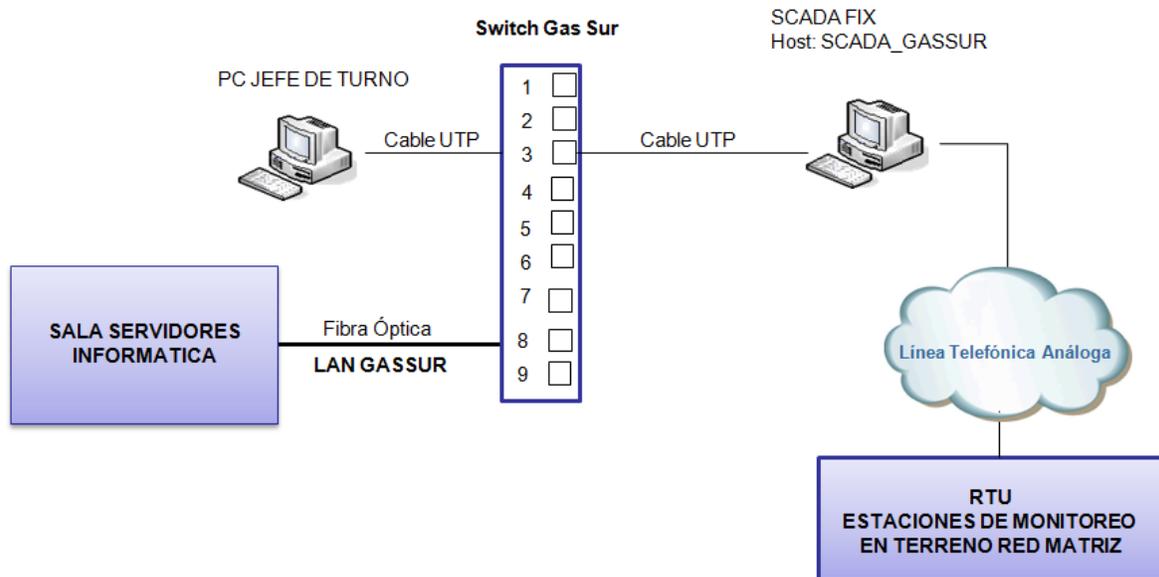


Imagen 4.2: Esquema de Conectividad Telemetría.

## 4.2 NORMATIVA DISTRIBUCIÓN DE GAS

- Decreto Supremo Núm. 280, de 2010 “Reglamento de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas de Red” – Superintendencia de Electricidad y Combustibles, CHILE.
- “Guía Metodológica para el Desarrollo e Implementación del Sistema de Gestión de Integridad de Redes” – Superintendencia de Electricidad y Combustibles, CHILE.

### 4.3 LEVANTAMIENTO COMPONENTES SISTEMA ACTUAL

El actual sistema de telemetría está compuesto por:

a) Sistema SCADA ubicado en Sala de Control, Planta Talcahuano.

Servidor DELL

Sistema Operativo: Windows 7 Professional, Service Pack 1

Procesador: Intel® Xenon® CPU E3-1220 v3 @ 3.10GHz

Memoria instalada (RAM): 8,00 GB

Tipo de Sistema: Sistema Operativo de 64 bits

Licencia iFix: Versión 5.5, con Historian e IOserver

b) Interfaz de comunicación mediante 20 líneas análogas de telefonía.

c) Modem Modelo USRobotics 56K V.90

d) 21 Nodos según detalle:

**10 Nodo Supervisión ERP:**

RTU: ROC306 (presión de entrada/salida ERP) + Modem Telefónico

Transmisor LEL (Fuga de Gas)

Transmisor Presión Diferencial Filtro (filtro saturado)

Sensor Intrusión ERP (abertura tapa ERP)

Sensor Inundabilidad (nivel de agua)

**10 Nodo Supervisión Punto de Red Matriz (PRM):**

RTU: ROC306 (presión punto red matriz) + Modem Telefónico

Sensor Intrusión Cámara (abertura tapa cámara)

e) 21 Empalme Eléctrico Monofásico con baterías de respaldo.

#### 4.4 OPERACIÓN SISTEMA ACTUAL

El Departamento de Operaciones, dependiente de la Gerencia General, tiene como misión conformar un equipo de trabajo de calidad técnica-humana capaz de responder a los requerimientos internos de la empresa y de los clientes.

Los procesos a cargo del Departamento de Operaciones son:

- Producción y Distribución de Gas Residencial.
- Desarrollo y construcción de proyectos de ampliación de red matriz e instalaciones interiores.
- Generación Eléctrica conectada al Sistema Interconectado Central.
- Crear y mantener sistemas de gestión de calidad y operacionales.

Dependiendo del Departamento de Operaciones se encuentra el Área de Mantenimiento y Producción quienes son los encargados de mantener funcionando en óptimas condiciones el Sistema de Telemetría de Gas Natural.

Por una parte el Área de Mantenimiento es la encargada de generar el Plan de Mantenimiento para establecer los criterios de actuación para el mantenimiento del Sistema de Telemetría y sus sistemas auxiliares asociados en óptimas condiciones de operación, seguridad y rentabilidad. De este plan se describen sus dos escenarios:

- **Mantenimiento Preventivo:** Es el conjunto de actividades periódicas y planificadas que se realizan para aumentar la fiabilidad y seguridad de los diferentes equipos y prevenir los fallos en las instalaciones, con el objeto de reducir el número de estos o mitigar sus consecuencias.
- **Mantenimiento Correctivo:** Es el conjunto de actividades de reparación o sustitución realizadas para la subsanación de fallos.

El Área de Producción es la encargada de “Operar el Sistema de Telemetría”, está compuesto por turnos rotativos para operar las 24 horas los 365 días del año, permitiendo supervisar el estado de la Red Matriz de Gas Natural de la Compañía, junto con integrar en tiempo real la información de todos los Nodos operativos, centralizando y coordinando la toma de decisiones y optimizando la gestión de herramientas complementarias como por ejemplo el Sistema de Emergencias ante un fallo de un Estación de Reguladora de Presión. De esta forma se logra garantizar el suministro de gas a los clientes, con un servicio oportuno, eficiente y de calidad.

La Sala de Control, ubicada en Planta Talcahuano, aporta una visión integral de la gestión operativa de la Compañía y contribuye al quehacer de la empresa en 3 ámbitos:

- **Permite la óptima gestión de las infraestructura operativas**, mediante la operación integrada de sus herramientas tecnológicas como la Telemetría que permite la operación en tiempo real, el Sistema de Información Geográfico que incorpora la componente espacial facilitando la gestión de las infraestructuras y recursos, el Sistema de Información Técnica que reúne la información consolidada para el análisis ex-post, la generación de informes y reportes, y la Bitácora de la Sala de Control que articula y otorga trazabilidad a las acciones, novedades e incidencias operativas.
- **Aporta a la atención integral al cliente**, mediante la operación coordinada con el Fono de Emergencia y la Bitácora de trazabilidad a las acciones, novedades e incidencias operativas.
- **Permite disponer de información operativa centralizada**, ya sea para la operación en línea, apoyar la toma de decisiones, la gestión de emergencias, la generación de informes y balances, y la alimentación de modelos operativos y de planificación de infraestructuras.

