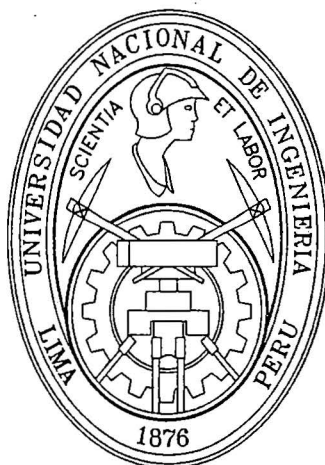


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**DISEÑO E IMPLEMENTACION DE LA AUTOMATIZACION
DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION DE AGUA
POTABLE PARA EL AA.HH LA PAMPA**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECATRONICO**

ROCIO DEL CARMEN CRUZ LOPEZ

PROMOCION 2005-II

LIMA - PERU

2008

Digitalizado por:

**Consortio Digital del
Conocimiento MebLatam,
Hemisferio y Dalse**

A mis padres por su amor incondicional y a Ruth, por ser quien es.

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE LA
AUTOMATIZACIÓN DE UN SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN DE AGUA POTABLE PARA EL
ASENTAMIENTO HUMANO LA PAMPA**

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I:	
INTRODUCCIÓN	3
CAPÍTULO II:	
EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE AGUA POTABLE	5
2.1. Procesos del sistema de agua potable.....	6
2.1.1. Subsistema de captación y tratamiento.....	7
2.1.2. Subsistema de distribución.....	9
2.1.3. Subsistema intradomiciliario.....	16
2.2. Distribución de agua potable sin automatizar.....	16
2.3. Beneficios de la automatización del sistema.....	18
CAPÍTULO III:	
DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA: LA PAMPA	25
3.1. Arquitectura hidráulica.....	25
3.1.1. Reservorios.....	25
3.1.2. Bombas.....	30
3.2. Arquitectura eléctrica.....	31
3.2.1. Accionamiento de bombas.....	31
3.2.2. Tablero de fuerza.....	31
3.2.3. Sistemas auxiliares.....	35
3.3. Arquitectura de control.....	36

3.3.1. Requerimientos de funcionamiento.....	36
3.3.2. Instrumentación.....	40
3.3.3. Tablero de control.....	42
3.3.4. Sistema de autonomía.....	42
3.4. Arquitectura de comunicaciones.....	43
3.4.1. Monitoreo y comando remoto.....	43

CAPÍTULO IV:

SOLUCIÓN PROPUESTA: SISTEMA ELÉCTRICO.....	46
4.1. Selección tipo de arranque de las bombas.....	46
4.1.1. Tipos de arranque de motores de inducción.....	46
4.1.2. Arrancadores suaves vs. variadores de frecuencia.....	57
4.1.3. Selección de variador de frecuencia por estación.....	66
4.2. Tablero de fuerza: selección de equipos.....	71
4.2.1. Protecciones.....	71
4.2.2. Parada de emergencia.....	78
4.2.3. Monitoreo remoto de variables eléctricas.....	82
4.2.4. Señalizaciones.....	84
4.3. Sistemas auxiliares: selección de equipos.....	86

CAPÍTULO V:

SOLUCIÓN PROPUESTA: SISTEMA DE CONTROL.....	88
5.1. Lógica de control.....	88
5.1.1. Condiciones de trabajo.....	90
5.1.2. Diagrama de flujo.....	96
5.1.3. Programación.....	101
5.2. Instrumentación.....	116
5.2.1. Transmisores de caudal.....	118
5.2.2. Transmisores de nivel.....	130

5.2.3. Transmisores de presión.....	136
5.3. Tablero de control: selección de equipos.....	141
5.3.1. Controlador.....	141
5.3.2. Módulos entrada / salida.....	150
5.4. Sistema de autonomía.....	154
5.4.1. Cálculo del banco de baterías.....	154
CAPÍTULO VI:	
SOLUCIÓN PROPUESTA: SISTEMA DE COMUNICACIONES.....	158
6.1. Protocolos de comunicación para la automatización.....	159
6.1.1. Los tres niveles en la automatización.....	177
6.2. Nivel de campo: integración de los instrumentos.....	178
6.3. Nivel de control: integración de los controladores.....	189
6.4. Nivel de supervisión.....	206
6.4.1. GPRS.....	207
6.4.2. Sistema SCADA: OPC.....	221
CAPÍTULO VII:	
MANTENIMIENTO DEL SISTEMA.....	227
7.1. Mantenimiento hardware de control.....	228
7.2. Mantenimiento hardware eléctrico.....	235
OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES.....	239
BIBLIOGRAFÍA.....	244
ANEXO.....	247

PRÓLOGO

Entre los incontables sistemas en los que la automatización puede presumir de ser un componente estratégico, se encuentra el de distribución de agua potable, cuya presentación como tal, es el punto de partida de este trabajo. Compuesto por 7 capítulos, este trabajo se enfoca en cada uno de los puntos necesarios para el funcionamiento eficiente de este tipo de sistemas.

El primer capítulo; la introducción, presenta los objetivos del trabajo y de manera general, muestra algunas consideraciones necesarias para la implementación de este.

El segundo capítulo presenta el proceso de potabilización del agua; e incluye brevemente el sistema de distribución hacia la población, desde el centro de recolección hasta los puntos de concentración descentralizados.

Por su parte, el tercer capítulo, expone los requerimientos del usuario final, basados en sus preferencias y experiencias similares. Estos son los requerimientos en los que se basa el diseño y la selección de las soluciones de los capítulos subsecuentes y que establecen las funcionalidades mínimas que el sistema debe disponer.

El capítulo 4 es dedicado a la solución eléctrica planteada para el sistema. Desde comandos, señalización y protecciones, este capítulo incluye las consideraciones del diseño y selección de equipos eléctricos necesarios; respetando los requerimientos del capítulo 3 y teniendo en cuenta las consideraciones normativas de seguridad vigentes.

El capítulo 5, muestra la solución de control. Aquí se incluye la lógica utilizada para el funcionamiento y seguridad del sistema y la selección del hardware necesario para lograrlo. La selección de los equipos de instrumentación se cubre también en este capítulo.

La columna vertebral de la automatización, las comunicaciones; son detalladas en el capítulo 6. Aquí se incluye cada intercambio de información existente en el sistema, la selección de equipos para hacerlo posible y las consideraciones importantes para superar las expectativas del usuario final.

Por último, necesario para todo sistema en funcionamiento; el capítulo 7 enmarca las consideraciones generales de mantenimientos y solución de fallas. El objetivo de este capítulo es solucionar fallas sencillas o cotidianas o direccionar correctamente los esfuerzos del usuario para reducir los impactos productivos mientras se espera la asistencia especializada para problemas de implicancias mayores.

Las observaciones y conclusiones incluyen recomendaciones para trabajos futuros similares y se presentan al final del trabajo. En el anexo, se encontrará información necesaria para el entendimiento de algunos puntos del proyecto. En cada caso, se indica que el anexo incluye la información adicional.

Para terminar, agradezco sinceramente a cada una de las personas que me apoyaron al desarrollo de este trabajo. Con sus palabras y ayuda desinteresada, formaron parte importante en el término de este trabajo, cuyo significado para mí, ellos conocen.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Las prestaciones de la automatización son ampliamente conocidas y aplicadas a la mayoría de procesos industriales en la actualidad. En busca de mejor desempeño y una producción eficiente, la automatización amplía y optimiza constantemente las prestaciones ofrecidas a sus usuarios. Pero la automatización no es un concepto aislado, sino que por el contrario, es la interacción de soluciones a diversos niveles o necesidades de un proceso o aplicación. Desde el campo hasta las áreas estratégicas, la automatización presenta siempre una solución apropiada para cualquier requerimiento o condición.

El sistema estudiado en este trabajo es parte del proceso de distribución del agua potable; en una etapa muy cercana al usuario final. Lo que se busca es brindar una solución eficiente para la automatización de esta etapa del proceso, de manera que se cumplan con los requerimientos operativos planteados por el cliente o sujetos a las necesidades del usuario final. Para esto, el proyecto disgrega el proceso en sub-sistemas funcionales, a saber; eléctrico, control, instrumentación y comunicación, y plantea soluciones enfocadas a ellos de manera que interactúen de forma eficiente, y además resulten en un sistema óptimo capaz de interactuar en conjunto con el nivel estratégico ya instalado. Por tanto, el objetivo general de este trabajo es plantear e implementar una solución global eficiente para la automatización del proceso de distribución de agua potable de una planta existente.

El desarrollo de este trabajo está basado en un problema real y las soluciones planteadas han sido en su mayoría implementadas y su funcionabilidad, comprobada. Referencias de trabajos similares pueden encontrarse en la página Web de SEDAPAL,

www.sedapal.com.pe, aunque en ellos se utilizan algunas tecnologías diferentes a las empleadas en este trabajo. Sólo por citarse dos ejemplos, se tiene el proyecto "Ampliación y Mejoramiento del Sistema de Agua Potable y Alcantarillado para el Esquema Las Lomas de Zapallal y Anexos" y Ampliación y Mejoramiento de los Sistemas de Agua Potable y Alcantarillado del Esquema Integral Carabaylo". Sin embargo, como protección de información confidencial del cliente, algunos requerimientos y soluciones han sido variados y ninguna información o documento de carácter confidencial, se incluye en el trabajo. Así, el nombre de la planta, La Pampa, es una adaptación del verdadero nombre con el propósito de asegurar la confidencialidad del caso. Puesto que la solución de automatización estuvo a cargo de una empresa determinada, a saber, ABB; la selección técnica de los equipos se basa en las soluciones que esta ofrece, respetando siempre los requerimientos del cliente y la aplicación. En algunos casos, en los que esto no es posible, ya sea técnicamente o por disponibilidad en el mercado, se utilizan marcas alternativas, como se muestra en los capítulos correspondientes. Al igual que con el cliente, ninguna información confidencial de la empresa está incluida en el trabajo.

Deben tenerse siempre en mente las restricciones existentes en el desarrollo de los proyectos. No sólo las necesidades y requerimientos del cliente, también la inversión inicial y futura; las restricciones geográficas, las tecnologías existentes y las normativas legales; son sólo algunas consideraciones que deben ser compatibles con las soluciones propuestas. Por último, la retroalimentación de los trabajos realizados, servirá como base para los similares futuros a fin de evitar cometer los mismos errores y trabajar en base a un conocimiento existente o *know how*. Una correcta documentación del desarrollo del proyecto puede ahorrar muchos recursos a futuro.

Para el desarrollo del trabajo, debe distinguirse dos términos: cliente y usuario final. Se entiende por cliente a la entidad encargada del proceso de potabilización y distribución del agua potable, a saber, SEDAPAL. Por su parte el usuario final; es la población, quien hace uso del producto final de este proceso del cual este trabajo forma parte.

CAPÍTULO II

EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE AGUA POTABLE

Son muy conocidos los beneficios y la necesidad de un sistema de distribución de agua potable, así como su inminente repercusión social. El agua potable que abastece nuestra población debe ser regulada para una amplia variedad de propósitos, industriales, domésticos e higiene. El rápido crecimiento poblacional y el desarrollo comercial demandan un eficiente abastecimiento de agua (volumen suficiente a una presión adecuada y con alta calidad). Pero las soluciones efectivas necesitan un soporte en mantenimiento y herramientas de diagnóstico. Para esto, debe tenerse en cuenta que los proyectos de agua potable incluyen construcciones, expansión, adaptación o rehabilitación de las represas y reservorios, pozos, galerías, tuberías de transmisión, estaciones de bombeo, plantas de tratamiento, sistemas de distribución, instalación de medidores y del sistema de facturación y cobranzas, con el respectivo mantenimiento de cada proceso involucrado.

La operadora oficial de realizar este proceso a nivel de Lima, es la empresa mixta llamada SEDAPAL (SERVICIO DE AGUA POTABLE Y ALCANTARILLADO DE LIMA). Es SEDAPAL la encargada de realizar las obras para la distribución de agua y de su respectivo mantenimiento. Los objetivos de esta empresa, de acuerdo a su página Web son:

- Prestar los servicios de saneamiento como agua potable y alcantarillado sanitario.
- Ejecutar la política del sector en la operación, mantenimiento, control y desarrollo de los servicios básicos, con funciones específicas en aspectos de normatividad, planeamiento, programación.
- Elaborar proyectos, financiar, ejecutar obras, asesorar y brindar asistencia técnica.

Además, puede dedicarse a otras actividades afines, vinculadas, conexas y/o complementarias a su objeto social.

2.1. Procesos del sistema de agua potable:

El sistema de abastecimiento de agua potable se divide en tres subsistemas bien definidos:

- Subsistema de captación y tratamiento: Consta desde la captación de agua cruda de las fuentes naturales, la conducción hacia la planta de tratamiento y los procesos químicos para la obtención de agua apta para el consumo humano.
- Subsistema de distribución: Cubre el transporte del agua potable desde la planta de tratamiento hasta la entrada de la casa o industria del usuario final mediante una red de tuberías. Este subsistema requiere tuberías, estanques, reservorios y estaciones de bombeo, cuando la impulsión sea necesaria.
- Subsistema intradomiciliario: Incluye las obras para distribuir el agua potable desde la entrada del usuario final hacia todas las instalaciones, incluyendo los sanitarios y cañerías.

El alcance de este trabajo envuelve parcialmente el subsistema de distribución, focalizado en un área geográfica limitada por zonas urbanas, y por tanto, no considera la manera en la que SEDAPAL provee de agua al reservorio principal de abastecimiento poblacional. Sin embargo, puesto que existe relación directa en la operación de la planta principal y el sistema de distribución (este depende de la disponibilidad del primero), se incluye brevemente una descripción de los procesos involucrados.

Finalmente, el subsistema intradomiciliario es excluido puesto que la disponibilidad del agua depende de las políticas locales de consumo impuestas por SEDAPAL y el Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento.

2.1.1. Subsistema de captación y tratamiento:

Engloba los procesos necesarios para convertir el agua captada de fuentes naturales en agua apta para el consumo humano, y se lleva a cabo en lo que se conoce como Planta de Tratamiento de Agua, cuyos procesos principales incluyen:

- **Captación:** Consiste en el abastecimiento inicial de agua por parte del operador de distribución, en este caso, SEDAPAL. La captación se realiza mediante bocatomas en caso de aguas superficiales, como ríos o lagos, y en el caso de aguas subterráneas mediante galerías filtrantes o pozos. Lima se abastece de las aguas subterráneas ubicadas en lo que se conoce como La Atarjea, y de las aguas superficiales del Río Rímac y Río Chillón, principalmente. Sin embargo, puesto que el nivel de agua disponible no es constante durante el año, es necesario el Almacenamiento de Agua Bruta en lo que se conoce como embalses o pozas. SEDAPAL cuenta con estas pozas en sus instalaciones de la Atarjea.

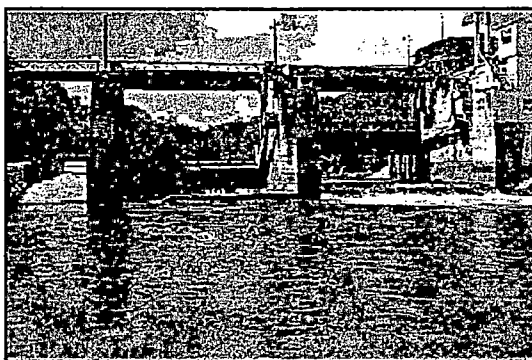


Figura 2.1: Bocatoma para la captación de agua: Empresa de energía Cundinamarca – Colombia.

Actualmente, existen dos bocatomas destinadas a la captación de las aguas del Río Rímac, con captación de 15 y 20m³/seg.

- **Depuración:** Puesto que el agua recopilada en la captación no es apta para el consumo humano, es necesario el proceso de depuración para el tratamiento y potabilización respectivo desarrollada en varios pasos. Primero las rejas de contención retienen los residuos sólidos de tamaño apreciable; luego los desarenadores separan la arena del agua por acción de la gravedad, aunque en períodos de alta turbiedad, deben añadirse polímeros para acelerar la precipitación de las partículas como la arcilla cuya velocidad de sedimentación es lenta (1cm en 7,5días). Al agua obtenida de los desarenadores se le agrega cloro en cantidades aproximadas de 3.8mg/l para reducir la alta concentración de partículas infecciosas (el Río Rímac tiene más de 80.000/100ml de coliformes, cuando el estándar de un río "sano" debería oscilar en 20.000). Con esto es posible la desinfección, control de olores y la disminución inicial de contaminación bacteriana.



Figura 2.2: Desarenador – Planta de potabilización Cipoletti, Argentina.

A continuación, los decantadores son utilizados para la separación de residuos sólidos pequeños. El agua superior de los decantadores es conducida hacia los filtros donde se retienen los restos sólidos muy pequeños con la ayuda de químicos conocidos como floculantes.

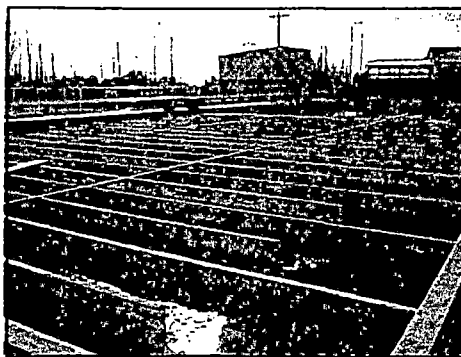


Figura 2.3: Decantador – Planta de potabilización Cipoletti, Argentina.

El proceso se realiza con filtros cubiertos con una capa de arena de 1mm de espesor y granos de 1mm de diámetro aproximadamente, a través de la cual el agua es filtrada, reteniendo partículas más pequeñas que la separación entre los granos de arena. Esto resulta en una notable reducción de turbidez del agua, con resultados menores que 1,5NTU* (según la Organización Mundial de la Salud - OMS la turbidez del agua no debe superar nunca los 5NTU e idealmente debe ser menor que 1NTU) y en el contenido bacterial. Por último, las pozas de desinfección se encargan de agregar el cloro necesario (1,7mg/l) para eliminar la contaminación resultante de los procesos anteriores, y asegurar un residuo de cloro disponible para posibles contaminaciones durante el transporte o distribución.

2.1.2. Subsistema de distribución de agua potable:

La red de distribución es la encargada de proveer el agua potable hacia las entradas de las comunidades y empresas; partiendo de sus contenedores respectivos ubicados en las plantas de tratamiento. Con este objetivo, se requiere de la disposición de tuberías de succión, tuberías de impulsión, válvulas y estaciones de bombeo.

* *Nefelometric Turbidity Unit.*

Se menciona a continuación, los detalles y necesidades de esta etapa del ciclo de abastecimiento del agua potable, tomando en cuenta sólo la etapa iniciada en el abastecimiento local de agua hasta la entrega en la entrada del usuario final. La técnica y los equipos utilizados para la conducción del agua desde la planta de tratamiento hasta el punto de abastecimiento local, no son cubiertos por este trabajo.

- **Tuberías de succión:** Deben ser lo más cortas posible y evitar las piezas de empalme. El diámetro de entrada de la bomba es menor que el de la tubería de succión para reducir las pérdidas de carga.

Para el cálculo de los diámetros de la tubería, en función del caudal de trabajo, se utiliza la fórmula de Hazen y Williams (sólo para el agua a temperaturas 5 a 25°C):

$$D = 1.626 \frac{Q^{0.3804}}{J^{0.2054} \cdot C^{0.3804}} \quad (2.1)$$

Donde:

$$Q = V \cdot A \quad (2.2)$$

D: Diámetro interior en m.

Q: Caudal en m³/s.

V: Velocidad del agua m/s.