#### 4.5 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Para la determinación del costo de Operación y Mantenimiento del actual sistema de telemetría, se identifican los siguientes costos específicos:

- Costo reemplazo RTU
- Costos servicios 20 líneas telefónicas análogas.
- Costo consumo eléctrico, 20 empalmes monofásicos.
- Costos de Mantenimiento Preventivo

#### 4.6 COSTO REEMPLAZO RTU

El modelo de RTU utilizado en terreno para el sistema de telemetría es el modelo ROC306 (PLC), distribuido por Fisher Controls. A esta unidad se conectan los transmisores de presión, válvula de seguridad, sensores de fuga de gas, intrusión e inundación. La RTU es la encargada de enviar la información al sistema SCADA iFIX, donde el operador en Sala de Control interpretará los datos recibidos y procederá a realizar las acciones ya definidas para los diferentes casos.

A continuación se detalla el costo de reemplazo:

**Tabla 4-1: Resumen costo reemplazo RTU**

Ítem	Cantidad	Costo Unitario \$	Costo Total \$
Unidad ROC 360	21	4.200.000	88.200.000
Mano de Obra	21	950.000	19.950.000
<b>Costo Total</b>			<b>\$ 108.150.000</b>

#### 4.7 COSTO SERVICIOS LÍNEAS TELEFÓNICAS ANÁLOGAS

Las RTU que se encuentra en terreno instalada en los Nodos tipo ERP y PRM, se comunica con el SCADA ubicado en Sala de Control Planta Talcahuano a través de una línea de telefonía análoga, es necesario contratar el servicio de telefónica análoga a la Compañía de Telecomunicaciones de la zona. El costo del servicio es:

**Tabla 4-2: Resumen costo servicio telefonía análoga.**

Ítem	Cantidad	Costo Unitario \$	Costo Total \$
Servicio Telefonía Análoga	21	15.800	331.800
<b>Costo Mensual Total</b>			<b>\$ 331.800</b>

#### 4.8 COSTO CONSUMO ELÉCTRICO

Cada Nodo de telemetría debe ser alimentado por energía eléctrica permanente, la cual es suministrada por la Compañía de Distribución de la zona. El empalme eléctrico debe ser del tipo monofásico con una potencia instalada de 1 KW. El costo del servicio es:

**Tabla 4-3: Resumen costo servicio eléctrico monofásico.**

Ítem	Cantidad	Costo Unitario \$	Costo Total \$
Servicio Eléctrico Monofásico	21	4.550	95.550
<b>Costo Mensual Total</b>			<b>\$ 95.550</b>

#### 4.9 COSTOS MANTENIMIENTO PREVENTIVO TELEMETRÍA

La mantención preventiva del sistema de telemetría es realizada por personal del Área de Mantención de Gas Sur. No se considera el costo de estas HH debido que las actividades de mantenimiento preventivo y la frecuencia con que se deben realizar es la misma independiente del tipo de sistema de telemetría que se instale para la supervisión de la Red Matiz de Gas Natural.

#### 4.10 COSTOS SEGUIMIENTO FUNCIONAL ERP

Se establece el desarrollo de un programa de revisiones permanentes diferenciado, “Seguimiento Funcional” para las Estaciones Reguladoras de Presión (ERP), cabe señalar que este programa **es independiente de la mantención preventiva anual** que se realiza a cada ERP.

La frecuencia del programa de revisiones de cada ERP depende sí tiene o no sistema de telemetría. En el caso que la ERP no contara con sistema de telemetría debe ser visitada tres veces al año de lo contrario solo una vez al año. A continuación se detalla el costo del seguimiento funcional de las ERP.

**Tabla 4-4: Resumen costo seguimiento funcional**

Ítem	Cantidad	HH Anual	Costo Unitario \$/HH	Costo Anual \$	Costo Total \$
Seguimiento Funcional ERP sin Telemetría	10	36	5.444	195.984	1.959.840
Móvil					3.250.000
Combustible					1.200.000
<b>Costo Total</b>				<b>\$ 195.984</b>	<b>\$ 6.409.840</b>

## **CAPÍTULO 5 : SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS DE TELEMETRÍA**

### **5.1 ALTERNATIVAS DE TELEMETRÍA**

El vertiginoso avance tecnológico y las exigencias de la industria han hecho muy populares las aplicaciones de telemetría, las que no solo se limitan a una “medición a distancia”, puesto que su espectro ha crecido, incorporando, en algunos casos, tareas de monitoreo, supervisión y reporte de alertas o alarmas.

Aunque en estricto rigor el concepto “telemetría” no descarta los desarrollos cableados, lo cierto es que estos están limitados por el costo de su implementación (cuando deben cubrirse grandes distancias), y, en otras ocasiones, por el desafío técnico que ello implica. Estas razones convierten a este término casi en un sinónimo de comunicación inalámbrica, por lo que las soluciones que encontramos en esta área incluyen tecnología relacionada con radiofrecuencia, redes celulares e Internet.

Naturalmente, la preferencia por alguna de estas tecnologías dependerá de las condiciones propias del proyecto: ¿Hay conexión a Internet en la zona remota? ¿Quizás haya una recepción suficiente de red celular para la comunicación? ¿Es posible que ninguna de las opciones anteriores esté disponible y deba implementarse una solución con radiofrecuencia?

#### **5.1.1 Telemetría Vía Radio Modem**

Esta alternativa contempla la conexión de radio módems a los dispositivos a comunicar (PLC, VDF, HMI, etc.). Habitualmente, en este formato, la telemetría garantiza una cobertura de una decena de kilómetros, dependiendo de las características propias de los radios, de que haya línea de vista entre las mismas, y de la ganancia de las antenas empleadas.

Una aplicación típica de esta alternativa de telemetría es la comunicación entre controladores programables en tareas de comando a distancia (control de estanques de agua potable rural, por ejemplo), en donde, aparte de encender o apagar dispositivos (bombas),

es posible conocer magnitudes de variables analógicas conectadas a las extensiones del PLC remoto.

### **5.1.2 Telemetría Vía Redes GPRS/GSM**

En este caso, el dispositivo remoto se conecta a un módem GPRS/GSM, habilitando de esta forma la comunicación a través de las redes de telefonía móvil. Para el buen funcionamiento de esta alternativa de telemetría, se requiere cobertura de dichas redes en el sitio lejano. Un uso típico de este sistema consiste en conectar un módem a un PLC a fin de que el usuario, vía mensaje de texto, pueda activar/desactivar las salidas del controlador y conocer el status de sus I/O

### **5.1.3 Telemetría Vía Internet**

Una de las tecnologías más usadas en el último tiempo es el control y monitoreo de procesos por medio de routers industriales utilizando Internet. En este caso, el equipo remoto (PLC, VDF, HMI, analizador de parámetros eléctricos, etc.) se conecta a un router industrial vía bus de datos (Modbus, Profibus, etc.), de manera que los datos de interés (status de señales, magnitudes de variables, etc.) queden disponibles en la “nube”.

Para que la comunicación remota sea posible, naturalmente debe existir una conexión a Internet en el sitio remoto. Los routers industriales soportan conexión cableada, Wi-Fi o 3G. Se accede a la información del dispositivo en terreno, desde un PC o Smartphone, a través de una aplicación eCloud, ingresando usuario y contraseña, lo que brinda un mayor nivel de seguridad al sistema

**Para este proyecto se evaluarán solo dos alternativas de telemetría que utilizan tecnología GPRS:**

- **Telemetría mediante Sistema Wisebox**
- **Telemetría mediante PLC**

## 5.2 TELEMETRÍA MEDIANTE SISTEMA WISEBOX

La tecnología Wisebox, corresponde a una tecnología con foco en sistemas de información para gestión de procesos, a través de tecnologías M2M y cloud computing, con diseño y tecnología propia. Los sistemas Wisebox forman parte de la familia de productos WISE (Wireless Information Services). Estos sistemas conforman una red de monitoreo y control de equipos que puede abordar procesos de captura de datos o variables en dispositivos y/o sistemas remotos, de cualquier proceso productivo. Este sistema utiliza la red celular de comunicaciones (GPRS) cuyo despliegue de información corresponde a un servicio web, lo que permite que el usuario pueda instalar un sinnúmero de equipos dejando los desarrollos de control en manos del proveedor. El sistema es capaz de realizar mediciones automáticas de variables en tiempo real, tales como Niveles, Presión, caudal, etc. Para ello, el sistema está constantemente monitoreando y analizando información, ya sea para acumularla y transmitirla o para generar alarmas si algún valor se sale de los rangos permisibles. Tanto el tratamiento de las mediciones como los umbrales para las alarmas son controlados por parámetros configurados independientemente para cada sensor.

**Para la adquisición de los datos y telemetría, se consideran 2 tipos de entradas:**

- Entradas Digitales: La Wisebox incluye 4 de estas entradas, identificadas como D00 hasta D03. Pueden ser conectadas a sensores que generen señales digitales del tipo 1 y 0.
- Entradas Análogas: La Wisebox cuenta con 8 de estas entradas, identificadas como A00 hasta A07. Pueden ser conectadas a sensores que generen señales analógicas de voltaje (entre 0 y 5 volts) o de corriente (4 a 20 mA).

**Para telecontrol se utilizan comandos remotos, estas salidas son:**

- Salidas Digitales: La Wisebox cuenta con 4 salidas digitales identificadas como CD0, CD1, CD2 y CD3 (CD = control digital), que pueden ser accionadas a través de comandos remotos y pueden ser utilizadas para comandar actuadores que activen o desactiven equipos eléctricos. Estas puertas tienen 3 modalidades de operación:
- Control por estados: entregan niveles de voltaje de 0 y 5 volts, dependiendo de su estado. Estado 0 = 0 volts, estado 1 = 5 volts.
- Salidas Análogas: Se incluye una salida análoga identificada como CA0 (CA = control análogo) que genera una señal de corriente (4 a 20 mA). Esta interfaz se utiliza para comandar equipos de forma precisa, y normalmente se calibra para operar en rangos de 0 a 100%. Un uso típico es el control de válvulas de presión.

Además estos equipos poseen Puertas Seriales. La Wisebox incluye tres puertas seriales identificadas como COM1, COM2 y COM3. Estas pueden conectarse a equipos que cuenten con interfaz serial RS-232. Considerando las alternativas de Comunicaciones. La Wisebox puede operar con diversos mecanismos de comunicaciones, tanto de corto como largo alcance. Algunos de estos mecanismos se instalan internamente en la Wisebox (Bluetooth, módem celular, WiFi, Ethernet) y otros trabajan con módulos externos (Radioenlaces, satelital). Esos mecanismos permiten comandar y/o monitorear una Wisebox desde prácticamente cualquier lugar del mundo, usando una interfaz Web o un simple teléfono celular. A través de estos sistemas de comunicación la Wisebox puede:

- Recibir comandos remotos y devolver respuestas.
- Enviar alarmas, eventos y notificaciones.
- Enviar mediciones.
- Enviar y recibir archivos.

La imagen 5.1 muestra un uso particular de la Wisebox supervisando el comportamiento de un generador.



Imagen 5.1: Supervisión de un generador mediante Wisebox

Mecanismos de comunicación de largo alcance:

Se proveen 5 alternativas: comunicación celular GSM/GPRS, radio packet (VHF/UHF), satelital, WiFi y Ethernet. La comunicación celular se realiza mediante un módem celular instalado internamente en la Wisebox. Se requiere una SIMcard habilitada para SMS, datos por GSM (CSD) y GPRS.

La imagen 5.2 muestra la conectividad de la Wisebox mediante Red Celular.

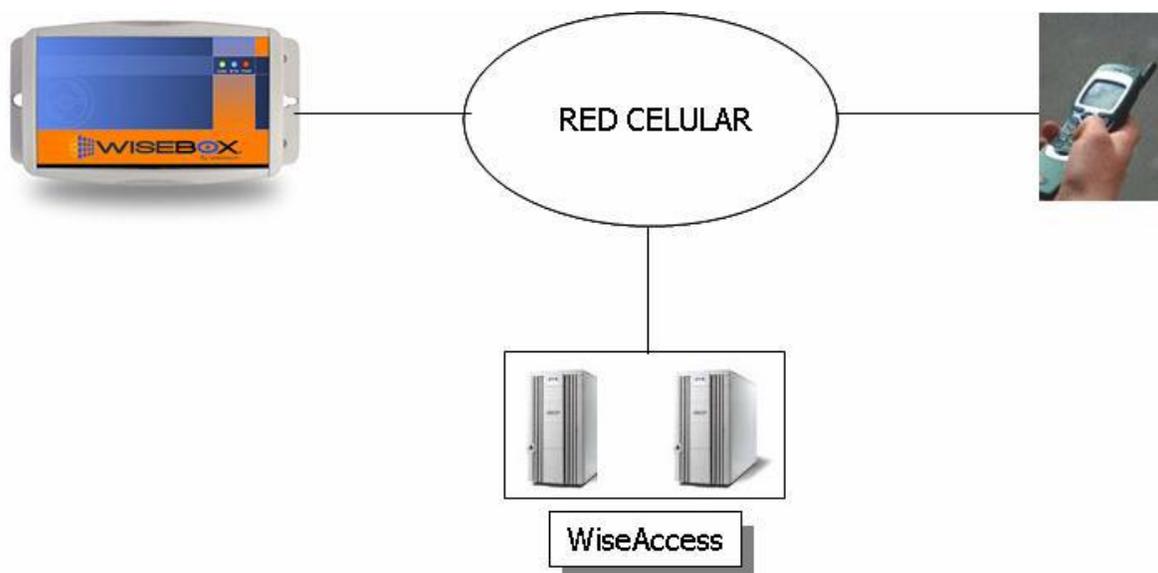


Imagen 5.2: Conectividad de la Wisebox mediante Red Celular

### Esto permite 3 tipos de comunicación:

- SMS (mensajes de texto). Permite enviar comandos a la Wisebox desde cualquier teléfono celular. Las respuestas a los comandos son enviadas desde la Wisebox al celular que envió el comando.

Los SMS son utilizados también por la Wisebox para enviar alarmas y notificaciones a una lista de hasta 8 celulares.