A: Sección de la tubería m².

J: Constante de pérdida de carga por unidad de longitud.

C: Coeficiente de rugosidad (ver tabla 2.1).

Tabla 2.1: Coeficientes fricción "C", fórmula de Hazen y Williams -

Tipo de Tubería	C
Concreto	120
Acero galvanizado	125
Acero soldado, tubos en uso	90
Acero soldado, tubos nuevos	130
Hierro Fundido 20 años de edad	100
Hierro Fundido 30 años de edad	90
Poli (cloruro de Vinilo) PVC	140

Fuente: Manual de Hidráulica, Azevedo Netto.

Debe tenerse en cuenta que la velocidad máxima del agua a través de la tubería será de 3m/s y en casos excepcionales debidamente sustentado, de 5m/s como máximo.

- **Tuberías de impulsión:** En general, la tubería de impulsión tiene un diámetro comercial inmediatamente inferior al de la tubería de succión. Sin embargo, el cálculo de un diámetro "óptimo" responde a un equilibrio precio de tubería – eficiencia de bomba. Además, deben tomarse en cuenta que el diámetro de la tubería de impulsión para distancias largas, se calcula para velocidades relativamente bajas de 0,65 a 1,5m/s y para distancias cortas, para velocidades mayores de 1,5 a 2m/s.
- **Válvulas:** Las válvulas cumplen diferentes funciones y son seleccionadas en función de la aplicación y los requerimientos del usuario final. Entre las válvulas más utilizadas se tienen:
 - a. **Válvula anticipadora de onda:** Este tipo de válvula se utiliza para protección de las bombas y de las tuberías contra el golpe de ariete ocasionado por las presiones excesivas al detener bruscamente el bombeo (por ejemplo, por pérdida de alimentación).

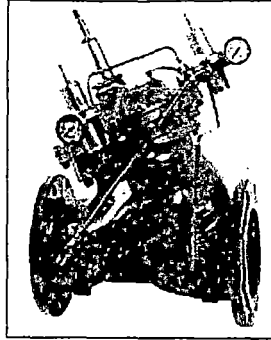


Figura 2.4: Válvula Anticipadora de Onda BERMAD.

La presión de onda negativa excesiva es liberada a la atmósfera gracias a la apertura instantánea de la válvula cuando la bomba deja de operar. Cuando la presión vuelve a su valor estático, la válvula cierra lentamente. La válvula funciona al mismo tiempo como válvula de alivio de presión. También se le conoce como válvula contra golpe de ariete.

- b. **Válvulas de interrupción:** Su función es la de detener el flujo en un sentido. Es de operación manual y se utiliza generalmente para realizar mantenimiento o limpieza en tuberías o durante interrupciones de trabajos localizados.
- c. **Válvulas reductoras de presión:** Se utiliza para reducir la presión aguas abajo a un valor menor constante independientemente de las variaciones de presión y/o caudal aguas arriba.
- d. **Válvula de retención:** También conocida como válvula Check, permite la circulación en el sentido deseado al abrirse y la impide en el sentido inverso al cerrarse. Esta es una válvula de accionamiento automático, independiente de control externo, donde la apertura y cierre dependen sólo del sentido de circulación y de las presiones en la tubería.

- e. **Válvulas sostenedoras de presión/ alivio:** Estas válvulas cumplen dos funciones. Como sostenedoras de presión, mantienen una presión constante aguas arriba por encima de un valor mínimo establecido, independientemente de la presión y/o caudal aguas abajo. Como válvula de alivio, mantiene una presión uniforme en la línea, liberando el exceso a la atmósfera.

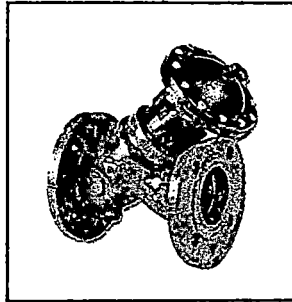


Figura 2.5: Válvula Sostenedora de Presión / Alivio BERMAD.

- f. **Válvula limitadora de caudal:** Limita el caudal aguas abajo a un valor máximo establecido y ajustable, independientemente de las variaciones de la demanda que se produzcan o de las variaciones de caudal aguas arriba.
- g. **Válvula eléctrica de control de bomba:** Evita presiones excesivas durante el arranque y parada de las bombas. Para lograrlo, la bomba arranca cuando la válvula está cerrada, después de lo cual se abre lentamente. Al parar la bomba, la válvula cierra gradualmente. Si la bomba se detiene de manera brusca, la válvula actúa como válvula de retención y cierra de manera inmediata para impedir el retorno de la columna de agua hacia la bomba. La apertura y cierre de la válvula se realiza mediante solenoides activados por el sistema de control y en el caso de un corte de energía eléctrica, la válvula se cerrará automáticamente por la presión aguas abajo.

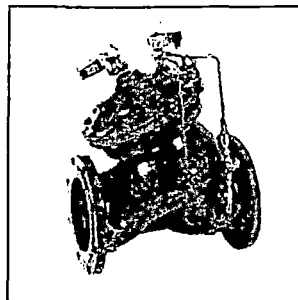


Figura 2.6: Válvula Eléctrica de Control de Bomba BERMAD.

h. Válvula de altitud: Controla el nivel del agua en reservorios y estanques mediante un sensor de nivel incorporado que responde a la presión estática del agua y que además permite ajustes diferenciales de los niveles de operación. La válvula cierra y abre cuando el nivel del agua llega a un nivel máximo y mínimo predeterminado respectivamente.

- **Estaciones de bombeo:** Las estaciones de bombeo se requieren cuando el nivel del usuario final o del reservorio de almacenamiento es superior al nivel de disposición de agua, y por tanto, es necesaria la impulsión. La parte más importante de una estación de bombeo es el equipo de bombeo, indispensable para la impulsión del agua. En general, las bombas deben ser seleccionadas para que trabajen en su punto de máxima eficiencia sin sobredimensionarla para evitar desperdicios de dinero y energía. Además, se deberá evitar la succión de aire mediante el constante mantenimiento de los sellos, empalmes, etc., para evitar la cavitación. Las bombas más utilizadas son las centrífugas, horizontales y verticales; y las bombas sumergibles.

a. Bombas centrífugas horizontales: Tienen el eje de transmisión horizontal y pueden ser instaladas en un lugar distinto de la fuente de abastecimiento lo que facilita su mantenimiento. Son utilizadas

principalmente para fuentes superficiales. Su bajo costo de operación y mantenimiento la hacen atractiva para muchas aplicaciones con baja altura de succión (menor que 7 metros).

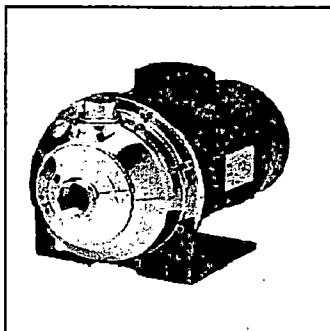


Figura 2.7: Bomba centrífuga horizontal HIDROSTAL.

- b. **Bombas centrífugas verticales:** Tienen el eje de transmisión en forma vertical. Se ubican directamente sobre el punto de captación por lo que su aplicación se enfoca más en impulsiones de pozos profundos. Estos equipos son muy versátiles, capaces de trabajar en amplio rango de velocidades, aunque son muy ruidosos y exigen verticalidad precisa para su instalación. Aunque el costo de instalación es menor que el de una bomba centrífuga horizontal, los costos y exigencias de operación y mantenimiento son mayores.

- c. **Bombas sumergibles:** Tienen la bomba y el motor acoplados compactamente, de manera que ambos trabajan sumergidos en el punto de captación, por lo que son empleados principalmente en pozos muy profundos. Su principal desventaja es su baja eficiencia por lo que su costo de operación es elevado debido al alto consumo de energía. El mantenimiento también se ve complicado por la dificultad de acceso al equipo.

2.1.3. Sistema intradomiciliario:

Comprende el sistema de distribución desde el punto de acopio fuera del domicilio hacia las instalaciones domiciliarias internas. Este tramo escapa del alcance de este trabajo y no será cubierto.

2.2. Distribución de agua potable sin automatizar:

Como en sus principios, un sistema de distribución de agua sin automatizar si bien puede operar, padece de un rendimiento y utilización de recursos ineficiente, manteniendo las funciones de seguridad a un nivel limitado. Por otra parte, no es posible un monitoreo remoto y mucho menos una operación a distancia como se requiere actualmente. Para clarificarlo, el funcionamiento es disgregado por partes:

- **Bombeo:** Puesto que no existe un sistema de control para el encendido de bombas, estas son activadas manualmente por el operador, quien deberá tomar decisiones de comando en base a información de niveles, caudales, demandas y horarios. El inherente agotamiento del trabajo repetitivo puede provocar errores en el operario involucrando pérdidas de dinero o contribuyendo al deterioro del sistema en general por malas maniobras. Además, demandaría esfuerzo dedicado y no sostenible el calcular el ciclo de trabajo óptimo de las bombas en función de la demanda y disponibilidad del agua.

En un nivel intermedio se encuentra el accionamiento horario con relés temporizados, aunque no se toma en cuenta los niveles de las estaciones ni la demanda de agua instantáneos y, por tanto, no se recomienda a menos se asegure un abastecimiento continuo y uniforme del agua, así como un consumo promedio sin variaciones considerables.

- **Operaciones seguras:** Involucra las medidas tomadas para asegurar que las maniobras realizadas no atenten contra la integridad de la persona que lo realiza, ni contra el equipo maniobrado. Un sistema no automatizado, generalmente limita las

operaciones sólo a situaciones extremas en las que el funcionamiento de la bomba es bloqueado, ni siendo posible establecer niveles de alarma a los cuales se alerte de un mal funcionamiento y asignar un tiempo pertinente para el levantamiento de las condiciones anormales mediante maniobras oportunas, evitando detener el bombeo vanamente. Sin embargo, las alertas de situaciones eléctricas anormales e inseguras para el operador como fuga a tierra, por ejemplo, sí pueden ser generadas y en condiciones intolerables, detener el bombeo.

- **Salvaguardo del equipo en contra de ladrones:** Este es un tema delicado en tanto que la mayoría de equipos en un sistema de bombeo son costosos. En un sistema no automatizado, la seguridad se limita a cámaras de vigilancia, detectores de presencia ubicados estratégicamente y sirenas. Si bien en muchos casos es una solución adecuada, en otras resulta insuficiente haciéndose necesario la toma de acciones como reportes o llamadas de alertas, registro de eventos (fecha y hora) entre otras.

Además, las malas maniobras también representan peligro. Al respecto, el sistema no podrá discernir entre las personas capaces de desactivar la alarma de intrusión, cuales son las que además, están capacitadas para accionar las bombas, cambiar parámetros de trabajo, corregir alarmas, y en general, cualquier acción que demande conocimientos previos y capacitación oportuna. Este es un riesgo potencial para la vida útil de los equipos y para el funcionamiento del sistema en general.

- **Monitoreo y comando remoto:** En diversas aplicaciones, por la accesibilidad de la estación de bombeo, por la urgencia en la operación u otra razón, es necesaria la operación remota y el monitoreo de los estados de trabajo. Una planta sin automatización es capaz de hacerlo aunque de manera limitada. La operación remota de las bombas puede realizarse con cableado duro hacia los puntos de mando, pero es necesario disponer de los datos hidráulicos y de alarmas

(monitoreo) para hacerlo de manera segura. Los valores pueden ser obtenidos con la comunicación con alguien ubicado en el reservorio comandado, con lo que, el mando remoto resulta generalmente innecesario. La segunda solución consiste en cablear repetidores de las señales de los transmisores aunque esto limita la distancia a menos de 100m si se trata de señales de 4 a 20mA. Si los transmisores disponen de módulos de comunicación, las distancias pueden extenderse a algunos kilómetros inclusive, dependiendo del protocolo y el hardware utilizado. Considerando el beneficio puntual logrado con esta inversión, muchas empresas optan por disponer de un operador permanente en cada estación con los que mantienen constante comunicación a modo de monitoreo.

Por tanto, el comando remoto de bombas, resulta generalmente impráctico y los costos iniciales para su implementación no son compensados por los beneficios obtenidos.

- **Diagnóstico:** El diagnóstico para toma de decisiones oportunas para el comando y mantenimiento, está limitado a los datos que puedan ser obtenidos; como se explica en el apartado anterior. La función de diagnóstico está relacionada directamente con el monitoreo, donde la información es centralizada en un punto, y se toman acciones de acuerdo a ella. La toma de acciones, en este caso envuelve el mando remoto, y por tanto, las restricciones anteriores aplican. El diagnóstico está limitado a las variables que puedan ser enviadas, y a las acciones que puedan ser realizadas remotamente. La creación de reportes o tendencias, es muy limitada y demanda de hardware adicional dedicado.

2.3. Beneficios de la automatización del sistema:

El apartado anterior puso en evidencia las carencias o limitaciones de una planta sin automatizar. En diferentes aplicaciones o casos, esto es aceptable, talvez porque es una planta pequeña cuya producción no compensa la inversión para la automatización, o porque la parada de esa planta no significa pérdidas significativas de dinero.

No obstante, para la mayoría de las aplicaciones, y en especial, para una planta de distribución de agua potable (puesto que el mal funcionamiento del mismo involucra directamente a la población), es necesario un nivel de control y automatización para hacer posible el monitoreo de las variables y el comando remoto de los actuadores. Las ventajas no terminan aquí. Las funciones adicionales como registros, alarmas, diagnóstico, ahorro de energía, control horario, protecciones, etc., generalmente están incluidas como bloques sencillos de programar y que además, reutilizan el hardware instalado. En particular, los beneficios de la automatización del sistema de distribución de agua pueden agruparse en funcionales y de seguridad.

- **Funcionales:** Los mínimos necesarios para el correcto funcionamiento de la planta:
 - a. **Control:** El comando de los actuadores, en este caso bombas, es gobernado en función de las mediciones de los valores instantáneos de nivel, caudal, demanda, presiones, o la variable que el cliente disponga. El comando es independiente del operador y maneja diversas variables a la vez, priorizando algunas por seguridad o condiciones de trabajo establecidas por el cliente.
 - b. **Monitoreo y comando remoto:** Es posible disponer de las variables remotamente en el centro de control, en este caso La Atarjea, de manera sencilla utilizando el protocolo adecuado. Los operadores del centro de control, supervisan las bombas, válvulas, los valores de las variables más importantes y el estado de las alarmas, que además pueden ser almacenados en los computadores para la generación de reportes y tendencias, aprovechando el hardware instalado. El sistema ubicado en el centro de control se conoce como SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*).

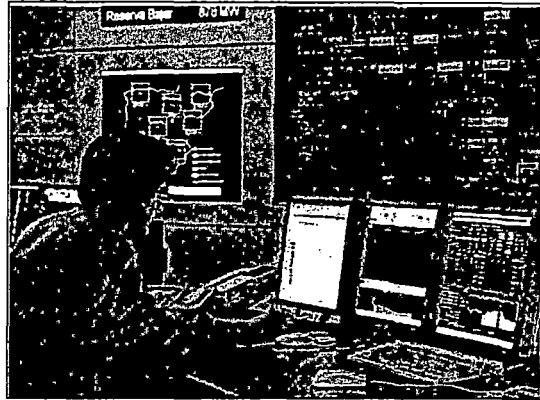


Figura 2.8: Monitoreo remoto de las variables mediante SCADA en una sala de control.

Al respecto, es posible integrar diferentes marcas en el SCADA, mediante el OPC (*OLE for Process Control*), eliminando la necesidad de drives, de conversiones tediosas de protocolos, o peor aún, de la obligación a utilizar sólo una marca. Además, el monitoreo y comando remotos no se limitan al SCADA del centro de control, sino que pueden ser incorporados dentro de la planta en uno o más reservorios estratégicos, ya sea por su capacidad o ubicación. Esto permite comandar las bombas de un reservorio, estando en otro. Para esto, evidentemente, es necesario disponer de la información pertinente referida al reservorio comandado como alarmas y valores de niveles, comunicando los controladores respectivos con el protocolo industrial más adecuado para el caso en particular.

Por último, el comando remoto también hace posible la variación remota de parámetros de operación de los instrumentos ubicados en campo (los instrumentos deben contar con esa opción), función limitada al SCADA con los permisos respectivos.

- c. **De ahorro energético:** El ahorro energético para sistemas de distribución de agua puede ser aprovechado con un consecuente ahorro de dinero. Para lograrlo se establecen condiciones para limitar el funcionamiento de las bombas

a lo necesario, o para que la mayor parte de este funcionamiento se realice durante horas en las que el costo de la energía no es tan elevado (hora punta). Evitar desperdicios de agua por rebose mediante el control es un ahorro indiscutible y nada despreciable, tomando en cuenta la capacidad de estas bombas y que algunos reservorios no cuentan con el sistema de retorno de rebose. El establecimiento de horarios para el funcionamiento también forma parte de esta función, puesto que limita el abastecimiento a horarios establecidos y obliga tácitamente a la población al ahorro. Esto es muy común en zonas rurales o en zonas en desarrollo como asentamientos humanos, cuya facturación de consumo está basada en tarifas planas.

- d. **Mantenimiento:** Esta funcionalidad en modo manual es inherente al monitoreo, puesto que el operador comprueba permanentemente situaciones de trabajo derivadas de desgaste o fallas de equipos y dispone acciones para el mantenimiento correctivo. De manera automática, el sistema opcionalmente incorpora funciones de mantenimiento correctivo, preventivo e incluso proactivo, este último mediante un software especial, vendido generalmente como adicional para el SCADA. A nivel de controladores, se implementan rutinas que en base a lectura de parámetros de funcionamiento, alertan que un mantenimiento debe realizarse próximamente (preventivo) o si la falla ya ocurrió, el cambio o reparación del equipo debe ser realizado de inmediato (correctivo). Algunos equipos incluyen indicadores que alertan la necesidad de mantenimiento pronto. Estas señales al ser integradas al controlador son enviadas al centro de control. Si no se disponen de estas funciones de alerta, se suelen establecer condiciones de desgaste, malfuncionamiento, o tiempo de operación sin mantenimiento, por ejemplo, para generar el aviso respectivo al operador y al centro de control.

- e. **Versatilidad:** La cantidad de funciones que pueden disponerse en un sistema automatizado es muy grande y dependen de la aplicación y requerimientos particulares del usuario, basados en sus necesidades y experiencias previas. Algunas funciones básicas como tendencias, alarmas, contraseñas, tendencias, reporte y seguridad están incluidas por defecto en el software básico del SCADA, mientras que otras más especializadas o menos comunes como mantenimiento se venden como paquetes adicionales, utilizando los recursos de manera eficiente y necesaria. En la estación de bombeo pueden incluirse señales adicionales de manera sencilla y sólo limitados por la capacidad del procesador, lo que significa que un sistema automatizado, es además de fácil extensión.
- **De seguridad:** La seguridad incluye maniobras seguras para el operador y los equipos, y el control de acceso en contra de ladrones.
 - a. **Seguridad en las operaciones:** Para la operación de bombas es necesario cumplir con ciertos requerimientos hidráulicos para no comprometer su correcto funcionamiento. Mediante el programa de aplicación es posible incluir de manera sencilla, funciones de seguridad para la operación, generar alarmas en estados de alerta y, en condiciones intolerables, detener el funcionamiento. Estas condiciones se conocen como enclavamientos y no permiten la operación hasta que la condición de peligro desaparezca. Ejemplos de enclavamientos para el funcionamiento de una bomba, son el arranque en vacío y el rotor bloqueado. Los enclavamientos dependen de la aplicación y son definidos por el cliente.

En cuanto a la seguridad para el operador, es posible incluir funciones de maniobras seguras para alertar en caso de fugas a tierra, pérdida de aislamiento, temperaturas altas en el motor, etc. Es posible añadir cualquier

condición para impedir la maniobra en situaciones que atenten contra la integridad del operador.

Además es posible establecer niveles de operación, para impedir que personas no autorizadas manipulen los equipos o varíen condiciones de trabajo. Para acceder a los niveles es necesario conocer las contraseñas. Los niveles de operación aplican en el SCADA y en las estaciones. Para el SCADA, el primer nivel permite sólo la visualización de los estados de las estaciones monitoreadas, y conforme se incrementa el nivel, se obtienen privilegios para cambios de parámetros y variaciones en la lógica de control.

En cuanto a los niveles de seguridad en las estaciones, el primer nivel, generalmente corresponde a las personas autorizadas al ingreso sin posibilidad de comando alguno, estado corroborado con el ingreso de la contraseña respectiva. Conforme aumentan el nivel, es posible comandar los actuadores y cambiar parámetros de operación como niveles de alarmas y disparos u horarios de funcionamiento. Algunas funciones de seguridad extra incluyen la protección contra incendios, para lo que se instalan detectores de humo y sistemas rociadores. Esta alarma puede ser enviada al centro de control, donde se tomarán las medidas apropiadas. En general, es posible incluir todas las funciones de seguridad que el usuario necesite con el hardware para la detección respectiva. Bastará que los detectores de situaciones inseguras cuenten con alguna señal de salida, (tipo contacto seco o señal analógica, dependiendo del caso) que sea integrada al sistema de control local en la estación y esta podrá ser monitoreada remotamente desde el centro de control, mientras que localmente se toman las medidas necesarias.

- b. Seguridad contra intrusión:** Es posible incluir funciones de seguridad para prevenir robos o atentados contra el patrimonio. Con el hardware adecuado puede detectarse la presencia de personas no autorizadas y enviar reportes o

generarse alarmas como el sonido de sirenas. Es posible también mantener las estaciones vigiladas en tiempo real con cámaras de seguridad y un sistema de comunicaciones robusto que soporte el envío de imágenes hacia el centro de control. Además, cada evento es registrado para investigaciones posteriores.

Estas entre otras funcionalidades dependientes de la aplicación hacen de la automatización una alternativa atractiva para la industria.

CAPÍTULO III

PRESENTACIÓN DE LA PLANTA: LA PAMPA

Este capítulo presenta la planta instalada y sus requerimientos funcionales. La Pampa es una planta de distribución de agua potable existente, que debe asegurar el abastecimiento continuo de agua a la población mediante la implementación de un sistema de automatización. La solución debe incorporar todos los parámetros de diseño que aseguren la más alta disponibilidad del sistema, para lo que se especifican los puntos de partida de las soluciones eléctricas, de control y de comunicación, se delimitan los criterios para la selección de equipos y se resumen, en buena parte, las necesidades para el abastecimiento efectivo. Además, se incluyen las especificaciones técnicas de los elementos cuya selección no es parte de este trabajo, como las bombas.

El nombre de la planta, La Pampa, corresponde a la adaptación del nombre real con el fin de proteger información confidencial. Esta se ubica en el distrito limeño Puente Piedra.

3.1. Arquitectura hidráulica:

Este apartado cubre la distribución del agua en el sistema La Pampa, especificando el camino y la forma con la que esta es abastecida al usuario final. Para esto, se indica la disposición de los reservorios y los equipos principales que se encuentran en ellos.

3.1.1. Reservorios:

La figura 3.1 muestra la vista exterior de dos de los reservorios de la planta.

El de la vista principal es el reservorio RPA-1 y el del fondo; el RPA-2. La foto fue

tomada desde el reservorio RPA-4. En la figura 3.2 se observa la arquitectura hidráulica, esto es, la disposición de las estaciones de bombeo y la circulación del agua. El sistema hidráulico se resume en seis estaciones y una cisterna, divididos en tres zonas de abastecimiento (zona 1, zona 2 y zona 3). De las seis estaciones, tres son de bombeo y tres de suministro directo por gravedad. Como se observa, el agua ingresa por gravedad a la cisterna CR1 (denominaciones dadas por la empresa proveedora del servicio).

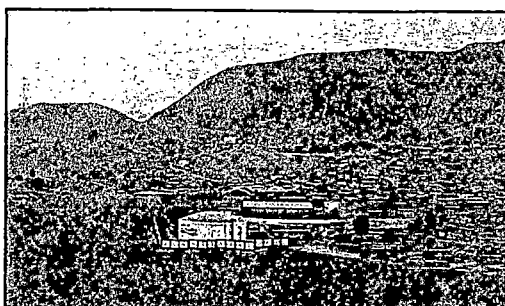


Figura 3.1: Vista exterior: RPA-1 (delante) y RPA-2 (fondo).

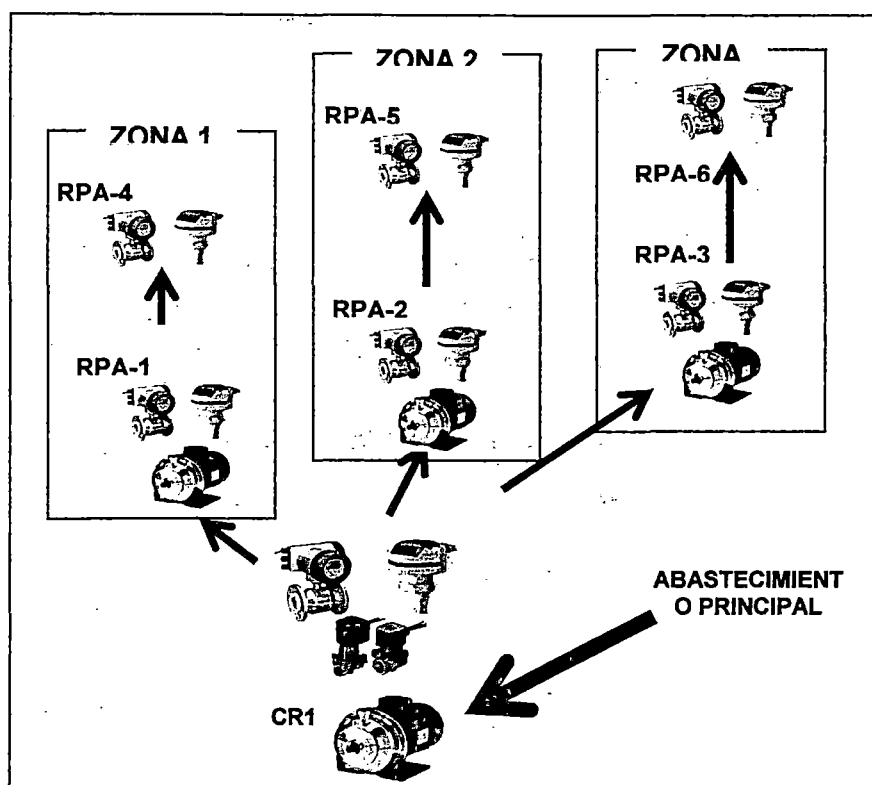
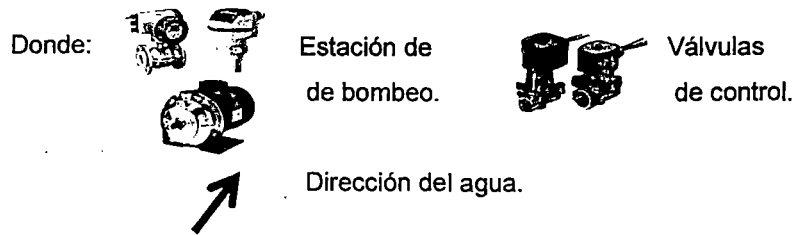


Figura 3.2: Arquitectura hidráulica del sistema La Pampa.



Las distancias entre estaciones y sus capacidades volumétricas se observan en la figura 3.3 y son datos importantes para dimensionar tuberías, bombas, válvulas, accesorios y para seleccionar el sistema de comunicación entre estaciones. Las distancias se obtienen de la medición en línea recta entre reservorios, y por tanto, es la más corta entre ellas.

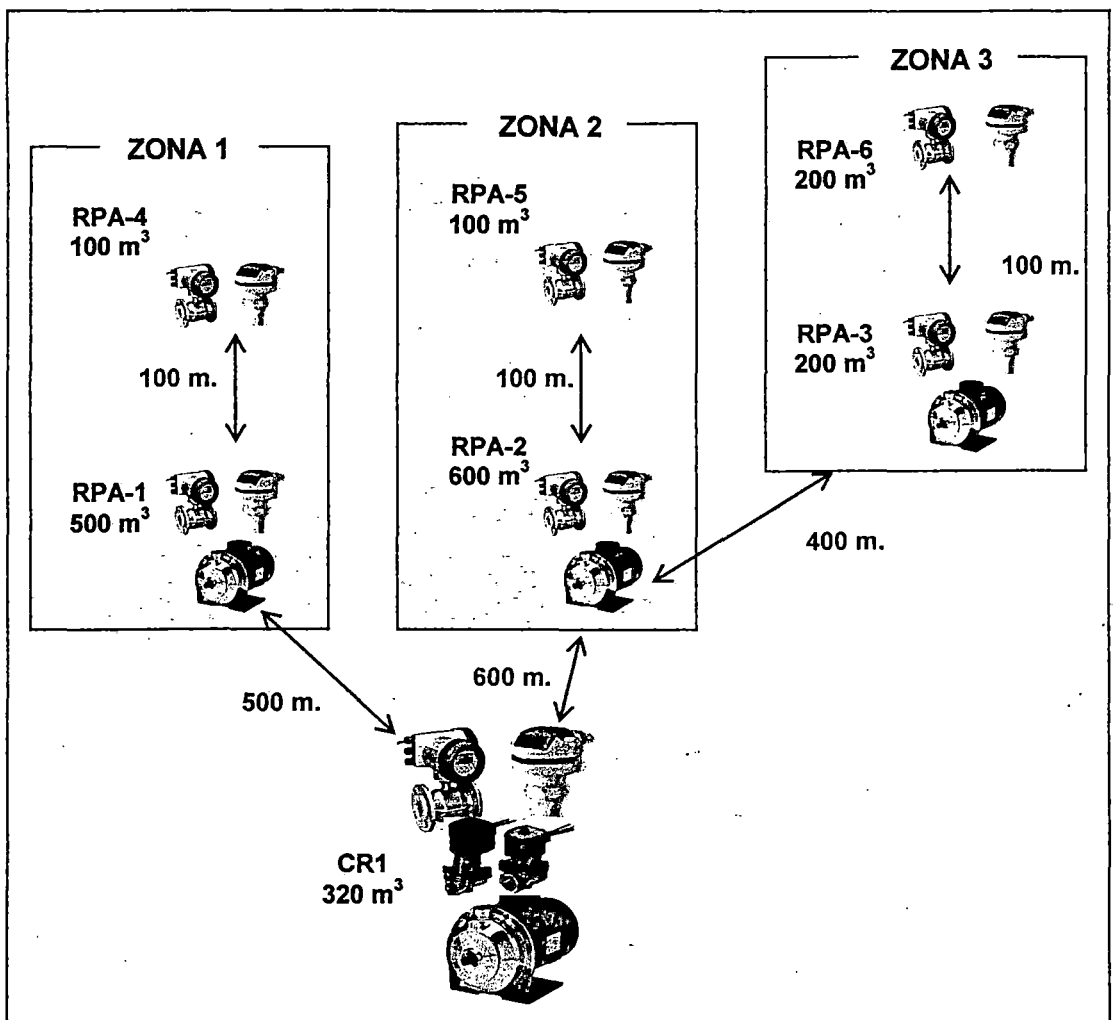


Figura 3.3: Distancia punto a punto entre estaciones.

Los datos reales de distancias entre estaciones para el tendido de cable, se muestra en la figura 3.4. Para la comunicación, el método utilizado depende de la distancia. Por ejemplo, si se utilizan antenas, las distancias son las mostradas en la figura 3.3, por ser distancias punto a punto. Si se utiliza un protocolo con cableado, han de utilizarse las distancias de la figura 3.4.

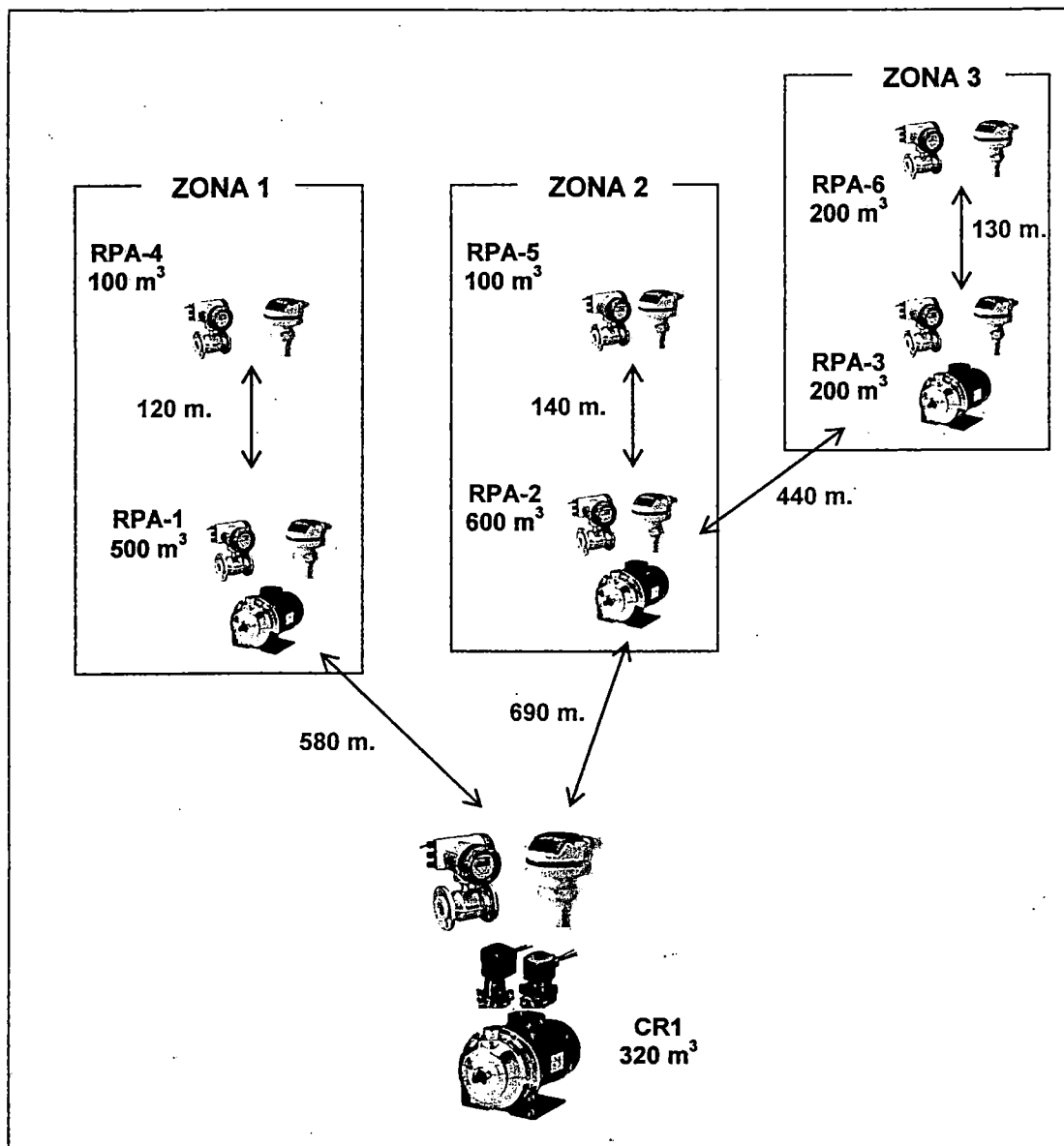


Figura 3.4: Distancia de cableado entre estaciones.

Además de las distancias entre las estaciones, son importantes los datos de alturas de trabajo de cada una. La tabla 3.1, muestra estos datos y la figura 3.5 muestra su significado.

Tabla 3.1: Alturas de trabajo de las estaciones.

RESERVORIO	Datos.		
	A (SALIDA)	B (REBOSE)	C (CUPULA)
	m	m	m
CR-1	0.10	2.40	3.00
RPA-1	0.43	5.70	8.55
RPA-2	0.37	6.03	8.91
RPA-3	0.37	3.08	5.20
RPA-4	0.21	3.69	5.30
RPA-5	0.22	3.33	4.98
RPA-6	0.22	3.33	1.98

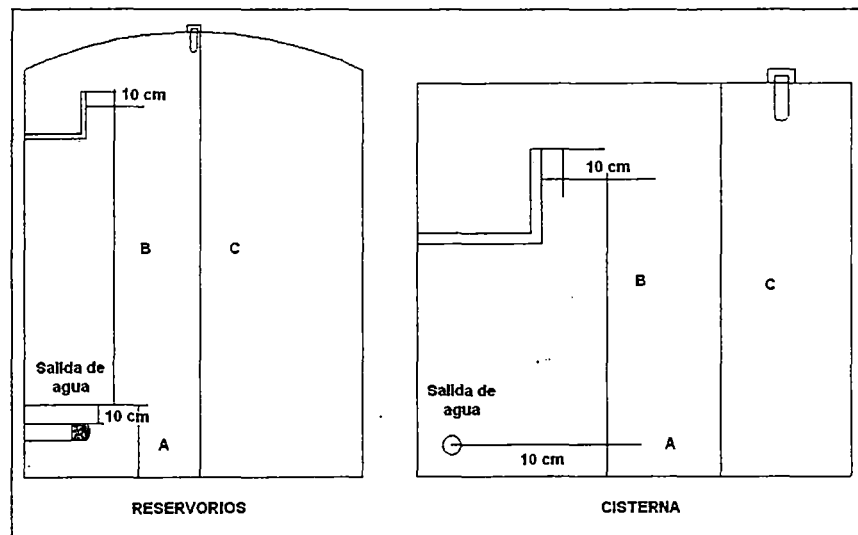


Figura 3.5: Niveles de trabajo para los reservorios y la cisterna.

3.1.2. Bombas:

Las bombas utilizadas en todas las estaciones de bombeo son centrífugas y accionadas por motores de inducción asíncronos. La selección de las bombas por estación responde a estudios y cálculos basados en las condiciones hidráulicas, mecánicas y eléctricas, y sus características se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2: Características eléctricas de las bombas por estación.

Bombas	Potencia (HP)	Voltaje (V)	Frecuencia (hz)	Corriente Nominal (A)	Fase	Factor Servicio
<i>Cisterna Línea 1*</i>	60	440	60	66.2	3Φ	1.15
<i>Cisterna Línea 2</i>	50	440	60	54.3	3Φ	1.15
<i>Reservorio 1</i>	5	220	60	13.1	3Φ	1.15
<i>Reservorio 2* Línea 1</i>	10	220	60	25.7	3Φ	1.15
<i>Reservorio 2 Línea 2</i>	6	220	60	15.8	3Φ	1.15
<i>Reservorio 3</i>	6	220	60	15.8	3Φ	1.15
* Cuentan con dos bombas						

La selección de las bombas no es alcance del presente trabajo y se utilizan como datos para los diseños posteriores. Sólo para el caso de las bombas de la cisterna, por la potencia que tienen, se hace necesario el uso de una válvula de control de bomba. Como se menciona en el capítulo 2, estas válvulas abren lentamente durante el arranque de la bomba. Al enviar la señal de apagado del sistema de control, son las válvulas las que cierran lentamente y mediante el interruptor de posición graduable que tienen, indican el momento apropiado para el envío efectivo de comando apagado hacia el sistema de accionamiento de la bomba.