- GSM ('llamada telefónica' a la Wisebox). Mediante un módem celular conectado a un PC se puede 'llamar' a la Wisebox y establecer una conexión de datos en modalidad GSM discada, conocida también como CSD.

### Esta conexión permite dos tipos de operación:

- Establecer una conexión remota entre máquinas y software propietario. Ejemplos de esto son: conexión entre software de diagnóstico y computadores ECM en camiones, conexión entre software de configuración y reconectores eléctricos, conexión con estaciones meteorológicas remotas, etc.
- GPRS, utilizado por las Wisebox para el envío de mediciones de sensores hacia aplicaciones centrales y para intercambio de archivos. Periódicamente (con frecuencia configurable), la Wisebox se conecta por GPRS a un servidor, enviando datos y archivos acumulados y recibiendo archivos y comandos.

La imagen 5.3 muestra la conectividad de la Wisebox mediante GPRS.



Imagen 5.3 Conectividad de la Wisebox mediante GPRS

- La comunicación satelital se consigue conectando un módem satelital a una puerta serial de la Wisebox. El manejo del módem satelital es realizado de forma automática por el software de la Wisebox.
- WiFi es implementado mediante un módulo fabricado por WiseTech, que presenta la Wisebox como un nodo TCP/IP en una red WiFi.

La imagen 5.4 muestra la conectividad de la Wisebox mediante WiFi.

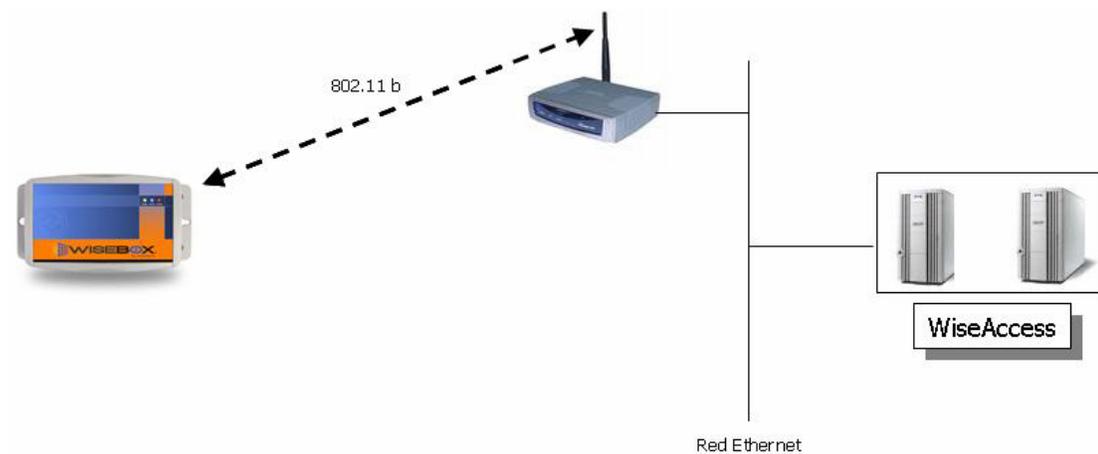


Imagen 5.4 Conectividad de la Wisebox mediante WiFi

- Ethernet es implementado mediante un módulo fabricado por Wisetech, que permite a la Wisebox integrarse a una red TCP/IP.

## 5.2.1 Sistema Wisebox aplicado a Telemetría Red Matriz Gas Natural

### 5.2.1.1 Equipamiento Base

La solución se basa en equipo de monitoreo Wisebox Modelo NG. La imagen 5.5 muestra equipo de monitoreo Wisebox NG.

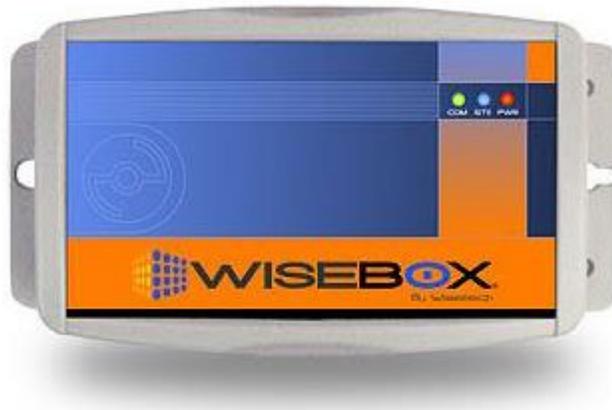


Imagen 5.5 Equipo de Monitoreo Wisebox

La Wisebox NG incluye microprocesador, 1 GB de memoria, entradas análogas, entradas digitales, salidas digitales y un módulo de comunicación celular con capacidad GPRS y SMS. Sus características principales son:

- Puede leer hasta 8 estanques concurrentemente.
- Administración 100% remota.
- Operación autónoma. Mide, almacena y transmite los datos sin necesidad de interrogarla.
- Garantía transaccional en el manejo de la información.
- Autochequeo por software y hardware, para garantizar su continuidad operacional.
- Manejo inteligente de energía eléctrica.
- Adaptación automática a las condiciones de la red de comunicaciones, optimizando el tráfico y la oportunidad de envío de la información.
- Reloj de tiempo real con respaldo de batería interna. Toda la información es registrada con “timestamp” (año-mes-día, hora-minuto-segundo). El reloj es sincronizado automáticamente con el reloj del servidor central.

- Detección de intervención no autorizada

### 5.2.1.2 Medición

Los sensores de presión entregan a la Wisebox una señal de corriente, del rango industrial 4-20mA, proporcional al nivel de presión ya sea de entrada o de salida de cada ERP. Esta señal es leída y convertida automáticamente a las unidades de medida que requiera el SCADA (PSI, porcentaje, etc.).

El NODO (ERP) es identificada mediante un nombre asignado a la Wisebox (parámetro “nickname”) y cada medición de presión es claramente identificado con un nombre asignado a la interfaz análoga a la que se conecta el sensor (parámetro “interface name”). Cada medición es almacenada indicando la subestación (Wisebox) y las presiones (interfaz) correspondientes. Las mediciones son transmitidas periódicamente, con una frecuencia configurable, hacia el software central, y también pueden ser consultadas (por usuarios autorizados) en cualquier momento desde un teléfono celular (enviando el texto “INFO” al número celular de la Wisebox).

Además de las mediciones periódicas, las Wisebox reportarán las siguientes condiciones:

- Cuando la presión este bajo o sobre un nivel determinado como riesgoso, este evento se puede configurar como alarma para que sea enviado directamente a una lista de hasta 6 celulares vía SMS.
- Cuando por alguna razón se pierda la señal de medición (corte de cable, falla del sensor, etc.).
- Cuando el gabinete sea abierto.
- Cuando el nivel de alimentación eléctrica esté muy bajo o se produzcan cortes de energía.

### 5.2.1.3 Modalidad de Operación

Con alimentación eléctrica externa de 220 VAC. La modalidad de operación es la siguiente:

- La Wisebox opera de forma normal (permanentemente activa), alimentada por un transformador conectado a la red eléctrica, respaldado por una batería de 12 Volts y 1.2 Amper-hora.
- Mide, analiza y almacena la información en memoria no volátil.
- Transmite las alarmas de alta prioridad y atiende comandos remotos de forma inmediata.
- Se comunica periódicamente, con frecuencia configurable, transmitiendo datos, estadísticas y alarmas de baja prioridad.
- Monitorea el nivel de energía eléctrica externa y la batería de respaldo, enviando avisos de corte y reposición de energía.