3.2. Arquitectura eléctrica:

Aquí se cubren los datos eléctricos de distribución eléctrica hacia la planta, es decir, voltaje, corriente y capacidad de ruptura. Los requerimientos de protección y accionamiento también es parte de este apartado.

3.2.1. Accionamiento de bombas:

En el apartado 3.1 se enlistaron las características eléctricas de las bombas utilizadas. Como se menciona allí, las bombas son centrífugas y accionadas por motores de inducción asíncronos. Puesto que la aplicación es de bombeo de agua, las características de arranque y parada de las bombas debe ser prevista para ser lo más suave posible, y evitar el golpe de ariete ocasionado por altas presiones de agua en las tuberías (lo que ocurre ante paradas bruscas de las bombas, por ejemplo). En el capítulo 3 se describen los métodos de arranque más conocidos de motores de inducción, y se comparan sus características para elegir el más adecuado para esta aplicación.

3.2.2. Tablero de fuerza:

Independiente del método de arranque elegido, el tablero de fuerza contiene el hardware necesario y tiene una serie de requerimientos (especificados por el cliente) para su funcionamiento, y que son:

- **Protección:** Incluye las necesidades especificadas por el cliente para la protección de los equipos de fuerza, del motor y del operador. Las protecciones eléctricas para los equipos y el motor deben incluir sobrecarga, cortocircuito, rotor bloqueado, sobretemperatura en los devanados del motor, pérdida de fase en línea, pérdida de fase en el motor y falla a tierra.

Por su parte, la protección al operador consiste en limitar su acceso al sistema funcionando, es decir, es una condición de parada el que el tablero de fuerza haya sido abierto durante funcionamiento. Sin embargo,

puesto que la entrada general en la mayoría de los casos se mantiene viva, se exige la protección contra el contacto involuntario del operador, mediante un dispositivo físico que lo impida. Los trabajos de mantenimiento deben ser coordinados para la programación de la parada del sistema de bombeo, es decir, no existen circunstancias imprevistas bajo las cuales el operador se vea en la necesidad de abrir el tablero de fuerza.

Para la protección del tablero contra el ingreso de polvo y agua, existe un estándar, reconocido por la norma IEC60529, que consiste en el prefijo IP (*Ingress Protection*) seguido de dos dígitos. El primer dígito, conocido también como primera cifra característica, indica la protección contra el ingreso de sólidos, y varía de 0 a 6, de acuerdo a la tabla 3.3:

Tabla 3.3: Niveles de protección IP: Primera cifra característica.

Primer Dígito	Significado
0	Sin protección.
1	Protegido del ingreso de sólidos de tamaño mayor a 50mm.
2	Protegido del ingreso de sólidos de tamaño mayor a 12mm.
3	Protegido del ingreso de sólidos de tamaño mayor a 2.5mm.
4	Protegido del ingreso de sólidos de tamaño mayor a 1mm.
5	Entrada limitada de polvo.
6	Totalmente protegido contra el polvo.

El segundo dígito o segunda cifra característica, indica la protección contra el ingreso de agua y varía de 0 a 8, como se muestra en la tabla 3.4.

Puesto que los tableros se encuentran en salas de control techadas y sin posibilidad de contacto con el agua del reservorio, el grado de protección suficiente es de IP54, asegurando protección limitada contra el

ingreso de polvo y protección contra el rociado directo en cualquier inclinación.

Por último, un dato utilizado en la selección de equipos es el de la capacidad de cortocircuito de la línea de entrada. Este es un valor determinado por las características de los equipos de distribución eléctrica y se muestran en la tabla 3.5 para su utilización posterior. Sólo se necesitan para las estaciones de bombeo.

Tabla 3.4: Niveles de protección IP: Segunda cifra característica.

Segundo Dígito	Significado
0	Sin protección.
1	Protegido contra la caída vertical del agua.
2	Protegido contra el rociado directo de agua con inclinación de hasta 15° con respecto de la vertical.
3	Protegido contra el rociado directo de agua con inclinación de hasta 60° con respecto de la vertical.
4	Protegido contra el rociado directo de agua en todas las inclinaciones. Entrada limitada.
5	Protegido contra chorros de agua a baja presión de todas las direcciones - entrada limitada permitida.
6	Protegido contra fuertes chorros de agua de todas las direcciones - entrada limitada permitida.
7	Protegido contra los efectos de la inmersión por cortos periodos de inmersión.
8	Protegido contra los efectos de la inmersión continua.

Tabla 3.5: Corriente de cortocircuito de las estaciones.

Estación	Icc Línea (kA)
<i>Cisterna</i>	20kA @ 440Vac
<i>Reservorio 1</i>	25kA @ 220Vac
<i>Reservorio 2</i>	25kA @ 220Vac
<i>Reservorio 3</i>	25kA @ 220Vac

- **Monitoreo de variables eléctricas:** Por la experiencia y necesidades del cliente, se tiene una lista de variables eléctricas que deben ser monitoreadas local (con un analizador de redes) y remotamente, que son:
 1. Corriente de entrada por línea: Este dato es necesario para verificar que la operación se encuentra dentro de los límites permitidos por los equipos y es al menos de la capacidad mínima ofrecida por el proveedor. Además, muestra el desbalance entre líneas.
 2. Voltaje de entrada entre líneas: Para asegurar el trabajo adecuado de los equipos, como niveles máximos y mínimos permisibles. El nivel máximo no debe superar el valor de aislamiento de los cables.
 3. Potencia activa total consumida: Muestra el consumo de potencia que ha sido aprovechada por sistema. Utilizada para tarificación de energía.
 4. Factor de potencia de salida: Para verificar la utilización eficiente de la energía y la no violación de las normas legales vigentes.
 5. THD de voltaje en la línea de entrada: El THD (*Total Harmonic Distortion*) muestra el efecto de los armónicos devueltos a la línea y generados por los equipos. Este no debe exceder el 5% para sistemas de baja tensión, según NTCSE (ver anexo).
 6. El analizador de redes, deberá como mínimo, mostrar las señales listadas.
 7. La cisterna recopila todas las variables eléctricas, las publica en su panel de operador y las transmite al centro de control. Los reservorios no mostrarán en el panel de operador las variables eléctricas, puesto que estas están disponibles localmente en el analizador.

- **Señalización:** La señalización requerida consta de:
 1. Señalización luminosa indicador de FUNCIONAMIENTO: El motor se encuentra operando en condiciones normales. Color VERDE.

2. Señalización luminosa indicador de PARADA: El motor esta o ha sido detenido: Color AMBAR.
3. Señalización luminosa indicador de FALLA: Ha existido un problema durante el funcionamiento del motor. Falla de cualquier equipo. Color ROJO.

Para las señalizaciones deben utilizarse lámparas tipo LED de 22mm.

3.2.3. Sistemas auxiliares:

Los sistemas auxiliares consisten en todos los circuitos eléctricos que no se utilizan directamente en el funcionamiento del sistema, es decir, que no forman parte ni de la etapa de fuerza ni de la etapa de control. Los sistemas auxiliares están conformados por los circuitos de iluminación, de tomacorrientes, de calefacción o ventilación, de sirenas, etc.

Esta aplicación en particular cuenta con circuitos auxiliares de iluminación, tomacorrientes y de sirena. Puesto que todas las estaciones tienen la misma configuración para los circuitos auxiliares, se menciona sólo el diseño para una estación y se extiende para el resto. La tabla 3.6 muestra las características eléctricas de los circuitos mencionados:

Tabla 3.6: Características de los circuitos de sistemas auxiliares.

Circuito	Voltaje (V)	Corriente (A)	Fase
Iluminación IL	220	2	1Ø
Tomacorriente ITC	220	10	1Ø
Sirena ISR	220	2	1Ø
Reserva IRV	220	6	1Ø

Además debe considerarse un punto de distribución de reserva de 6A. Para el interruptor principal y de distribución considerar una reserva de 10% y 20% respectivamente.

3.3. Arquitectura de control:

Incluye los requerimientos lógicos para el control de la planta y envuelve las condiciones de operación y respuesta ante eventos basados en mediciones de diferentes variables de campo, indispensables para el control y el monitoreo remoto. Además se mencionan las características que debe de cumplir el tablero de control, incluido el tema de autonomía.

3.3.1. Requerimientos de funcionamiento:

Según los requerimientos explícitos del cliente, el sistema debe cumplir con la siguiente lógica de funcionamiento: Existen dos tipos de estaciones, las de suministro por bombeo y por gravedad. Las primeras utilizan la línea de bombeo para entregar agua a las segundas, pero además, entregan agua a la población por gravedad. El segundo tipo suministra a la población sólo por gravedad. Para explicar la lógica, se utiliza la nomenclatura reservorio fuente al reservorio que entrega agua, y reservorio receptor al que la recibe.

- **Modos de funcionamiento:** El accionamiento de las bombas puede ser manual o automático. El modo manual puede ser además, local o remoto. El modo local es el comando realizado por el operador desde la misma estación en la que se encuentra la bomba, mientras que el modo remoto es la operación de la bomba comandada desde la cisterna o desde el centro de control de La Atarjea. Así, cualquier bomba puede ser comandada desde la cisterna* donde además se observan los valores de las variables medidas en cada estación.

* La cisterna sólo tiene modo remoto desde La Atarjea.

Debe tenerse especial cuidado durante el cambio de LOCAL a REMOTO o viceversa, puesto que el estado de la(s) bomba(s) inicia como apagado para la lógica de control.

Se propuso un sistema de memoria para mantener el estado de las bombas durante el cambio, pero se descartó por condiciones de trabajo pre-establecidas. El modo automático responde a una lógica almacenada en la memoria del controlador, como consecuencia de la lectura de algunas variables de campo.

Enclavamientos: Son las condiciones bajo las cuales las bombas no encenderán o serán apagadas, y para esta aplicación son:

1. Nivel reservorio fuente por debajo de lo mínimo permitido.
2. Nivel reservorio receptor por encima de lo máximo permitido.
3. Falla en el motor de la bomba, proveniente del sistema de fuerza.
4. Señal de mantenimiento de la bomba, proveniente del sistema de fuerza.
5. Confirmación de arranque no recibida, después de 40 segundos (especificación del cliente) de activar el comando de encendido de la bomba. Esta señal proviene del sistema de fuerza.
6. Pérdida de comunicación entre reservorio fuente y receptor por más de 5 minutos ininterrumpidos.
7. Parada de emergencia.

Condiciones de trabajo: Las bombas se accionan si:

1. Nivel reservorio receptor está por debajo de lo mínimo permitido, en modo automático.
2. Comando ARRANQUE en manual local.
3. Comando ARRANQUE en manual remoto.

Condiciones de seguridad: Para asegurar la integridad de los equipos de sabotajes o robos está instalado en cada reservorio (excepto en los finales) y en la cisterna, un detector de presencia, cuya señal es continuamente monitoreada y con la cual se verifican condiciones de seguridad, que son:

1. Cada estación cuenta con dos niveles de seguridad cuyo acceso se logra mediante contraseñas. El Nivel 1, de autorización de ingreso, se utiliza sólo para el ingreso a la estación de alguien autorizado para funciones de limpieza o mantenimiento de las instalaciones. El Nivel 2, de operador permite el comando de actuadores y variación de horarios de funcionamiento y, en general, cualquier variación del funcionamiento de la planta. Naturalmente los permisos del nivel 2 incluyen a los de nivel 1.
2. El ingreso de la contraseña es local mediante el panel de procesos, a excepción de los reservorios finales en los que se ingresa la contraseña en el panel de operador del reservorio fuente.
3. La sirena será activada luego de cuatro minutos de que el intruso sea detectado si este no ha ingresado correctamente la contraseña.
4. La sirena es apagada cuando la contraseña se ingresa correctamente.
5. La sirena puede ser apagada remotamente desde el centro de control, ingresando la contraseña respectiva.
6. La alarma se activa nuevamente desde el panel de operador, y se espera un minuto antes de dar paso a la señal del detector de presencia (para que el operador salga del reservorio).
7. En caso el operador olvide activar la alarma, se esperan sesenta minutos ininterrumpidos sin recibir señal del detector de presencia para activarla automáticamente. Esta condición se implementa en el panel de operador, por lo que no se considera en la lógica de control.

Condiciones adicionales: El funcionamiento de las bombas, además se condiciona por:

1. Sólo para el caso de las bombas de la cisterna, la señal de apagado comanda el cierre de las válvulas, cuyo interruptor de posición indica el momento adecuado para hacer efectivo el apagado de las bombas. Por seguridad, si transcurridos 40 segundos desde que se envía la señal de apagado, aún no se recibiese la señal del interruptor de posición, se enviará indefectiblemente el comando de apagado. Durante el encendido, la apertura de la válvula es hidráulica, aunque debe enviarse la señal de apertura eléctrica para que no exista contradicción de comandos.
2. Las bombas deben ser comandadas localmente por las botoneras ubicadas en el tablero de fuerza, en caso de existir algún problema con el controlador (como medida de contingencia). La configuración redundante de controladores no es necesaria.
3. El horario de funcionamiento para las bombas de la cisterna es configurado localmente desde el panel de operador o remotamente desde el centro de control.
4. Se debe medir la presión en cada línea de bombeo para conocer las condiciones hidráulicas de funcionamiento.
5. Sólo es necesario el monitoreo local de las variables de caudal, nivel y presión mediante panel de operador, en las estaciones de bombeo. Los datos de los reservorios que suministran agua por gravedad, deben ser observados desde el reservorio fuente respectivo y desde la cisterna.
6. Las entradas digitales deben considerarse como contacto seco y en el caso que sean transistorizadas, ha de hacerse el arreglo eléctrico respectivo.

7. Las salidas digitales serán de tipo contacto seco y soportar al menos 2A a 24Vdc.
8. Las entradas analógicas serán del tipo 4-20mA.
9. Para todos los tipos de señales debe considerarse 20% de reserva.
10. Los equipos de control deben trabajar exclusivamente a 24Vdc, debido al sistema de autonomía (ver apartado 3.3.4).

Esta lógica de funcionamiento define el comportamiento del sistema y es en base al cual se elabora el programa de control.

3.3.2. Instrumentación:

La instrumentación debe ser la necesaria para obtener las variables requeridas para el control y el monitoreo. Por tanto, en base a las condiciones de control, la instrumentación necesaria en todos los reservorios, se compone de un medidor de flujo por línea de salida, sin incluir rebose, un medidor de presión por línea de bombeo y un medidor de nivel para la medición de la altura de agua en cada reservorio y en la cisterna. Estas variables son las necesarias y suficientes para el desarrollo de la aplicación.

Para la selección de los instrumentos, tomar en cuenta:

1. Temperatura ambiente: mínima: 10°C – máxima de 30°C.
2. La altitud de trabajo es a nivel del mar.
3. Las señales deben ser integradas al controlador por cableado duro o por comunicaciones.
4. El grado de protección mínimo es de IP65.
5. La alimentación debe ser de 24Vdc (por la autonomía disponible, ver apartado 3.3.4).
6. No es necesaria la publicación de los valores en los transmisores, aunque estos deben ser mostrados en el panel de operador local.

7. No son necesarias salidas adicionales a los valores de medición. La inclusión de alarmas opcionales provenientes de los medidores, se restringe a la disponibilidad de entradas en el sistema de control local.
8. Por las condiciones particulares de esta aplicación, es posible el cableado duro de las señales de campo. La utilización de un protocolo de campo a este nivel se deja a criterio del diseñador.

Además, en particular los medidores deberán cumplir los requerimientos siguientes:

- **Medidor de Caudal:** Debe tenerse en cuenta:
 1. Unidad de medición en litros por segundo (lps).
 2. De carácter no invasivo de acuerdo a estándares institucionales para el mantenimiento.
 3. Variables medidas: caudal volumétrico instantáneo.
 4. Precisión: máximo 0.5% del rango.
 5. La selección final en cada reservorio se basa en las dimensiones de las tuberías, los tipos de brida y los caudales máximos, mínimos y nominales respectivos.
- **Medidor de Nivel:** Debe tenerse en cuenta:
 1. Unidad de medición en metros.
 2. El valor de B (figura 3.5) menos 5cm es la altura por protección contra rebose.
 3. Precisión: máximo 8mm en todo el rango de medición.
 4. Resolución: máxima 10mm.
 5. De preferencia, con supresión de eco.
- **Medidor de Presión:** Debe tenerse en cuenta:
 1. Unidad de medición, metros de columna de agua (mca).
 2. Lectura de presión manométrica.

3. Precisión máxima de $\pm 1\%$ de full escala.
4. Resolución máxima de $\pm 0.5\%$ de full escala.
5. Presión de sobrecarga: al menos 3 veces full escala.

Las unidades y la resolución pueden ser configuradas en el PLC para ser mostrados al usuario final.

3.3.3. Tablero de Control:

El tablero de control contiene completamente el hardware de control y parte del de comunicación. Las condiciones que debe de cumplir, por requerimiento del cliente son:

1. Activación de luz al abrir la puerta.
2. Las paredes y techos del tablero deben estar aterrados.
3. En caso de ser necesario, incluir ventilación y/o extracción forzada.
4. Grado de protección mínimo IP54.

3.3.4. Sistema de Autonomía:

El sistema de autonomía a 24Vdc permite que ante cortes en la entrada de suministro eléctrico, el sistema de control y comunicaciones se mantenga operativo. El sistema de control generará una alarma indicando condición de *pérdida de alimentación principal*, señal enviada por el sistema de comunicaciones al centro de control. El cargador además, deberá ser capaz de detectar la descarga completa de las baterías solicitando el cambio de las mismas, mediante el envío de una señal tipo contacto seco.

La autonomía de control y comunicaciones debe de ser de al menos 5 horas a plena carga. Superado este tiempo, se pierde comunicación con el centro de control y cualquier función intermedia de control.

La autonomía a nivel de fuerza requiere la instalación de generadores, inversión no considerada dentro del proyecto.

3.4. Arquitectura de comunicaciones:

Aquí se enlistan las condiciones para el monitoreo y comando remoto, como los permisos y restricciones y se mencionan las características de cada nivel de comunicaciones, propios para esta aplicación. Además, se enumeran las variables a ser monitoreadas localmente, desde la cisterna y desde el centro de control de La Atarjea.

3.4.1. Monitoreo y comando remoto:

El comando remoto debe cumplir las siguientes características:

1. El comando remoto para los reservorios de bombeo proviene de la cisterna o del centro de control, la cisterna sólo puede ser comandada remotamente por el centro de control.
2. Las señales de remoto de cada reservorio de bombeo provienen de la cisterna o del centro de control y no pueden ser variadas localmente.
3. La señal de remoto de la cisterna proviene del centro de control y no puede ser variado localmente.
4. El sistema no permite el arranque de bombas ni local ni remotamente, si existe un enclavamiento activado.
5. Para los reservorios, la señal de remoto de la cisterna deshabilita las señales de comando locales y las provenientes del centro de control, hasta que esta sea desactivada. Lo mismo aplica en caso inverso.
6. Para la cisterna, la señal de remoto deshabilita las señales de comando locales.
7. Cada reservorio fuente publica en el panel de operador, los valores actuales de nivel, presión, caudal y alarmas propios y de su(s) reservorio(s) receptor respectivo(s).
8. Cada reservorio envía los valores de las variables eléctricas (listadas en 3.2.2), de las variables de campo, los estados de funcionamiento y las alarmas a su reservorio a la cisterna. Las variables eléctricas de los reservorios no son publicadas localmente.

9. La cisterna envía la información propia y de todos los reservorios al centro de control.

Adicional a las variables, el sistema debe monitorear los estados de alarma y funcionamiento que son:

1. Alarma nivel alto reservorio: Para evitar el rebose.
2. Alarma nivel bajo reservorio: Para indicar poca disponibilidad de agua.
3. Alarma de relé de rebose: Indica que el reservorio esta próximo al rebose.
4. Alarma de intrusión: Indica la presencia de personas no autorizadas en el reservorio.

Adicionalmente, las estaciones de bombeo cuentan con los estados de alarma y funcionamiento:

1. Alarma nivel alto reservorio receptor: Para evitar el rebose.
2. Alarma nivel bajo reservorio receptor: Para indicar poca disponibilidad de agua.
3. Alarma de relé de rebose reservorio receptor: Indica que el reservorio receptor esta próximo al rebose.
4. Alarma arranque bomba: Proviene del sistema de accionamiento, indica problemas durante el arranque del motor de la bomba.
5. Señal de mantenimiento: Proviene del sistema de accionamiento e indica que la bomba está en mantenimiento, y por tanto, no puede ser utilizada.
6. Parada de emergencia: La parada de emergencia del sistema de accionamiento se encuentra activada.

Además de las variables y comandos remotos las comunicaciones deben cumplir con requerimientos como confiabilidad, modularibilidad y estandarización.

Independientemente de los niveles de comunicación, explicados a detalle en el capítulo 6, las comunicaciones deben de cumplir:

1. La velocidad de transmisión para el control entre estaciones será al menos de 1Mbps, con una actualización de datos de al menos 0.5 segundos.
2. El tiempo máximo de actualización de datos en el centro de control es de 2 minutos.
3. El sistema debe ser capaz de soportar al menos un 10% de equipos o variables extra colgado a la red de comunicación, según sea el caso, sobre la base finalmente instalada, para expansiones imprevistas o cambios posteriores necesarios.

Estos son los requerimientos generales del cliente para cada uno de los aspectos cubiertos por el proyecto. Son estos requerimientos los lineamientos necesarios a tomarse en cuenta para el diseño y selección de las soluciones, como se ve en los siguientes capítulos.

CAPÍTULO IV

SOLUCIÓN PROPUESTA: SISTEMA ELÉCTRICO

Este capítulo cubre la parte eléctrica de potencia del sistema, así como los sistemas auxiliares que no envuelven el sistema de control. Se comienza por el arranque de las bombas instaladas, analizando los métodos más conocidos y finalizando con la selección de equipos del tablero de fuerza respectivo. A continuación se describe el sistema de circuitos auxiliares y se seleccionan los equipos necesarios. Puesto que las bombas incluyen motores inductivos o de jaula de ardilla, los métodos de arranque tratados a continuación, hacen referencia a este tipo de motores.

4.1. Selección tipo de arranque de las bombas:

La correcta selección del tipo de arranque para los motores de las bombas es importante para el funcionamiento adecuado del sistema a corto y largo plazo. En general debe tenerse especial cuidado con las condiciones de arranque y parada de las bombas, puesto que en éstas se generan altas presiones que pueden dañar el sistema mecánico instalado. Para una correcta selección se realiza una comparación funcional entre los métodos de arranque comunes.

4.1.1. Tipos de arranque de motores de inducción:

Para escoger el tipo de accionamiento de bombas, se enlista y detalla las características, ventajas y desventajas de los métodos de arranque más utilizados actualmente.

- **Arranque directo:** Es el método de arranque más común disponible en el mercado, puesto que el equipamiento necesario es simple. Consiste en un

contactor principal y un relé térmico o de sobrecarga electrónico, para la protección contra sobrecarga, como se muestra en la figura 4.1:

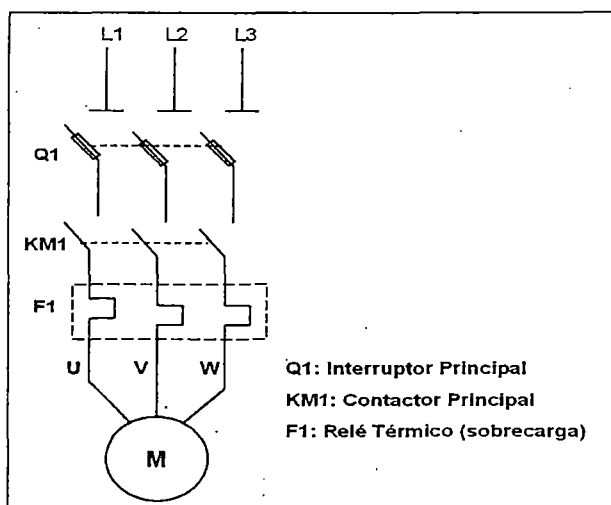


Figura 4.1: Arranque directo: esquema eléctrico.

La mayor desventaja de este método es que genera una corriente de arranque muy alta, comprendida normalmente entre 6 a 8 veces la corriente nominal. Durante este tipo de arranque, el torque de arranque también es muy alto, más alto que lo necesario para la mayoría de las aplicaciones, generando desgaste mecánico en los acoplamientos, en las partes de transmisión de movimiento y en la aplicación (ventilador, compresor, bomba, etc.) La figura 4.2 muestra las curvas corriente – velocidad y torque – velocidad, características de este tipo de arranque.

Por tanto, pese a sus ventajas; sencillez, arranque rápido, bajo costo, elevado par de arranque; este método debe ser utilizado sólo cuando la sobrecorriente generada al arranque no perturbe significativamente la red, cuando se requiera un par de arranque elevado (cargas con altos momentos de inercia, por ejemplo) y sobre todo, cuando no sea necesario un arranque progresivo ni control del torque.

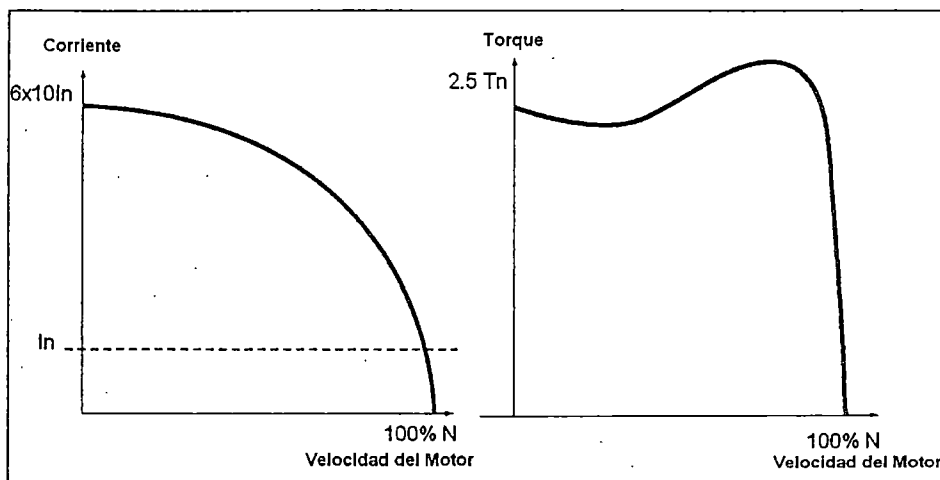


Figura 4.2: Corriente - Velocidad / Torque - Velocidad: arranque directo.

- **Arranque Estrella –Triángulo:** Este método reduce la corriente de arranque a 30% de la corriente generada en un arranque directo, mientras que el torque de arranque es reducido a un 25% del generado en el caso anterior (ver figura 4.3). Sin embargo, genera un transitorio de corriente perjudicial durante la conmutación conexión estrella – conexión triángulo.

Su hardware es sencillo y consiste en tres contactores, un relé térmico y un temporizador para configurar el tiempo en conexión estrella antes de conmutar a conexión triángulo, configuración con la que trabaja en operación normal. Esto requiere que la tensión de red sea la misma que la tensión asignada al motor para la conexión triángulo. Cuando se alcanza aproximadamente el 80 – 85 % de la velocidad nominal del motor, el torque de la carga se iguala al torque del motor (equilibrio de pares) y el motor deja de acelerar. Para alcanzar la velocidad nominal, se conmuta a la conexión triángulo (entre 30 y 50ms después de la apertura del contactor de la conexión estrella, para evitar un cortocircuito) lo que resulta en un pico de corriente de corta duración, generalmente de 2.5 veces la corriente nominal. Para el caso de bombas, esto genera ondas de presión de agua, desgastando tuberías y empalmes. Para evitarlo, sólo aplicaciones con

torque de carga menor que el 50% del torque nominal del motor o con arranque en vacío, deben utilizar este tipo de arranque. Además, durante el apagado de la bomba, este método sólo desconecta la alimentación principal por lo que el motor se detiene rápidamente. El agua bombeada, no obstante, continuará con la misma velocidad por un periodo corto de tiempo, se detendrá y, al regresar, creará grandes presiones en las válvulas, generando altos niveles de esfuerzo mecánico en el sistema.

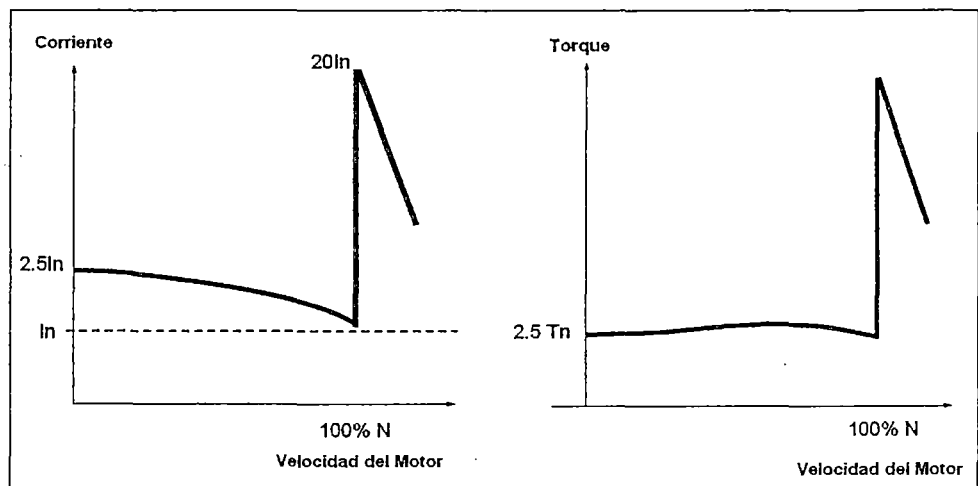


Figura 4.3: Corriente - Velocidad / Torque - Velocidad: arranque estrella - triángulo.

- **Arranque por autotransformador:** Este método está basado en el hecho que la corriente de arranque depende de la tensión aplicada al estator del motor. Para el arranque se conecta el estator del motor a un transformador cuyo voltaje derive en la corriente de arranque deseada y una vez lograda cierta velocidad, el autotransformador entrega el voltaje correspondiente a la tensión nominal del motor.

Si bien este tipo de arranque posee cierto grado de control sobre la corriente y el torque de arranque (ver figura 4.4), en el momento en el que se aplica todo el voltaje, se induce un pico en el torque. A diferencia del

arranque estrella – triángulo, la corriente y el torque de arranque no se ven reducidos a valores fijos, sino que pueden ser variables, regulando la tensión inicial de salida del autotransformador para obtener corrientes de arranque comprendidas entre 40 y 75% del valor nominal. Si la corriente de arranque se redujera demasiado, se generaría un transitorio de corriente y torque elevado durante la aplicación del voltaje nominal, por lo que el valor más común de la tensión secundaria del autotransformador es de 70% de la tensión nominal del motor. La corriente absorbida por el motor en el secundario también se verá reducida en 70%, pero en el primario, por la relación de transformación se obtendrá una corriente de $0.70 \times 0.70 = 0.49 = 49\%$ de la corriente de arranque directo. Puesto que el torque depende del cuadrado de la tensión, también se verá reducida al 49% del valor correspondiente al arranque directo, por lo que este método se utiliza para aplicaciones con cargas reducidas durante el arranque.

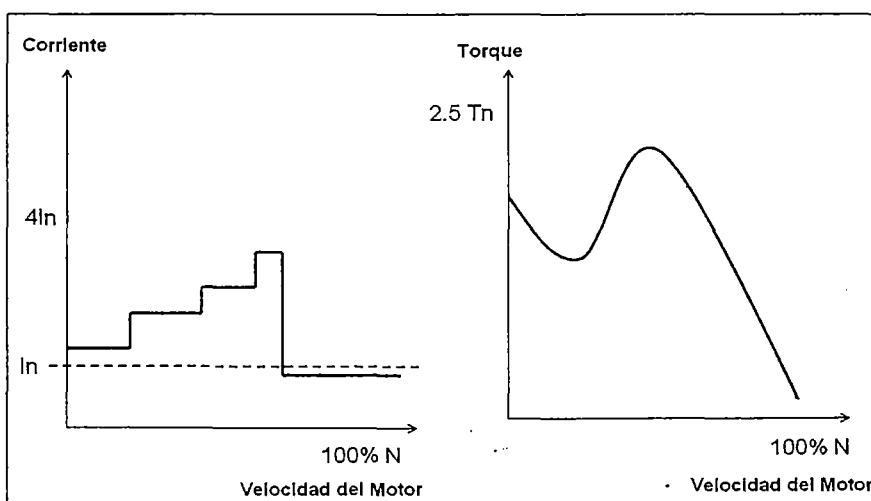


Figura 4.4: Corriente - Velocidad / Torque - Velocidad: arranque con autotransformador.

Además, este método tampoco ofrece control durante la parada del motor y genera paradas bruscas, que para el caso de bombas, no es

adecuado por el desgaste mecánico producido por las altas presiones generadas.

- **Variadores de frecuencia:** Los variadores de frecuencia (figura 4.5) son de tres tipos: voltaje de entrada variable (VVI), entrada de fuente de corriente (CSI) y modulación por ancho de pulso (PWM).

Al permitir un arranque y parada suave, elimina las elevadas corrientes generadas con otros métodos de arranque, reduciendo los esfuerzos mecánicos en los sistemas de transmisión y los eléctricos en los cables e instalación en general. Esto se traduce en un incremento del tiempo de vida de la instalación y un considerable ahorro de dinero.

Un variador de frecuencia consta principalmente de tres partes: un circuito rectificador que convierte AC a DC, un circuito intermedio y un circuito inversor que convierte DC a AC, pero con la frecuencia variable de cero a la frecuencia de la línea de entrada. Puesto que la velocidad del motor depende de la frecuencia para motores de inducción, es posible controlar la velocidad del motor variando la frecuencia del variador, lo que constituye una gran ventaja si existe la necesidad de regulación de velocidad durante el funcionamiento continuo. Durante la aceleración, el inversor aplica diferentes frecuencias al motor, que a su vez, varía el voltaje de salida hacia el motor, manteniendo un torque constante. Esto se conoce como constante volt por hertz. El variador es capaz de entregar el torque nominal del motor desde velocidades muy bajas hasta la velocidad nominal, manteniendo la corriente de arranque en niveles entre 0.5 – 1 veces la corriente nominal.

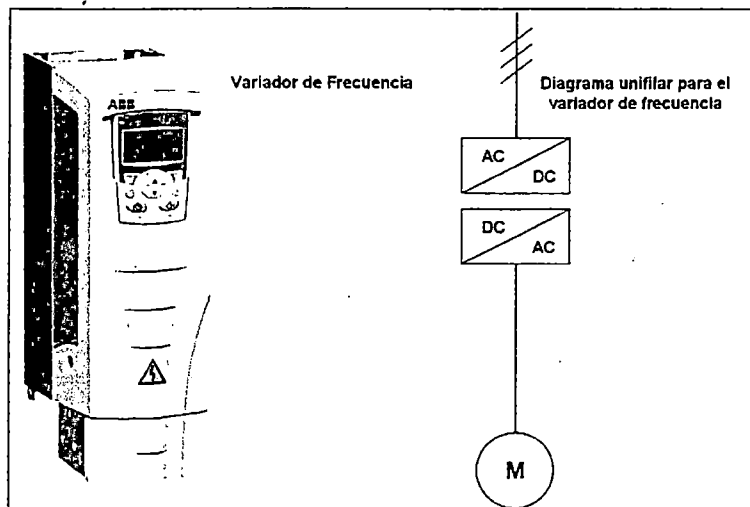


Figura 4.5: Variador de frecuencia marca ABB – esquema eléctrico.

Otra función importante incluida en el variador es la parada suave, muy útil en aplicaciones de bombeo, como se menciona en apartados anteriores. En muchas aplicaciones un variador es utilizado sólo para el arranque y la parada del motor, pese a que no es necesaria la regulación de velocidad en operación normal, esto demanda, por supuesto, una inversión en equipamiento, comisionamiento y puesta en marcha mayor de la necesaria. Por tanto, es necesario evaluar las ventajas de utilizar un variador frente a la inversión extra requerida para ello.

Como se mencionó, los variadores de frecuencia constan de tres partes. La primera es un rectificador de onda completa formado por diodos o SCR, y convierte el voltaje de línea AC a voltaje DC. La segunda parte consiste en un filtro formado por un condensador para lograr un valor DC estable. Luego del filtro, el voltaje DC entra a la tercera parte del circuito, el inversor. Aquí el voltaje es modulado por ancho de pulso para variar el voltaje efectivo entregado al motor. Pese a la modulación, la forma de onda de la corriente es cercana a una onda sinusoidal logrando un control de

torque fino. Generalmente esta etapa de potencia utiliza transistores de potencia IGBTs. Las tres partes del variador se muestran en la figura 4.6.

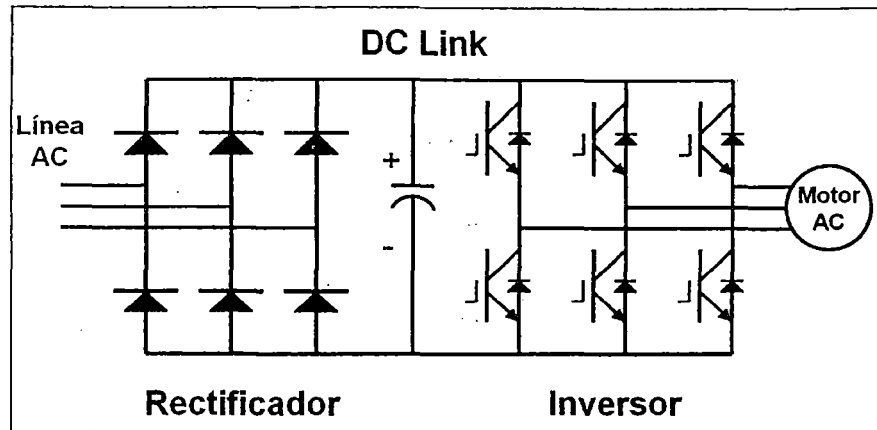


Figura 4.6: Circuito interno de un variador de frecuencia.

El circuito de control del inversor comanda la conmutación de los IGBTs a frecuencias altas (orden de los khz), cuyo inconveniente es la generación de armónicos devueltos a la línea. Por esto, es común instalar un filtro junto con el variador aunque algunos variadores tienen esta opción incluida.