### 5.2.1.4 Kits Integrados

Para facilitar la instalación y mantenimiento, los equipos remotos son empaquetados en kits configurados de acuerdo a la modalidad de operación requerida.

- KIT para alimentación de red eléctrica.

Elementos que lo componen:

- ✓ Wisebox.
- ✓ Gabinete (Tablero): Policarbonato con protección IP-67, de 30x28x18 cm. Alternativamente podemos utilizar un gabinete metálico de tamaño similar.
- ✓ Pasacables (prensaestopas) para el ingreso de los cables de señal y alimentación eléctrica.
- ✓ Regleta de 18 terminales, para la conexión de los sensores y alimentación eléctrica.
- ✓ Transformador 220 VAC a 12VDC
- ✓ Batería de 12 VDC, 1,2 Amper-hora

La imagen 5.6 muestra el Gabinete (Tablero), de Policarbonato con protección IP-67, de 30x28x18 cm que sirve para montar la Wisebox y sus componentes.



Imagen 5.6: Gabinete (Tablero): Policarbonato

La imagen 5.7 muestra la Batería de 12 VDC, 1,2 Amper-hora que cumple la función de respaldo eléctrico ante un fallo de la Red Eléctrica Normal de 220 VAC.



Imagen 5.7: Batería de Respaldo

### 5.2.1.5 Software Central (SCADA)

El software Central se configura como un SCADA, a continuación se describe su aplicación:

- Concentrador de comunicaciones TCP/IP con las Wisebox.
- Base de datos SQL Server para el registro de datos, mediciones, acciones, alarmas.
- Interfaz Web para consulta en tiempo real e histórica de los datos registrados por las Wisebox.
- Presenta información de las mediciones y registros en forma gráfica y tabular.
- Soporta múltiples usuarios, con diferentes perfiles de acceso a la información y diferentes roles.
- Permite desarrollar reportes y despliegues muy variados, dependiendo de las necesidades de cada usuario.
- Entre sus interfaces se cuentan:
  - ✓ Despliegue de datos sobre mapas, fotografías y diagramas.
  - ✓ Interfaz integrada a Google Earth.
  - ✓ Colecciones de múltiples entidades (por ejemplo, múltiples sensores).
  - ✓ Historia de eventos y alarmas.
  - ✓ Historia de comandos ejecutados.
  - ✓ Reglas para generación de alarmas.
  - ✓ Administración de destinos de alarmas.
  - ✓ Registro histórico de incidentes y tiempos de reacción.
  - ✓ Registro histórico de acciones de usuarios ejecutadas a través de la interfaz.
  - ✓ Información complementaria (documentos, formularios, etc.)

### 5.2.1.6 Costo Sistema Wisebox

A continuación se detalla el costo del KIT Integrado y mano de obra por instalación en terreno.

**Tabla 5-1: Resumen costo sistema Wisebox**

<b>Ítem</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo Unitario \$</b>	<b>Costo Total \$</b>
KIT Integrado	25	1.990.450	49.761.250
Software SCADA Wiseacces	1	1.950.420	1.950.420
Mano de Obra Configuración SCADA	1	3.185.640	3.185.640
Mano de Obra Instalación KIT en Terreno	25	338.650	8.466.250
<b>Costo Total</b>			<b>\$ 63.363.560</b>

### **5.3 TELEMETRÍA MEDIANTE PLC**

Por sus especiales características flexibles de diseño, los PLC tienen un campo de aplicación muy extenso. La constante evolución del hardware y software de los PLC amplía constantemente este campo para poder satisfacer las necesidades que se detectan en el espectro de sus posibilidades reales. Gracias a sus dimensiones, la facilidad de montaje, la capacidad de almacenar los programas para su posterior y rápida utilización además de permitir la modificación de los mismos, hace que su eficacia se aprecie en procesos donde se producen necesidades como: espacio reducido, procesos de producción cambiantes, procesos complejos y amplios, y que requieren de una programación y supervisión centralizada de las partes del proceso.

Normalmente para la supervisión de los procesos de control que realizan los PLC se utilizan las tecnologías HMI y SCADA que permiten al usuario interactuar con el control y sus variables, relacionándose entre sí en la medida en que uno o varios PLC/HMI son subconjuntos o componentes de un sistema SCADA. Todos estos componentes forman parte de un Sistema de Control Industrial que es la descripción general de este tipo de sistemas de automatización.

#### **5.3.1 Arquitectura del Sistema Mediante PLC**

El PLC o controlador, que es la unidad electrónica encargada de adquirir las señales discretas y/o análogas que vienen de los transmisores o transductores de campo, procesa esta información, de acuerdo a lo programado en su memoria, lo que se define en un documento denominado filosofía de control, para finalmente tomar una acción de control, si corresponde, enviando una señal, también normalizada, discreta o análoga, hacia un elemento denominado actuador, que por ejemplo, permite partir o parar una bomba o cerrar al 50% una válvula. El PLC es un equipo electrónico diseñado para controlar, en tiempo real, típicamente procesos secuenciales, sobre cualquier tipo de planta o cualquier tipo de actividad en que estén involucrados estos procesos. El PLC consta de un módulo procesador (CPU) con un conjunto de instrucciones, que personal calificado, normalmente del área eléctrica, electrónica o instrumentación, puede programar sin necesidad de tener conocimientos de informática.

El PLC además dispone de módulos de entradas, para recibir las señales de los equipos de medición, y módulos de salidas para comandar bombas, válvulas, dispositivos de alarmas, etc. Para programar el PLC, la CPU cuenta con un conjunto de elementos como contadores, temporizadores, unidades de cálculos, etc., que de acuerdo a las entradas que vaya recibiendo, se disparan las acciones, que han sido programadas de acuerdo a lo establecido en la filosofía de control.

La imagen 5.8 muestra un KIT integrado de un PLC con los demás dispositivos necesarios para adquirir las señales discretas y/o análogas que vienen de los transmisores o transductores de campo. Este diseño de integración se conoce normalmente como RTU. Corresponde a un gabinete instalado en terreno con todos los dispositivos instalados en su interior.