- Arrancadores suaves:** El arrancador suave trabaja bajo la premisa de que ajustando el voltaje aplicado durante el arranque, la corriente y el torque pueden ser limitados y controlados. Para los motores de inducción, el torque de arranque es aproximadamente proporcional al cuadrado de la corriente de arranque. Esta corriente de arranque es, por su parte, proporcional al voltaje aplicado. Por tanto, el torque también es aproximadamente proporcional al cuadrado del voltaje aplicado. Entonces, ajustando el voltaje durante el arranque, la corriente en el motor y el torque producido pueden ser reducidos y controlados. Las curvas características de corriente – velocidad y torque – velocidad se muestran en la figura 4.7. Durante la secuencia de arranque, el arrancador suave incrementa el

voltaje de tal manera que el motor será lo suficientemente fuerte para acelerar la bomba a la velocidad nominal sin picos en la corriente ni en el torque. A diferencia de los variadores de frecuencia, la frecuencia de línea siempre es aplicada al motor y sólo cambia el voltaje. El arrancador suave varía el voltaje de acuerdo con lo que se conoce como rampa de voltaje, cuyo valor inicial es ajustable y su valor máximo es el voltaje nominal del motor. La rampa comienza en un valor diferente de cero (usualmente 30% del voltaje nominal) para eliminar transitorios de corriente y torque. La velocidad de operación del motor no puede ser variada puesto que el arrancador trabaja sólo con ajuste de voltaje y no de frecuencia. Debido a esto, el tiempo de aceleración depende más de la carga que del tiempo de rampa.

Para la variación del voltaje, el arrancador suave utiliza generalmente tiristores cuyos disparos son regulados por una tarjeta de control en base a la corriente del motor obtenida por los transformadores de corriente. El voltaje nominal se consigue cuando el ángulo de disparo de los tiristores es cero. Además de los disparos de los tiristores, la lectura de la corriente es utilizada para las protecciones.

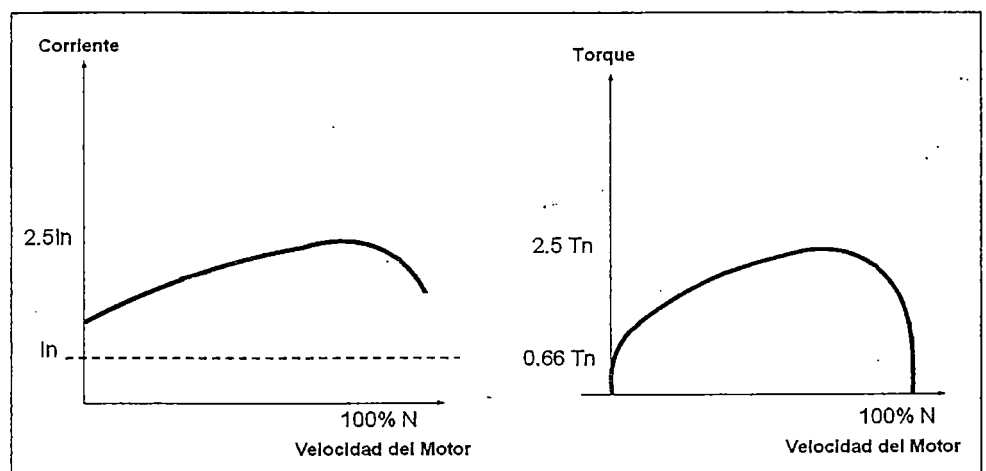


Figura 4.7: Corriente - Velocidad / Torque – Velocidad: arrancador suave.

Para evitar que los tiristores estén encendidos durante el funcionamiento normal de la bomba, se utiliza el contactor de By-pass. Este contactor minimiza las pérdidas de potencia y la disipación de calor en los tiristores.

Puesto que el incremento del torque es lento, no ocasiona altos esfuerzos mecánicos en la máquina de aplicación, reduciendo los tiempos de mantenimiento y el desgaste mecánico a largo plazo. Además reduce también el voltaje durante la parada del motor, de acuerdo a una rampa de voltaje, volviendo al motor gradualmente más débil, disminuyendo suavemente la velocidad del agua sin generar presiones elevadas, ni esfuerzos mecánicos en las tuberías. Algunos arrancadores incluyen incluso una función dedicada que asegura una configuración óptima para aplicaciones de bombeo.

Las ventajas que hacen atractivo al arrancador suave, se resumen en el control de frenado evitando desgastes mecánicos en las tuberías, la flexibilidad para configurar condiciones de arranque (y por tanto, de aplicación) y su baja inversión inicial.

Por tanto, cuando el motor no necesita variar la velocidad, el arrancador suave es una opción atractiva. Este y su esquema eléctrico, se observan en la figura 4.8.

No obstante, su principal desventaja es el no ahorrar energía eléctrica puesto que el motor trabaja siempre a la velocidad nominal, independientemente de la demanda. Como se sabe, el consumo de energía es directamente proporcional al cubo de la velocidad, por tanto, al trabajar a velocidades altas sin ser necesario, se genera desperdicio de energía y mayores gastos de operación.

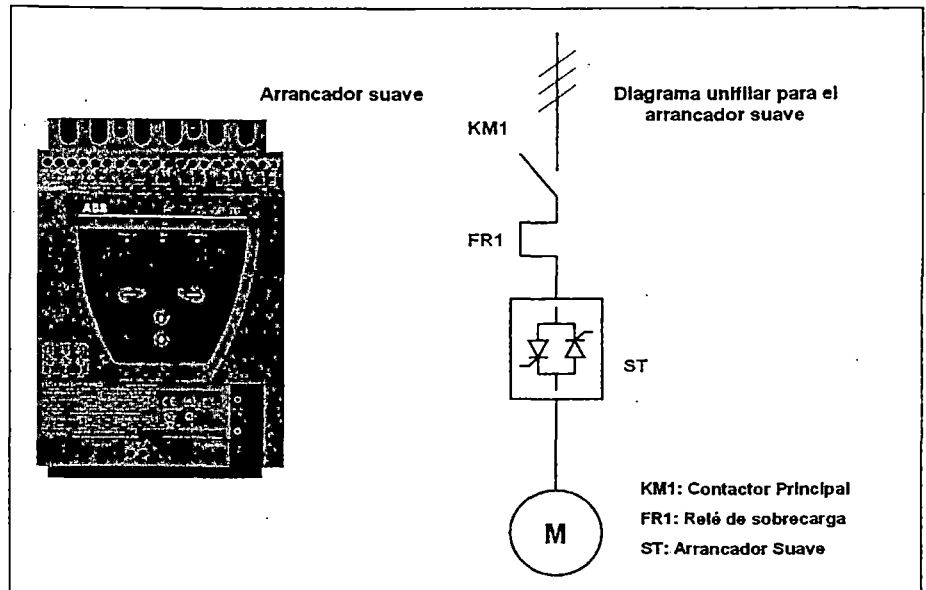


Figura 4.8: Arrancador suave marca ABB – esquema eléctrico.

- Comparación entre los tipos de arranque:** Se han listado las principales características de los métodos de arranque más comunes de los motores inductivos. Se introdujeron las ventajas y desventajas de cada uno, así como algunas aplicaciones para los que resultan en una solución apropiada. La tabla 4.1 muestra la comparación entre los métodos listados, de las respuestas ante los problemas de arranque y parada comunes de una bomba con un motor de inducción.

De acuerdo con la tabla, el variador de frecuencia y el arrancador suave son las mejores opciones, y se descarta la utilización de cualquiera de los otros métodos.

La aplicación en estudio es el arranque de bombas centrífugas y las preguntas a responder son, ¿qué método responde mejor a esta aplicación, tomando en cuenta, funcionalidad, calidad de servicio y seguridad?, ¿cuáles son las diferencias en las inversiones a corto y largo plazo?

Tabla 4.1: Comparación de métodos de arranque para una bomba.

<i>Tipo de problema</i>	<i>Método de Arranque</i>				
	Arranque directo	Y - Δ	Auto - transformador	Variador de frecuencia	Arrancador suave
<i>Deterioro en cojinetes</i>	Sí	Medio	Medio	No	No
<i>Alta corriente de arranque</i>	Sí	Medio	No	No	No
<i>Alto desgaste en las transmisión</i>	Sí	Sí	Sí	No	No
<i>Generación de presiones altas en el agua durante la parada de la bomba</i>	Sí	Sí	Sí	No	Reducida

Una explicación más detallada es presentada a continuación.

4.1.2. Arrancadores suaves vs. variadores de frecuencia:

Las diferencias se clasifican principalmente en:

- **Funcionales:** Se ha insistido en la necesidad de arranques y paradas suaves para el funcionamiento de las bombas, y se ha visto que ambas soluciones cumplen este requerimiento. Sin embargo, para la parada, el variador de frecuencia asegura que el motor se detenga en un tiempo específico (mediante el inversor o la instalación de una función opcional de frenado para cargas de alta inercia), mientras que el arrancador suave sólo puede extender el tiempo de parada y las variaciones dependen de la carga. Puesto que la parada suave para la bomba centrífuga, no necesita ser estrictamente exacta, el arrancador suave aún es aún una opción atractiva.

Las bombas centrífugas representan una carga cuadrática (así como ventiladores y los compresores) lo que significa que el torque varía aproximadamente con el cuadrado de la velocidad, como se muestra en la figura 4.9:

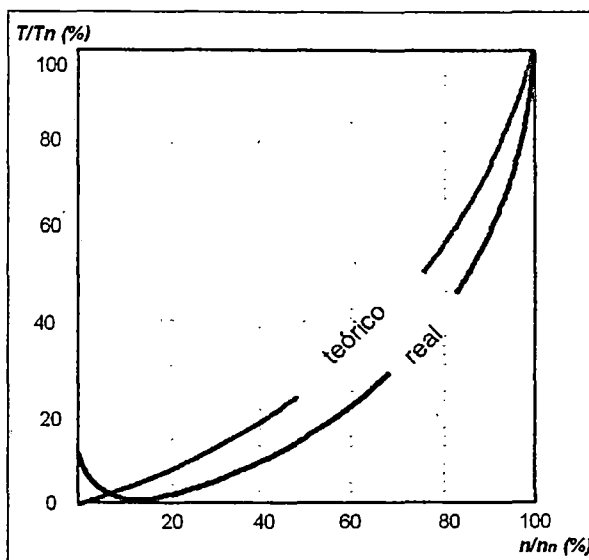


Figura 4.9: Torque – Velocidad: bomba centrífuga.

$$\text{Esto es: } T = \beta \cdot n^2 \quad (4.1)$$

Donde: T = torque (N.m, lb.ft)

n = Velocidad de la bomba (rpm)

β = constante

Adicional al torque inicial ocasionado por el fluido, se deben tener en cuenta las resistencias mecánicas del sistema, que para una bomba, son aproximadamente el 10% al 15% del torque nominal.

El variador a diferencia de los arrancadores suaves, tiene una razón torque / amperio mucho mayor y puede acelerar un motor manteniendo el torque nominal y con una corriente de línea menor que la corriente máxima del motor. Por tanto, el variador no presenta problemas durante el arranque de cargas que representan torques altos, como las bombas centrífugas.

- **De protección:** Dependiendo de la aplicación o los requerimientos del cliente, el sistema de fuerza para el comando remoto debe contar con funciones de protección para el motor y el accionamiento. El arrancador suave y el variador contienen funciones de protección estándares por defecto, aunque para modelos análogos, por lo general, el variador dispone de más protecciones. Los requerimientos de protección de esta aplicación, de acuerdo al apartado 3.2.2, son sobrecarga, cortocircuito, rotor bloqueado, sobretemperatura en los devanados del motor, pérdida de fase en línea, pérdida de fase en el motor y falla a tierra.

De acuerdo a la tabla 4.2, los variadores incluyen todas las protecciones requeridas y los arrancadores suaves, algunas de ellas. En ese caso, sería necesario hardware adicional para las protecciones restantes. En general, los variadores incluyen más funciones de protección que los arrancadores. De acuerdo a esta tabla, los arrancadores suaves de ABB pueden cumplir casi por completo con los requerimientos, y necesitan sólo del hardware necesario para detectar la pérdida de fase en el motor y para la protección de falla a tierra. Los variadores ABB incluyen todas las protecciones solicitadas.

Por tanto, a nivel de protecciones para esta aplicación, ambas soluciones son adecuadas, aunque los arrancadores suaves necesitan de un hardware adicional.

Tabla 4.2: Comparación de protecciones de variadores y arrancadores

<i>Protección</i>	<i>Variador de Frecuencia ACS-550</i>	<i>Arrancador Suave Línea PST</i>
<i>Sobrecarga del Motor</i>	Sí	Sí
<i>Subcarga del Motor</i>	Sí	Sí
<i>Sobrecorriente</i>	Sí	Sí
<i>Cortocircuito</i>	Sí	Sí
<i>Sobrevoltaje DC</i>	Sí	NA*
<i>Subvoltaje DC</i>	Sí	NA
<i>Rotor Bloqueado</i>	Sí	Sí
<i>Desequilibrio de Fases en la Línea</i>	Sí	Sí
<i>Inversión de Fase en la Línea</i>	NA	Sí
<i>Pérdida de Fase en el Motor</i>	Sí	No
<i>Protección de Falla a Tierra</i>	Sí	No
<i>Protección Térmica del motor</i>	Sí	Sí
<i>Sobrevelocidad</i>	Sí	NA
<i>Sobretemperatura en el disipador</i>	Sí	Sí
<i>Pérdida de Comunicación</i>	Sí	Sí
<i>Falla Interna</i>	Sí	No
<i>Fallo de By-pass</i>	NA	Sí
<i>Falla Externa</i>	Sí	Sí
* NA	<i>No Aplica</i>	

- **De integración:** La supervisión de fallas, la configuración de parámetros y el comando remoto, necesarios para esta aplicación, requieren que los equipos cuenten con puertos de comunicación para su integración, o en el peor de los casos, salidas analógicas para las variables más importantes.

Aunque aún no se definen formalmente los puertos necesarios, se adelanta que el sistema cuenta con puertos Ethernet, RS-232 y RS-485 en los controladores y panel de operador utilizados. Por tanto puede trabajar con cualquier protocolo compatible con estos medios físicos, como MODBUS.

Para los equipos de la tabla 4.2, se tiene:

- Variador de Frecuencia ACS-550: Puerto RS-485 por defecto, y un slot para puerto adicional de *PROFIBUS DP*, *LONWORKS*, *CANOPEN*, *DEVICENET* y *CONTROLNET*.
- Arrancador Suave Línea PST: Puerto AS-I por defecto, y módulos de comunicación disponibles para *DEVICENET*, *CANOPEN*, *MODBUS RTU* y *PROFIBUS DP*.

Hasta este punto nuevamente ambas soluciones responden de manera adecuada.

- **De inversión:** En este punto es importante tomar en cuenta que en promedio, el 65% de la energía eléctrica industrial es utilizada para motores eléctricos. Por tanto, el funcionamiento eficiente de los mismos, es crítico para la eficiencia total del proceso. Además, ha de preverse los gastos de mantenimiento.

En cuanto a la inversión inicial, el arrancador suave representa aproximadamente la mitad del precio que un variador para la misma potencia. El ahorro es de la escala de los cientos de dólares. Sin embargo, para completar la funcionalidad del arrancador suave, hace falta hardware adicional para protecciones, comunicación, y la corrección del factor de potencia. La incorporación de estos equipos reduce (pero no elimina) la diferencia de precios entre el variador y el arrancador, pero debe

considerarse la relación proporcional del costo de mantenimiento con la cantidad de hardware instalado.

No obstante, la razón por la que los variadores son preferidos ampliamente para cargas cuadráticas es por el ahorro de energía. Esto es especialmente importante cuando la bomba no trabaja a un régimen constante sino que depende de la demanda.

Con la fórmula (4.1) y con

$$P = T \cdot n \quad (4.2)$$

Donde P es la potencia en el eje del motor.

Se tiene:

$$P = \beta \cdot n^2 \cdot n = \beta \cdot n^3 \quad (4.3)$$

Es decir, la potencia es proporcional al cubo de la velocidad.

Un arrancador suave trabaja a velocidad constante, independientemente de la demanda y cuando esta sea baja, la energía consumida será la misma que al trabajar a máxima demanda. El variador, en cambio, regula la velocidad en función a la demanda, y por tanto, consume sólo la potencia necesaria. Además de ahorrar energía, la reducción de la velocidad prolonga la vida útil de los cojinetes, de las tuberías, de la bomba y del motor. La menor presión en las válvulas de control prolonga su duración y reduce el ruido del sistema, permitiendo además que funcionen dentro de sus límites óptimos.

Este ahorro es especialmente significativo para regímenes de trabajo entre el 5 y 100%. Sin embargo, en este caso, ya que las bombas no suministran agua directamente a la población, sino a reservorios que la almacenan y la distribuyen por gravedad, estas funcionan a velocidad

máxima constante (régimen 100%). En estos casos, es común la utilización de válvulas de estrangulamiento para el control. No obstante, según www.thermexcel.com y www.spiraxarco.com, estas válvulas generan pérdidas de presión de valores entre 20 y 40% incluso cuando se encuentran completamente abiertas. Al utilizar variadores de frecuencia, estas válvulas no son necesarias, y por tanto, se elimina esta inherente pérdida, nada despreciable.

Hay además otro punto importante; la generación de armónicos. El variador, en efecto, genera armónicos por la conmutación rápida (en el orden de los khz) de los semiconductores del inversor del variador. Estos armónicos son devueltos a la línea, y por tanto, comprometen a toda la red.

Los armónicos son corrientes o voltajes (figura 4.10) generados por equipo no lineal que no son reutilizadas por tener frecuencias diferentes a la red, convirtiéndose en calor y ocasionando sobretensiones en motores y pérdidas de aislamiento. Para reducirlos, se utilizan generalmente las bobinas de choke de línea y/o los de bus DC (dependiendo de la potencia de la aplicación) a la entrada del circuito rectificador o en el circuito intermedio, respectivamente. Esto se observa en la figura 4.11.

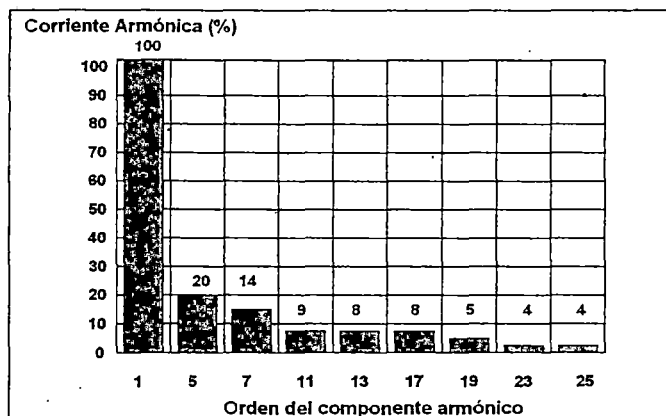


Figura 4.10: Componentes de los armónicos en un equipo no lineal.

ABB en particular, utiliza su sistema patentado llamado *Swinging Choke*, capaz de reducir la distorsión armónica total THD hasta 25%. El *Swinging Choke* es un inductor cuya inductancia es inversamente proporcional a la corriente de operación. Dentro de un amplio rango de operación la inductancia decrece con el incremento de la corriente, mientras que un choke convencional mantiene una inductancia fija que cambia muy poco con las variaciones de la corriente dentro del rango de operación. Esto es mostrado en la figura 4.12.

El *Swinging Choke* es usado como choke de línea y como choke de bus DC y reduce los armónicos de la misma manera que los chokes convencionales. Sin embargo, el *Swinging Choke* provee mayor reducción de armónicos cuando el variador opera por debajo de su potencia nominal, sin incremento de costo, tamaño o peso con respecto al choke convencional.