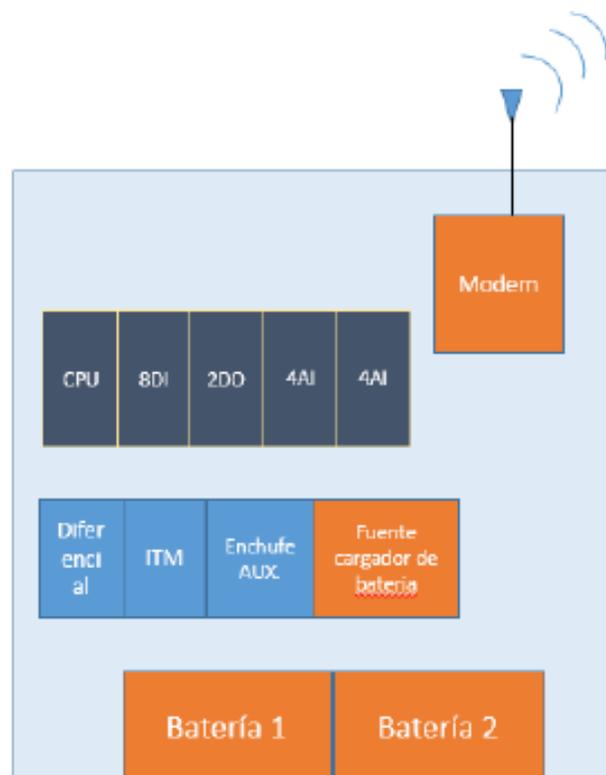


Imagen 5.8: Integración de un PLC como RTU

### 5.3.2 Comunicación entre RTU y SCDADA

Otro componente esencial que disponen los PLC son sus puertas de comunicación. Estas pueden estar incluidas en el mismo módulo procesador o en un módulo aparte. Son estas puertas de comunicación las que nos permitirán comunicarnos con otros equipos o sistemas ya sea en forma cableada a través de una red de comunicaciones o en forma inalámbrica, a través del uso de la telemetría.

La imagen 5.9 muestra la comunicación vía GPRS entre la RTU y el SCADA iFix. Se envían directamente las señales, por protocolo Modbus Ethernet y mediante el driver MBE de iFix, se capturan los datos y se almacenan en ambos servidores iFix, para luego ser enviados a ambos servidores Historian (registro histórico de las variables).

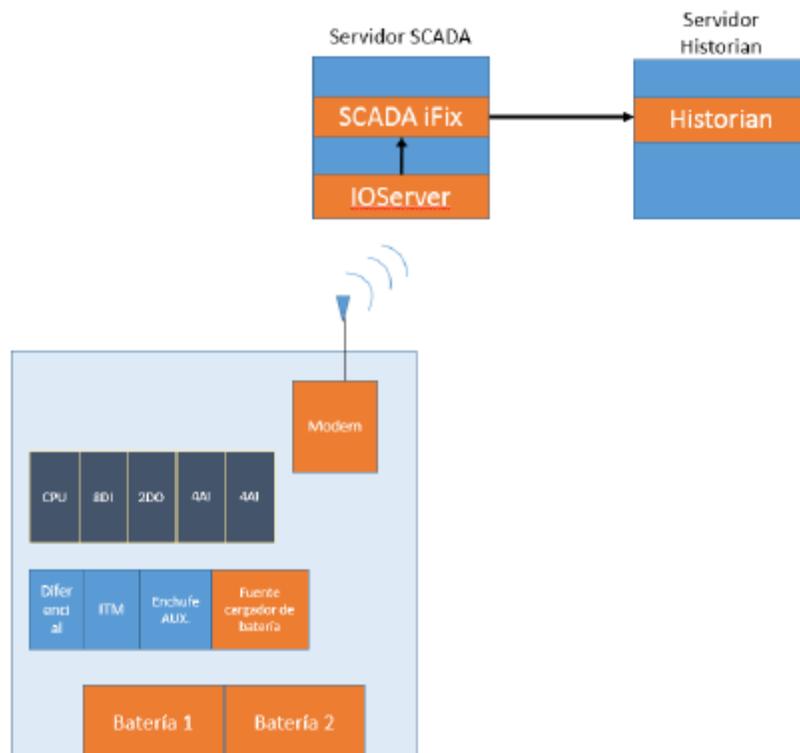


Imagen 5.9: Conectividad entre el PLC y el SCADA iFix.

### 5.3.3 Consola de Operación SCADADA

La consola de operación está compuesta por un Servidor SCADA donde se configuran y almacena la base de datos y un Monitor para visualizar el proceso. Para este caso la consola de operación está compuesta por un Servidor DELL y un Monitor de 50”.

Vía GPRS se envían directamente las señales por protocolo Modbus Ethernet y mediante el IOserver se envían al iFix, se capturan los datos y se almacenan en el servidor iFix, para luego ser enviados al servidor Historian.

La imagen 5.10 muestra un sistema SCADA de telemetría que permite monitorear a distancia la operatividad de la Red de Distribución de Gas. Los Nodos que se visualizan son, el estado de las ERP y la presión de gas en diferentes puntos de la ciudad.



Imagen 5.10: Sistema SCADA Monitoreo Red Matriz de Gas.

### 5.3.4 KIT Integrado PLC

El KIT integrado está compuesto por un gabinete metálico inoxidable que en su interior contiene el PLC marca WAGO, Fuente de Poder, Baterías, Modem, etc.

El PLC es del tipo Extreme que soporta altas temperaturas de hasta 60°C, es muy importante esta característica debido que el gabinete está montado a la intemperie y en temporada de calor la temperatura dentro del gabinete puede llegar hasta 50°C.

La imagen 5.11 muestra los componentes del KIT integrado PLC.

Ítem	Cantidad	Descripción	Marca
1	1	Fuente cargador de batería	Mean Well
2	2	Batería Gel ultragel UCG 12-12V	UltraCell
3	1	Diferencial 2x25 30ms	Schneider
4	1	Industrial LTE cellular gateway, B2/B4/B5/B13/B17/B25, -30 to 55°C	Moxa
5	1	Antena 2G/3G/4G SMA	Robustel
6	1	Caja Metálica de acero inoxidable 600x600x300	Eldon
7	1	Sensor puerta (Fotek PS-08P)	Fotek
8	1	Automático 2A monopolar	Schneider
9	1	Cable de red certificado cat5E azul (2metros)	
		<b>PLC Wago Extreme</b>	
10	1	PLC Ethernet programmable Fieldbus	Wago
11	1	Módulo 8DI, 8 entrada digital canales	Wago
12	1	Módulo 2DO, 2 Canales 24 VDC	Wago
13	2	Módulo 4AI, 4 Channel analog input module	Wago

Imagen 5.11: Componentes KIT Integrado PLC

### 5.3.5 Costo Telemetría Mediante PLC

A continuación se detallan los costos asociados a la implementación Telemetría mediante PLC.

**Tabla 5-2: Resumen costo telemetría mediante PLC**

Ítem	Cantidad	Costo Unitario \$	Costo Total \$
KIT Integrado	25	5.466.944	141.173.600
Estación de Operación DELL	1	2.122.890	2.122.890
Actualización Licencia iFix	1	2.653.613	2.653.613
Monitor Profesional 50SM5D	1	530.723	530.723
Mano de Obra Configuración SCADA	1	5.307.226	5.307.226
Mano de Obra Instalación KIT en Terreno	25	1.191.736	29.793.400
<b>Costo Total</b>			<b>\$ 181.581.452</b>

## 5.4 SELECCIÓN DE ALTERNATIVA

Luego de un análisis realizado por los expertos técnicos de Gas Sur del área de Mantenimiento a cargo del actual sistema de telemetría, concluyen que la alternativa que se utilizará para la evaluación económica es la Telemetría Mediante PLC, la cual cumple de mejor manera con el estándar de Gas Sur.

Cabe señalar que la decisión se basa en experiencias anteriores donde se utilizó ambas tecnologías en otra aplicación y la alternativa que mejor resultado dio es la mediante PLC.