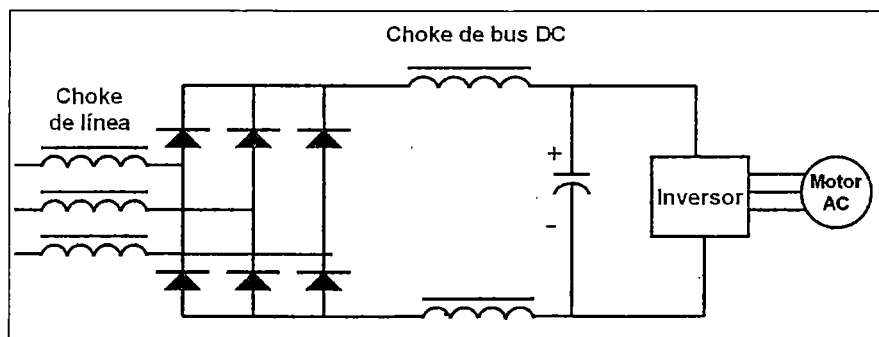


Figura 4.11: Choke de Línea y de DC.

Los *Swinging Chokes* se incluyen por defecto en el variador, por lo que la generación de estos se encuentra dentro del límite sugerido por el estándar IEEE 519 -1992*.

* El estándar IEEE 519-1992 explica las razones para limitar los armónicos y recomienda los límites para diferentes aplicaciones.

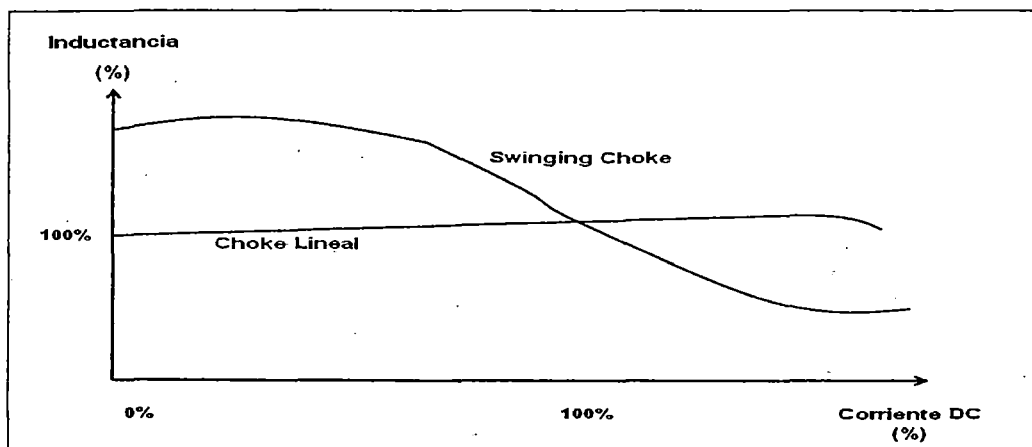


Figura 4.12: Impedancia / Corriente: choke convencional y *Swinging Choke*.

La selección entre el variador y el arrancador suave a este nivel y para esta aplicación, se reduce a la inversión inicial y a los costos de mantenimiento. Los variadores definitivamente demandan mayores costos iniciales, aunque la diferencia se reduce al considerar el hardware adicional requerido por los arrancadores suaves.

Importante: El variador ACS550 cuenta también con un filtro EMC, para reducir las emisiones de ruido electromagnético hacia las redes de baja tensión circundantes. Sin embargo, este debe ser desconectado si la línea de entrada al variador no cuenta con un neutro equilibrado conectado a tierra. De lo contrario se puede dañar el variador. La red de Lima Metropolitana no tiene punto neutro, por lo que el filtro EMC debe ser desconectado, de acuerdo a las instrucciones a la información técnica correspondiente. Sin embargo, en los casos en los que el ruido electromagnético constituya un problema, puede instalarse un transformador, cuyo neutro en el secundario sea conectado con la tierra hacia la entrada al variador.

Por tanto, la selección entre variador y arrancador suave se limita a la ponderación precio – funcionabilidad. Ambos equipos responden correctamente a la aplicación, aunque el variador lo hace de manera más precisa y genera menor desgaste mecánico en los cojinetes, y en las tuberías. Además, se debe recordar que las bombas centrífugas tienen un alto torque inicial que, si bien, los arrancadores suaves pueden proveer, requieren de mucha más corriente de línea que un variador. Así, no sólo existe un consumo extra de energía durante cada arranque sino que además, el límite de torque de carga (en caso se expanda el sistema o se utilicen bombas mayores por aumento de población) está limitado a la corriente de línea disponible y es mucho menor que utilizando un variador.

Es indiscutible que el arrancador suave genera un ahorro inicial, aunque del orden de los cientos de dólares, monto no apreciable para la inversión total de la planta y recuperable a mediano plazo en el mantenimiento y consumos durante los arranques.

Por tanto, para no comprometer la funcionabilidad del sistema, la mejor opción para esta aplicación, son los variadores de frecuencia.

4.1.3. Selección de variador de frecuencia por estación:

Para la selección de un variador deben tomarse en cuenta muchos factores, como la línea de alimentación principal, las condiciones ambientales (temperatura, polvo corrosivo, polvo conductivo, humedad, etc.), la altitud, la aplicación, etc. Seleccionar un variador correctamente puede resultar en ahorros considerables en costos de inversión y operación.

Para la selección de los variadores comandantes de las bombas, se necesita conocer principalmente la corriente nominal del motor, la potencia nominal del motor, el voltaje de línea, el tipo de aplicación (normal o pesada), la

altitud y las condiciones ambientales. Sin embargo, es la corriente lo que debe tomarse principalmente en cuenta.

La altitud y las condiciones ambientales se utilizan para el cálculo de pérdida de eficiencia (por altitud o temperatura). Los variadores ACS550 trabajan a corriente nominal para temperaturas ambiente menores que 40°C, con un máximo de 50°C. Para temperaturas superiores a 40°C, la corriente nominal disminuye en 1% para cada 1°C. Por ejemplo, para temperatura ambiental de 45°C, la corriente de salida máxima será 95% de la corriente nominal.

Además, los variadores trabajan hasta altitudes máximas de 4000m.s.n.m, con una disminución de 1% por cada 100m sobre los 1000m. Por ejemplo, para una altitud de trabajo de 2000m, la corriente máxima de salida será 90% de la corriente nominal. En esta aplicación, los equipos se instalan nivel del mar (Lima Urbana), en zona no marina (no necesita protección especial contra corrosión o humedad), y a temperatura ambiente no superior a 30°C. Por tanto, las potencias de trabajo nominales serán las mostradas en las tablas correspondientes sin modificaciones.

El tipo de aplicación se define de acuerdo con:

- Normal: Si se llega a 110% de la corriente nominal durante 1 minuto cada 10 minutos como máximo.
- Pesada: Si se llega a 150% de la corriente nominal durante 1 minuto cada 10 minutos o a 180% de la corriente nominal por dos segundos cada 60 segundos.

El ciclo de trabajo en esta aplicación corresponde a normal, por las condiciones limitadas de corriente y ciclo estable de trabajo. Las tablas 4.3 y 4.4 muestran los modelos de los variadores para diferentes corrientes y potencias y para aplicaciones normales y pesadas a entrada de línea de 380 a 480volt y 208 a 240volt, respectivamente.

Ratings						Type code	Frame size
Normal use			Heavy-duty use				
P_N kW	P_N hp	I_{2N} A	P_{hd} kW	P_{hd} hp	I_{2hd} A		
1.1	1.5	3.3	0.75	1	2.4	ACS550-01-03A3-4	R1
1.5	2	4.1	1.1	1.5	3.3	ACS550-01-04A1-4	R1
2.2	3	5.4	1.5	2	4.1	ACS550-01-05A4-4	R1
3	4	6.9	2.2	3	5.4	ACS550-01-06A9-4	R1
4	5.4	8.8	3	4	6.9	ACS550-01-08A8-4	R1
5.5	7.5	11.9	4	5.4	8.8	ACS550-01-012A-4	R1
7.5	10	15.4	5.5	7.5	11.9	ACS550-01-015A-4	R2
11	15	23	7.5	10	15.4	ACS550-01-023A-4	R2
15	20	31	11	15	23	ACS550-01-031A-4	R3
18.5	25	38	15	20	31	ACS550-01-038A-4	R3
22	30	45	18.5	25	38	ACS550-01-045A-4	R3
30	40	59	22	30	45	ACS550-01-059A-4	R4
37	50	72	30	40	59	ACS550-01-072A-4	R4
45	60	87	37	60	72	ACS550-01-087A-4	R4
55	100	125	45	75	96	ACS550-01-125A-4	R5

Tabla 4.3: Variadores ACS550: entrada de línea 380 – 480volt.

Ratings						Type code	Frame size
Normal use			Heavy-duty use				
P_N kW	P_N hp	I_{2N} A	P_{hd} kW	P_{hd} hp	I_{2hd} A		
0.75	1.0	4.6	0.75	0.8	3.5	ACS550-01-04A6-2	R1
1.1	1.5	6.6	0.75	1.0	4.6	ACS550-01-06A6-2	R1
1.5	2.0	7.5	1.1	1.5	6.6	ACS550-01-07A5-2	R1
2.2	3.0	11.8	1.5	2.0	7.5	ACS550-01-012A-2	R1
4.0	5.0	16.7	3.0	3.0	11.8	ACS550-01-017A-2	R1
5.5	7.5	24.2	4.0	5.0	16.7	ACS550-01-024A-2	R2
7.5	10.0	30.8	5.5	7.5	24.2	ACS550-01-031A-2	R2
11.0	15.0	46.2	7.5	10.0	30.8	ACS550-01-046A-2	R3
15.0	20.0	59.4	11.0	15.0	46.2	ACS550-01-059A-2	R3
18.5	25.0	74.8	15.0	20.0	59.4	ACS550-01-075A-2	R4
22.0	30.0	88.0	18.5	25.0	74.8	ACS550-01-088A-2	R4
30.0	40.0	114	22.0	30.0	88.0	ACS550-01-114A-2	R4

Tabla 4.4: Variadores ACS550: entrada de línea 208 – 240volt.

Con los valores de la tabla 3.2, 4.3 y 4.4 es posible seleccionar los modelos de variadores por estación. Puesto que las bombas de la cisterna trabajan con voltaje de 440volt, se utiliza la tabla 4.3. Para las estaciones se utiliza la tabla 4.4, puesto que las bombas trabajan a 220volt.

Los resultados para la cisterna y las estaciones se muestran en las tablas 4.5 y 4.6, respectivamente. En la tabla 4.7 se muestra la corriente multiplicada por el factor de servicio (1.15), corriente en la que se basa la selección.

Tabla 4.5: Variadores seleccionados para la cisterna: Inom: 50, 60A.

VOLTAJE TRIFÁSICO DE ENTRADA 380 – 480V							
Ratings						Type code	Frame size
Normal use			Heavy-duty use				
P_N kW	P_N hp	I_{2N} A	P_{hd} kW	P_{hd} hp	I_{2hd} A		
1.1	1.5	3.3	0.75	1	2.4	ACS550-01-03A3-4	R1
1.5	2	4.1	1.1	1.5	3.3	ACS550-01-04A1-4	R1
2.2	3	5.4	1.5	2	4.1	ACS550-01-05A4-4	R1
3	4	6.9	2.2	3	5.4	ACS550-01-06A9-4	R1
4	5.4	8.8	3	4	6.9	ACS550-01-08A8-4	R1
5.5	7.5	11.9	4	5.4	8.8	ACS550-01-012A-4	R1
7.5	10	15.4	5.5	7.5	11.9	ACS550-01-015A-4	R2
11	15	23	7.5	10	15.4	ACS550-01-023A-4	R2
15	20	31	11	15	23	ACS550-01-031A-4	R3
18.5	25	38	15	20	31	ACS550-01-038A-4	R3
22	30	45	18.5	25	38	ACS550-01-045A-4	R3
30	40	59	22	30	45	ACS550-01-059A-4	R4
37	50	72	30	40	59	ACS550-01-072A-4	R4
45	60	87	37	60	72	ACS550-01-087A-4	R4
55	100	125	45	75	96	ACS550-01-125A-4	R5

Cisterna Línea 2

Cisterna Línea 1

Tabla 4.6: Variadores seleccionados para los reservorios: Inom: 10, 12, 20A.

VOLTAJE TRIFÁSICO DE ENTRADA 208-240V								
Ratings						Type code	Frame size	
Normal use			Heavy-duty use					
P_N kW	P_N hp	I_{2N} A	P_{hd} kW	P_{hd} hp	I_{2hd} A			
0.75	1.0	4.6	0.75	0.8	3.5	ACS550-01-04A6-2	R1	
1.1	1.5	6.6	0.75	1.0	4.6	ACS550-01-06A6-2	R1	
1.5	2.0	7.5	1.1	1.5	6.6	ACS550-01-07A5-2	R1	
2.2	3.0	11.8	1.5	2.0	7.5	ACS550-01-012A-2	R1	
4.0	5.0	16.7	3.0	3.0	11.8	ACS550-01-017A-2	R1	
5.5	7.5	24.2	4.0	5.0	16.7	ACS550-01-024A-2	R2	
7.5	10.0	30.8	5.5	7.5	24.2	ACS550-01-031A-2	R2	
11.0	15.0	46.2	7.5	10.0	30.8	ACS550-01-046A-2	R3	
15.0	20.0	59.4	11.0	15.0	46.2	ACS550-01-059A-2	R3	
18.5	25.0	74.8	15.0	20.0	59.4	ACS550-01-075A-2	R4	
22.0	30.0	88.0	18.5	25.0	74.8	ACS550-01-088A-2	R4	
30.0	40.0	114	22.0	30.0	88.0	ACS550-01-114A-2	R4	

RPA-1 →
 RPA-2-Línea 2 →
 RPA-3 →
 RPA-2 Línea 1 →

En resumen, se tiene:

Tabla 4.7: Modelo de variador por estación.

Bombas	Voltaje de Línea (V)	In FS (A)	Potencia (HP)	Variador
Cisterna Línea 1	440	76.1	60	ACS550 - 01 - 087A - 4
Cisterna Línea 2	440	62.5	50	ACS550 - 01 - 072A - 4
Reservorio 1	220	15.1	5	ACS550 - 01 - 017A - 2
Reservorio 2 Línea 1	220	29.6	10	ACS550 - 01 - 031A - 2
Reservorio 2 Línea 2	220	18.2	6	ACS550 - 01 - 024A - 2
Reservorio 3	220	18.2	6	ACS550 - 01 - 024A - 2

4.2. Tablero de fuerza: selección de equipos:

El tablero de fuerza incluye el accionamiento de las bombas, la alimentación de potencia al sistema, las protecciones adicionales y equipos para la manipulación de un sistema de bombeo (parada de emergencia, analizador de redes, indicadores, etc.). El grado de protección del tablero es generalmente especificado por el cliente, aunque el diseñador puede sugerir mayores o menores (y evitar gastos innecesarios) de grados de protección dependiendo de la aplicación y condiciones ambientales. Según los requerimientos mencionados en el apartado 3.2.2, el tablero de fuerza debe contar con grado de protección IP54.

Se describe a continuación, los equipos necesarios agrupados por funciones dentro del sistema de fuerza.

4.2.1. Protecciones:

Involucra las protecciones del motor, del variador de frecuencia y del operario. Las protecciones requeridas por el motor están incluidas como funciones en el variador y hasta este punto no se requiere hardware adicional. El variador y el resto del equipo deben ser protegidos contra cortocircuitos provenientes de la línea. Para esto, a la entrada de alimentación de todo el tablero, se instala un interruptor termomagnético. La selección del interruptor termomagnético depende de la carga total del sistema. En base a la corriente nominal se configuran (a veces son fijos) los valores de disparo para la sobrecarga y cortocircuito. Los interruptores de caja moldeada incluyen relés de protección, termomagnéticos, térmicos o electrónicos que regulan los factores de protección.

En cada tablero de fuerza se incluye equipamiento de comando y control, cuyo consumo total de corriente generalmente no supera los 10A. Según el apartado 3.2.3, debe considerarse 6A, valor que debe ser añadido a la corriente nominal del motor para obtener la corriente total del sistema. Es usual considerar

un factor entre 10 y 20% extra de la carga total de reserva. El apartado 3.2.3 exige un valor mínimo de 10%, que es el considerado.

La tabla 4.8 muestra la corriente nominal de cada interruptor principal por tablero de fuerza (bomba).

Tabla 4.8: Corrientes del interruptor principal por estación de bombeo.

Bombas	I_n (A)	I máxima control (A)	I total sin reserva I_s (A)	I total con reserva: $I_t = 110\% I_s$ (A)
<i>Cisterna Línea 1</i>	66.2	6	72.2	79.42
<i>Cisterna Línea 2</i>	54.3	6	60.3	66.33
<i>Reservorio 1</i>	13.1	6	19.1	21.01
<i>Reservorio 2 Línea 1</i>	25.7	6	31.7	34.87
<i>Reservorio 2 Línea 2</i>	15.8	6	21.8	23.98
<i>Reservorio 3</i>	15.8	6	21.8	23.98

Según la tabla 3.6, la capacidad de cortocircuito (I_{cc}) de la red de la cisterna es 20kA a 440Vac y del resto de estaciones es de 25kA a 220Vac.

En general un interruptor debe cumplir con:

$$I_{cu} \text{ Interruptor} = I_{cc} \text{ Línea} \quad (4.4)$$

Donde I_{cu} es la corriente de ruptura última.

Uno de los interruptores termomagnéticos de caja moldeada que cumplen esas características es el modelo T1 de la línea Tmax de ABB (figura 4.13).

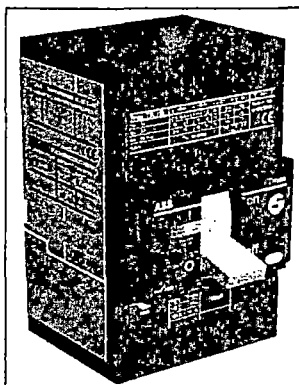


Figura 4.13: Interruptor termomagnético de caja moldeada ABB – Línea Tmax.

La Icu de los Tmax varía desde 10kA hasta 22kA en 440Vac, y de 25kA a 50kA en 220Vac, dependiendo del modelo utilizado, como lo muestra la tabla 4.9. De esta tabla y con estos datos, el modelo utilizado para la cisterna es el *N*, y para el resto de las estaciones, el modelo *C*, por cumplir con lo especificado por el cliente. Estos interruptores poseen un relé de protección termomagnético modelo TMD, con regulación de protección térmica (de 0.7 a 1 In) y protección magnética fija (10 In).

La curva Tiempo – Corriente para los Tmax – T1 de la figura 4.14, muestra el tiempo de disparos a diferentes corrientes de operación.

Tabla 4.9: Valores de Icu: Tmax T1.