## **CAPÍTULO 6 : EVALUACIÓN ECONÓMICA**

### **6.1 ANTECEDENTES GENERALES**

El análisis de Costo Beneficio puede ser utilizado cuando se necesite de una decisión, no está limitado a una disciplina académica o campo en particular, o proyecto privado o público. Es un híbrido de diversas técnicas de gerencia, finanzas, y los campos de las ciencias sociales. Presenta tanto los costos como los beneficios en unidades de medición estándar (usualmente monetarias), para que se puedan comparar directamente. La idea básica del análisis Costo Beneficio es que no importa que tan buena sea una solución al problema, o la alternativa, o propuesta, ésta jamás es gratis. La pregunta es si el costo de la solución sobrepasa el costo del problema. Si la solución es más cara, no se debe de implementar. Cada análisis es diferente y requiere de un pensamiento cuidadoso e innovador, pero eso no quiere decir que no se tenga una secuencia estándar de pasos y procedimientos a seguir. A nivel privado la clave es encontrar, de un conjunto de posibles soluciones o propuestas, la que dará el beneficio neto óptimo. El beneficio neto de la solución es el costo del problema menos el costo de la solución, es decir, no solo se calcula el costo de la solución, sino que es importante también el beneficio neto.

### **6.2 CONSIDERACIONES PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA**

- ✓ Examinar las necesidades, considerar las limitaciones, y formular objetivos y metas claras.
- ✓ Establecer el punto de vista desde el cual los costos y beneficios serán analizados.
- ✓ Reunir datos provenientes de factores importantes con cada una de sus decisiones.
- ✓ Determinar los costos relacionados con cada factor. Algunos costos, como la mano de obra, serán exactos mientras que otros deberán ser estimados.
- ✓ Sumar los costos totales para cada decisión propuesta.
- ✓ Determinar los beneficios en pesos para cada decisión.

- ✓ Poner las cifras de los costos y beneficios totales en la forma de una relación donde los beneficios son el numerador y los costos son el denominador: Beneficios/Costos.
- ✓ Comparar las relaciones Beneficios a Costos para las diferentes decisiones propuestas. La mejor solución, en términos financieros es aquella con la relación más alta de beneficios a costos.

### **6.3 DETALLE DE BENEFICIOS**

- ✓ La implementación de este nuevo sistema de supervisión de la Red de Distribución de Gas reduce notoriamente los riesgos de operación del sistema por el incremento de su fiabilidad, garantizando la calidad y normal suministro de gas a todos los clientes.
- ✓ Aumento de la productividad, así como también tener una lectura más precisa y mejor control de la distribución de gas en tiempo real, ello se traduce en una disminución de pérdidas, que a su vez contribuye a mejorar el margen de ganancias de la compañía.
- ✓ Al mantener un sistema robusto supervisando en tiempo real todas las variables de funcionamiento de la ERP, el operador del sistema cuenta con un gran aliado al momento de generarse una pre alarma, logrando dar aviso rápidamente al personal técnico para que acuda a terreno a solucionar el problema y así evitar una falla mayor poniendo en riesgo el suministro de gas a los clientes.
- ✓ Se logra disminuir a “cero” las HH (hora hombre) del personal asignado al “Seguimiento Funcional” de las ERP, reasignado esas HH a otras labores en el área de Mantenimiento Red. Seguimiento funcional implica que dos técnicos deben ir mensualmente a revisar el correcto funcionamiento de las ERP, lo que implica un elevado costo de HH y movilización.

## 6.4 CUANTIFICACIÓN DE LOS BENEFICIOS

Para cuantificar los beneficios se considera **el ahorro de los costos** evitando que se presenten los siguientes escenarios:

La frecuencia del programa de revisiones de cada ERP depende sí tiene o no sistema de telemetría. En el caso que la ERP no contara con sistema de telemetría debe ser visitada tres veces al año de lo contrario solo una vez al año. A continuación se detalla el costo del seguimiento funcional de las ERP.

**Tabla 6-1: Resumen costo seguimiento funcional**

Ítem	Cantidad	HH Anual	Costo Unitario \$/HH	Costo Anual \$	Costo Total \$
Seguimiento Funcional ERP sin Telemetría	10	36	5.444	195.984	1.959.840
Móvil					3.250.000
Combustible					1.200.000
<b>Costo Total</b>				<b>\$ 195.984</b>	<b>\$ 6.409.840</b>

Reposición de suministro de gas a cada cliente en sector afectado debido a la falla de una Estación Reguladora de Presión (ERP) sin Telemetría.

**Tabla 6-2: Resumen costo reposición de gas**

Ítem	Unidad	Cantidad	Costo Unitario \$	Costo Total \$
Cuadrilla de 8 Técnicos Empresa Contratita	c/u	10	2.150.500	21.505.000
Call Center	gl	1	1.050.000	1.050.000
Personal Técnico de Planta	gl	1	1.575.000	1.575.000
Varios (Equipamiento)	gl	1	1.350.000	1.350.000
<b>Costo Total</b>				<b>\$ 25.480.000</b>

**Multa por interrupción del suministro de gas o caducidad de la concesión:**

LEY DE SERVICIOS DE GAS DFL 323 (Superintendencia de Electricidad y Combustibles)

**Monto de la Multa: 1 a 50 UTM/día**

**Artículo 44°.-** (\*m) Es deber de todo concesionario mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligros para las personas o cosas o interrupciones del servicio.

**Artículo 45°.-** Si la explotación del servicio de gas se interrumpiere por un hecho imputable a las empresas, que no sea consecuencia de caso fortuito o fuerza mayor, podrá la Superintendencia (1) compeler al concesionario a la reposición de él imponiéndole multas.

## **6.5 HORIZONTE DE EVALUACION**

El proyecto se evaluará en un periodo de 20 años, teniendo como periodo cero el correspondiente a la Inversión Inicial.

## **6.6 TASA DE DESCUENTO**

Una de las variables más influyentes en el resultado de la evaluación económica de un proyecto es la tasa de descuento o costo de capital empleado para la actualización de los flujos de caja.

La Tasa de Descuento o Costo de Capital, se define como aquella tasa que debe utilizarse para actualizar los flujos de caja de un proyecto y que debe corresponder a la rentabilidad que el inversionista le exige a la inversión por renunciar a un uso alternativo de esos recursos en proyectos de riesgo similares

Para este proyecto se considera una Tasa de Descuento de 10 %.

## 6.7 FLUJO DE CAJA

Vida Útil: 20 años

Tasa: 10%

**Tabla 6-3: Flujo de Caja**

<b>Periodo (años)</b>	<b>0</b>	<b>1 al 20</b>
Diferencial Costo Seguimiento Funcional		6.409.840
Diferencial Costo Multa por no Cumplir la Normativa		21.300.000
Diferencial Costo Reposición de Servicio		1.274.000
Egreso		-
Margen Bruto =		28.983.840
Depreciación		- 9.079.073
U.A.I. =		19.904.767
Imp. 25%		- 4.976.192
U.D.I. =		14.928.576
Depreciación		9.079.073
Flujo de Caja Operacional =		24.007.649
Inversión	- 181.581.452	
<b>Flujo de Caja Privado =</b>	<b>- 181.581.452</b>	<b>456.145.315</b>

## 6.8 CÁLCULO DEL VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. También se conoce como Valor Neto Actual (VNA), Valor Actualizado Neto o Valor Presente Neto (VPN).

Para ello trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. El VAN va a expresar una medida de rentabilidad del proyecto en términos absolutos netos, es decir, en n° de unidades monetarias (euros, dólares, pesos, etc.).

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Ecuación 1: Cálculo del Valor Actual Neto (VAN)

$F_t$  son los flujos de dinero en cada periodo  $t$

$I_0$  es la inversión realiza en el momento inicial ( $t = 0$ )

$n$  es el número de periodos de tiempo

$k$  es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión

Criterios de decisión:

- $VAN > 0$ : el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- $VAN = 0$ : el proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.
- $VAN < 0$ : el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

$$VAN = -\text{Inversión Inicial} + F_1/(1+k) + F_2/(1+k)^2 + \dots + F_{19}/(1+k)^{19} + F_{20}/(1+k)^{20}$$

$$VAN = -181.581.452 + 21.825.135 + 19.841.032 + \dots + 3.925.442 + 3568.584$$

$$VAN = \mathbf{22.809.190}$$

Con el valor de VAN obtenido se puede inferir que el proyecto es viable.

## 6.9 CÁLCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.

Es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que está muy relacionada con el Valor Actualizado Neto (VAN). También se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, para un proyecto de inversión dado.

La tasa interna de retorno (TIR) nos da una medida relativa de la rentabilidad, es decir, va a venir expresada en tanto por ciento.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

Ecuación 2: Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

$F_t$  son los flujos de dinero en cada periodo  $t$

$I_0$  es la inversión realiza en el momento inicial ( $t = 0$ )

$n$  es el número de periodos de tiempo

Si  $TIR > k$ , el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.

Si  $TIR = k$ , estaríamos en una situación similar a la que se producía cuando el VAN era igual a cero. En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.

Si  $TIR < k$ , el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.

$$VAN = -\text{Inversión Inicial} + F1/(1+TIR) + \dots + F19/(1+TIR)^{19} + F20/(1+TIR)^{20} = 0$$

**TIR = 11,80 %**

Debido que la TIR obtenida de 11,80 %, siendo superior a la tasa mínima de rentabilidad de retorno exigida a la inversión 10 %, el proyecto es viable.

## **CAPÍTULO 7 : CONCLUSIONES**

Durante el desarrollo de este trabajo se estudió la normativa vigente referente a la distribución de gas de red, el Decreto Supremo Núm. 280, de 2010 “Reglamento de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas de Red” – Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Chile. Establece que, cada sistema de distribución que se alimente por más de una estación reguladora de presión distrital, debe estar equipada con telemetría o registradores de presión para indicar la presión del gas en el distrito.

Se consulta a proveedores por la continuidad en la fabricación de los equipos que componen el actual sistema de telemetría que posee Gas Sur, quienes mencionan que estos están próximos a quedar discontinuados. Esta información es uno de los principales fundamentos para desarrollar el estudio técnico-económico para el mejoramiento del sistema de telemetría de la Red Matriz de Gas Natural.

El sistema de telemetría por medio de GPRS puede considerarse como un claro impulsor de valor agregado a la supervisión de la Red Matriz de Gas Natural entregando de forma puntual y precisa los datos necesarios para ser analizados por el operador del sistema y este pueda tomar una decisión eficaz ante la generación de una alarma por fallo de una Estación de Regulación de Presión.

Al implementar la mejora del actual sistema de telemetría se logra garantizar el normal suministro de gas lo que trae consigo cumplir con la normativa vigente y por otra parte la fidelización y satisfacción de los clientes al contar con un producto seguro y de calidad.

Por otro lado, al realizar la evaluación económica del proyecto, utilizando como criterio de inversión el Valor Actual Neto (VAN), se puede concluir que el proyecto es rentable debido que el VAN obtenido es de 22.809.190 pesos. Además, la Tasa Interna de Retorno (TIR) obtenida para el proyecto es de un 11,80 %, siendo superior a la tasa mínima de rentabilidad de retorno exigida a la inversión 10 %, lo que garantiza que el proyecto es viable.

## **CAPÍTULO 8 : REFERENCIAS**

R C Net. Telemetría [En línea]. [Consultado Junio de 2012]. Disponible en:

Gómez, J., Reyes, R. & Guzmán del Río, D. (2008). Temas especiales de instrumentación y control. Cuba: Editorial Félix Varela.

Krutz, R. (2006). Securing SCADA Systems. Indiana: Wiley Publishing Inc.

Pérez, E. & Rangel, R. (2010). Sistemas SCADA. Curso Sistemas Flexibles de Manufactura. TEC.

Rodríguez, A. (2008). Sistemas SCADA. 2 ed. Barcelona: Editorial Marcombo.

Bailey D. & Wright E. (2003). Practical SCADA for Industry. IDC Technologies.

Cerrada, M. (2011). Diagnóstico de fallas basado en modelos: Una solución factible para el desarrollo de aplicaciones SCADA en tiempo real.

<http://www.leychile.cl/Navegar/?idNorma=1012263&idVersion=2010-04-07&idParte>

[http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/COMBUSTIBLES\\_SISTEMAS/GUIA-METODOLOGICA-SGIR-PROYECTO-DEFINITIVO.PDF](http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/COMBUSTIBLES_SISTEMAS/GUIA-METODOLOGICA-SGIR-PROYECTO-DEFINITIVO.PDF)

<http://www.sec.cl>

<http://www.radiocomunicaciones.net/telemetria.html>

<http://www.gprs.com>

<http://www.modbus.org/>

<http://www.wiseaccess.com>

<http://www.io.cl>

<http://www.gassur.cl>

## **CAPÍTULO 9 : ANEXOS**

- **DS 280**

Tipo Norma : Decreto 280  
 Fecha Publicación : 07-04-2010  
 Fecha Promulgación : 28-10-2009  
 Organismo : MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y TURISMO;  
 SUBSECRETARÍA DE ECONOMÍA Y EMPRESAS DE  
 MENOR TAMAÑO  
 Título : APRUEBA REGLAMENTO DE SEGURIDAD PARA EL  
 TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS DE RED  
 Tipo Versión : Única De : 07-04-2010  
 Inicio Vigencia : 07-04-2010  
 URL : <http://www.leychile.cl/Navegar/?idNorma=1012263&idVersión=2010-04-07&idParte>

- **LEY DE SERVICIOS DE GAS**

Tipo Ley : Núm. 323  
 Fecha Publicación : Santiago, 20 de Mayo de 1931.- Vistas las facultades que me  
 confiere la ley Número 4.945, de 6 de Febrero ppdo.  
 Organismo : MINISTERIO DE ENERGÍA  
 URL : <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=5423>

- **GUÍA METODOLÓGICA DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE REDES (SGIR)**

Tipo : Proyecto  
 Fecha Edición : 26 de marzo de 2015  
 Elaborado por : Dandilion Ingeniería Ltda.  
 Organismo : Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC  
 URL : [http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/COMBUSTIBLES\\_SISTEMAS/GUIAMETODOLOGICA-SGIR-PROYECTO-DEFINITIVO.PDF](http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/COMBUSTIBLES_SISTEMAS/GUIAMETODOLOGICA-SGIR-PROYECTO-DEFINITIVO.PDF)