TMax T1			
Modelo:	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>N</i>
Icu 220 Vac [kA]	25	40	50
Icu 440 Vac [kA]	10	15	22

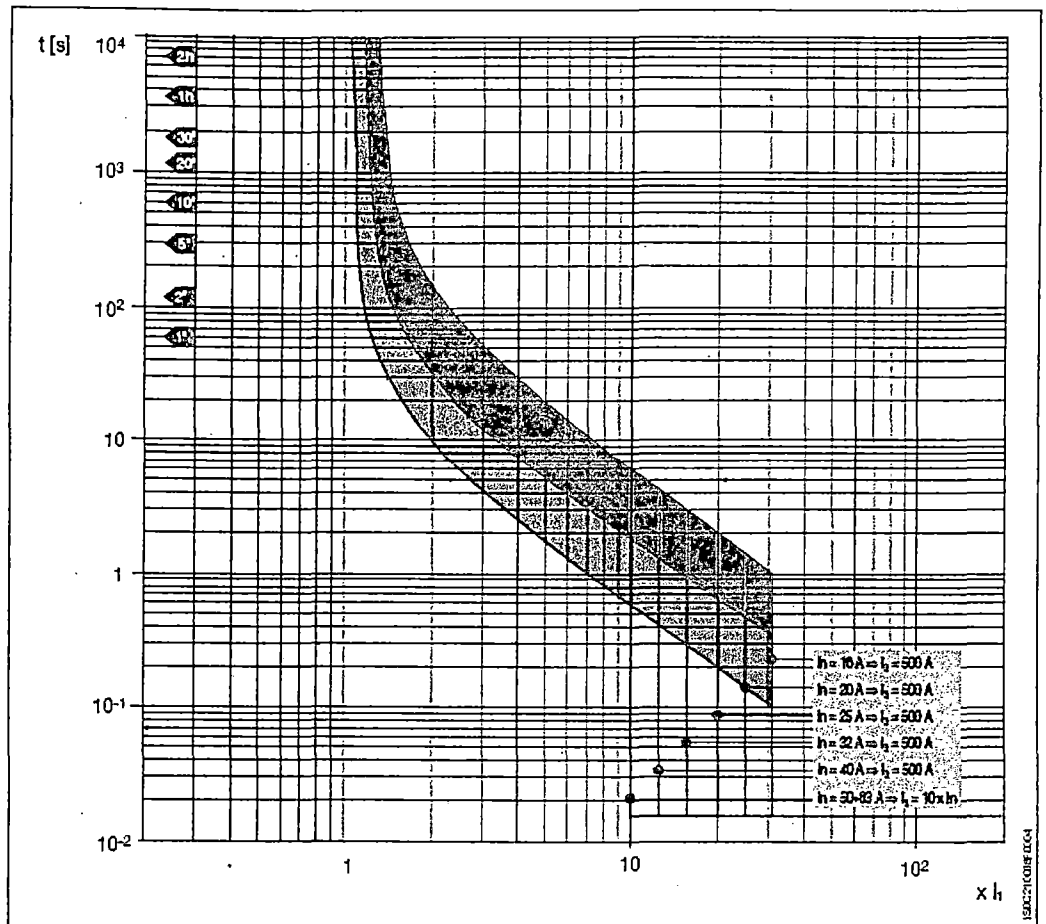


Figura 4.14: Tiempo – Corriente: TMAX, $16A < I_n < 63A$.

Con las corrientes nominales, los interruptores termomagnéticos principales para cada variador, por estación, se resumen en la tabla 4.10. Las corrientes nominales de los T1 deben ser por lo menos, iguales a las corrientes totales de cada estación.

El T1 de RPA-1 tiene una I_n de 25A, excediendo en 20% la corriente requerida, y generando pérdida de protección (estas dependen de un factor de la corriente nominal). En este caso, se regula el relé TMD a 85%, convirtiendo la corriente nominal a 21.25A (85% de 25) y manteniendo las protecciones en rangos aceptables. Lo mismo ocurre con la cisterna, en la que la regulación, de manera análoga debe ser de 85%, obteniendo 68A como corriente nominal).

Tabla 4.10: Selección del modelo T1 por estación.

Bombas	I_{total} (A)	$I_{disponible}$ $T1 \geq I_{total}$	Modelo T1
<i>Cisterna Línea 1</i>	79.42	80	T1N160TMD80-800
<i>Cisterna Línea 2</i>	66.33	80	T1N160TMD80-800
<i>Reservorio 1</i>	21.01	25	T1C160TMD25-500
<i>Reservorio 2 Línea 1</i>	34.87	40	T1C160TMD40-500
<i>Reservorio 2 Línea 2</i>	23.98	25	T1C160TMD32-500
<i>Reservorio 3</i>	23.98	25	T1C160TMD32-500

Con respecto al variador, este también requiere protección especial contra cortocircuitos a la entrada. ABB sugiere el uso de fusibles. La documentación técnica sugiere los valores de los fusibles con nomenclaturas según distintas normas y de acuerdo al variador utilizado, según se muestra en las tablas 4.11 y 4.12, para voltaje de línea de 380 a 480volt y 208 a 240volt, respectivamente.

Tabla 4.11: Fusibles recomendados por ABB para sus variadores: 380 – 480volt.

FUSIBLES RECOMENDADOS PARA UNIDADES DE 380-480V					
Type code	Frame size	IEC fuses		UL fuses	
		A	Fuse type	A	Fuse type
ACS550-01-03A3-4	R1	10	gG	10	UL Class T
ACS550-01-04A1-4	R1	10	gG	10	UL Class T
ACS550-01-05A4-4	R1	10	gG	10	UL Class T
ACS550-01-06A9-4	R1	10	gG	10	UL Class T
ACS550-01-08A8-4	R1	10	gG	15	UL Class T
ACS550-01-012A-4	R1	16	gG	15	UL Class T
ACS550-01-015A-4	R2	16	gG	20	UL Class T
ACS550-01-023A-4	R2	25	gG	30	UL Class T
ACS550-01-031A-4	R3	35	gG	40	UL Class T
ACS550-01-038A-4	R3	50	gG	50	UL Class T
ACS550-01-045A-4	R3	50	gG	60	UL Class T
ACS550-01-059A-4	R4	63	gG	80	UL Class T
ACS550-01-072A-4	R4	80	gG	90	UL Class T
ACS550-01-087A-4	R4	125	gG	125	UL Class T
ACS550-01-125A-4	R5	160	gG	175	UL Class T

Tabla 4.12: Fusibles recomendados por ABB para sus variadores: 208 - 240volt.

FUSIBLES RECOMENDADOS PARA UNIDADES DE 208 -240V					
Type code	Frame size	IEC fuses		UL fuses	
		A	Fuse type	A	Fuse type
ACS550-01-04A6-2	R1	10	gG	10	UL Class T
ACS550-01-06A6-2	R1	10	gG	10	UL Class T
ACS550-01-07A5-2	R1	10	gG	10	UL Class T
ACS550-01-012A-2	R1	16	gG	15	UL Class T
ACS550-01-017A-2	R1	25	gG	25	UL Class T
ACS550-01-024A-2	R2	25	gG	30	UL Class T
ACS550-01-031A-2	R2	40	gG	40	UL Class T
ACS550-01-046A-2	R3	63	gG	60	UL Class T
ACS550-01-059A-2	R3	63	gG	80	UL Class T
ACS550-01-075A-2	R4	80	gG	100	UL Class T
ACS550-01-088A-2	R4	100	gG	110	UL Class T
ACS550-01-114A-2	R4	125	gG	150	UL Class T

Entonces, los fusibles según norma IEC, por estación se muestran en la tabla 4.13:

Tabla 4.13: Valores de los fusibles por reservorio. Norma IEC.

Estación	Variador	Fusible gG (A)
Cisterna Línea 1	ACS550 - 01 - 087A - 4	125
Cisterna Línea 2	ACS550 - 01 - 072A - 4	80
Reservorio 1	ACS550 - 01 - 017A - 2	25
Reservorio 2 Línea 1	ACS550 - 01 - 031A - 2	40
Reservorio 2 Línea 2	ACS550 - 01 - 024A - 2	25
Reservorio 3	ACS550 - 01 - 024A - 2	25

Estos fusibles son instalados en bases portafusibles seccionables. Por lo general, las bases seccionables no pueden ser operadas bajo carga puesto que no soportan el arco eléctrico generado, a diferencia de los interruptores. Algunas marcas incluyen la funcionalidad de maniobra en caliente en los seccionadores,

como el caso de ABB, cuya línea es conocida como interruptores portafusibles o seccionadores de maniobra línea OS.

La selección de estos seccionadores depende de la corriente soportada y del modelo de fusibles disponibles (por el tamaño y el diseño). En la tabla 4.14 se muestran los modelos de seccionadores de maniobra utilizados y los tamaños de fusibles que soportan.

Tabla 4.14: Seccionadores por estación.

<i>Estación</i>	<i>Variador</i>	<i>Fusible gG (A)</i>	<i>OS</i>	<i>Tamaño Fusible DIN</i>
<i>Cisterna Línea 1</i>	ACS550 – 01 - 087A - 4	125	OS125D12	000, 00
<i>Cisterna Línea 2</i>	ACS550 - 01 - 072A - 4	80	OS125D12	000, 00
<i>Reservorio 1</i>	ACS550 - 01 - 017A - 2	25	OS32D12	000, 00
<i>Reservorio 2 Línea 1</i>	ACS550 - 01 - 031A - 2	40	OS63D12	000, 00
<i>Reservorio 2 Línea 2</i>	ACS550 - 01 - 024A - 2	25	OS32D12	000, 00
<i>Reservorio 3</i>	ACS550 - 01 - 024A - 2	25	OS32D12	000, 00

Los fusibles utilizados son marca ABB aunque dependiendo de la disponibilidad en el mercado, puede utilizarse marcas alternativas, como *Bussmann* o *Ferraz*, que cumplan con las características de la tabla 4.14.

Por supuesto, utilizar un interruptor para la maniobra con un seccionador portafusibles para la protección contra cortocircuitos, es posible. El costo y el espacio disponible para esta solución debe ser comparada con el de la primera para la elección más adecuada.

Estos tableros trabajan con la parte de fuerza del sistema, y por tanto, manejan elevadas corrientes durante su funcionamiento. En muchas aplicaciones (incluida esta) se restringe la operación con el tablero abierto, de manera que ningún operario tenga acceso a líneas vivas dentro del tablero, a excepción de las líneas de entrada, debidamente aisladas de cualquier contacto involuntario.

Para la detección de intrusión en el tablero se utilizan interruptores de posición (*Limit Switch*) en una de las esquinas de la puerta (preferentemente el lado sin bisagras). Los contactos de estos límites de carrera se utilizan para detener el funcionamiento del sistema de fuerza. El interruptor de posición y el seccionador de maniobra se observan en la figura 4.15.

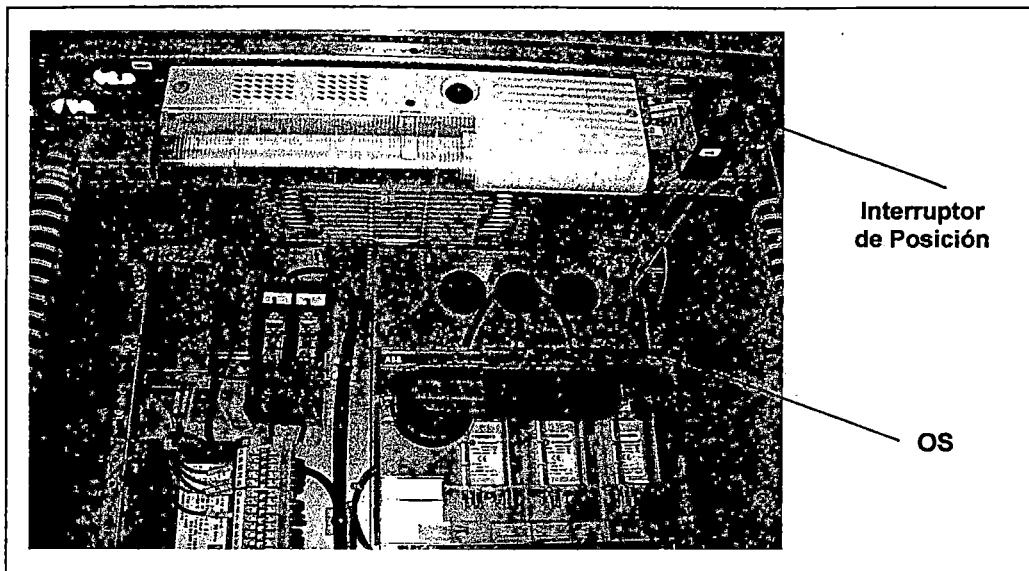


Figura 4.15: Interruptor de posición y seccionador maniobrable.

Por último, no debe olvidarse la separación adecuada entre los equipos de fuerza, para asegurar la ventilación necesaria. Esta información se encuentra en los manuales respectivos de instalación.

4.2.2. Parada de emergencia:

La parada de emergencia es necesaria para los equipos de fuerza, y existen diferentes opciones dependiendo de la aplicación. La parada de emergencia se utiliza para aislar la entrada de potencia hacia el motor. Para aplicaciones mayores usualmente es el variador al que se le desconecta la alimentación, mediante contactores o interruptores, activando su bobina o bobina de apertura, respectivamente. A este tipo se le conoce como Clase 0.

Para este caso en particular, ABB recomienda utilizar la parada de emergencia incluida en la tarjeta de control, aislando la alimentación del motor. Incluir un contactor para aislar el seccionador fusible de la entrada al variador, también es posible, aunque esto incrementaría el precio total y no se utiliza en la solución planteada por tratarse de potencias relativamente bajas.

Las borneras de conexión de la tarjeta de control del variador ACS550, se muestran en la figura 4.16. Aquí se muestra las entradas y salidas digitales y analógicas, así como la alimentación y punto aterramiento de control.

La parada de emergencia puede configurarse en cualquiera de las 6 entradas digitales disponibles. Además la parada de emergencia puede configurarse también para configuración inversa, es decir cuando la entrada digital se desactive. Se recomienda la configuración inversa porque previene que ante fallas de la tarjeta de control, los 24Vdc no sean leídos, y por tanto, no se active la parada de emergencia. Por el contrario, si la tarjeta de control falla, y se pierden los comandos externos y las salidas programadas, existirá una parada de emergencia congruente con los hechos.

Se muestra en la figura 4.17 el circuito de parada de emergencia utilizado. Para esto, se dispone de la entrada DI6 en configuración inversa. Además, mediante la conexión en serie del contacto del interruptor de posición, se cumple con la condición de intrusión requerido para la parada del motor.

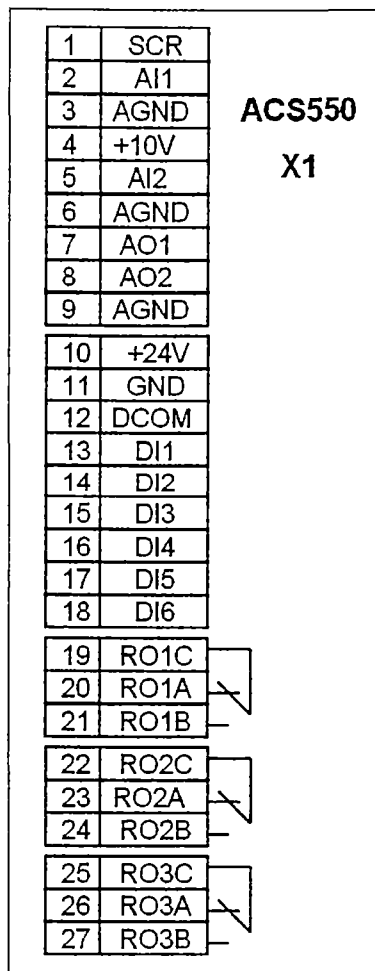


Figura 4.16: Tarjeta de control del variador ACS550.

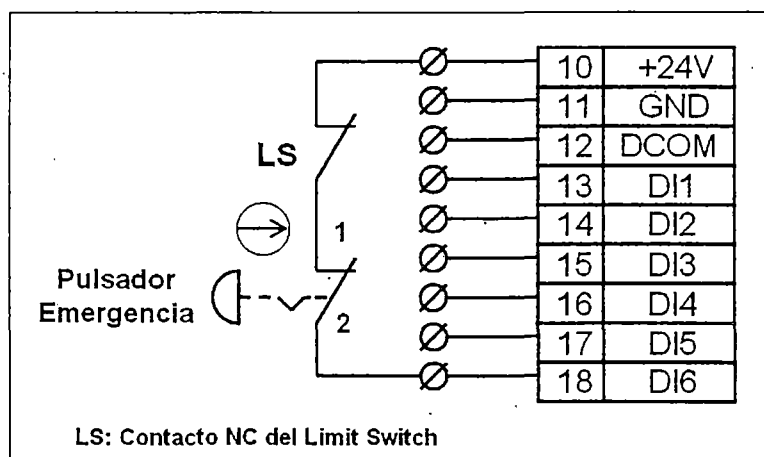


Figura 4.17: Circuito de parada de emergencia utilizado.

El uso del contactor es opcional, como se mencionó antes, y se utiliza para aislar la alimentación hacia el variador. Usualmente se utiliza para aplicaciones de potencia media tomando en cuenta que los contactores grandes son muy costosos. Para aplicaciones con corrientes altas, se utilizan interruptores a los que se les agrega una bobina de apertura para añadir el control de la parada de emergencia. El pulsador de emergencia se debe utilizar además para la activación de un relé auxiliar, cuyo contacto active una entrada digital en el sistema de control de PARADA DE EMERGENCIA, para su monitoreo y utilización en la lógica de control.

Además de la parada de emergencia, se utiliza un selector que indica que el sistema se encuentra en mantenimiento y que inhabilita la operación de las bombas en el tablero de fuerza. Puesto que el mantenimiento se realiza en sitio, esta señal sólo puede ser variada desde el tablero de fuerza sin opción remota. La señal debe ser enviada al sistema de control para inhibir el comando de la bomba desde la lógica de control. El circuito de implementación se observa en la figura 4.18:

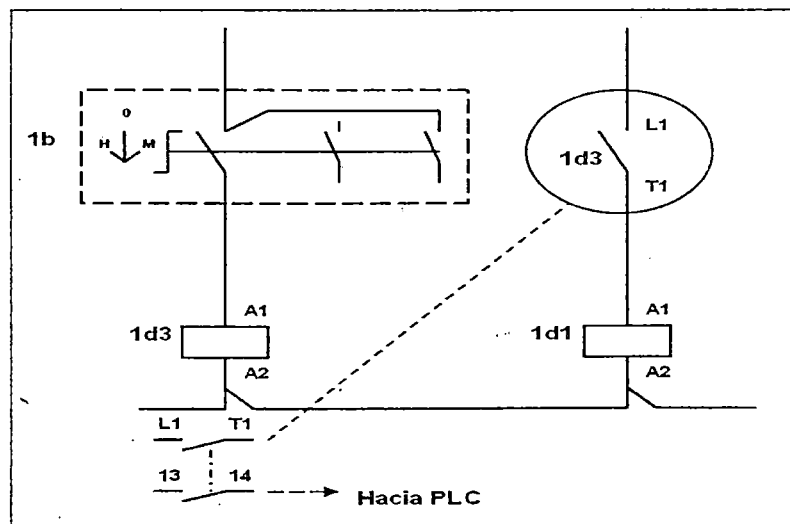


Figura 4.18: Selector Habilitado - Mantenimiento.

En este caso, se utilizan dos contactos normalmente abiertos del relé auxiliar 1d3. El primero se conecta en serie con el circuito de activación del variador, lograda con 1d1. El segundo contacto se envía al sistema de control.

4.2.3. Monitoreo remoto de variables eléctricas:

El monitoreo de las variables eléctricas durante la operación es necesario y es requerimiento en esta aplicación (apartado 3.2.2). Dependiendo de los requerimientos se utilizan sólo amperímetros, voltímetros, medidores de potencia y en general, cualquier dispositivo con lectura de una sola o pocas variable. Sin embargo, para incluir la lectura simultánea de diversas variables, o incluir funciones avanzadas de cálculo (por ejemplo, para la medición del THD, energía consumida, horas trabajadas); y para obtener estas variables remotamente, se necesita lo que se conoce como analizador de redes, que usualmente, incluyen módulos de comunicación. En resumen, un analizador de redes:

- Mide los parámetros eléctricos: Para verificar el funcionamiento correcto de las redes.
- Calcula la energía consumida. Por línea y total, para optimizar su uso en la medida de lo posible.
- Permite el monitoreo remoto de las variables eléctricas: Centraliza todos los valores vía protocolo de comunicación o señales de salida analógicas.
- Ayuda a proteger las redes: Genera alarmas en base a niveles de consumo, cargas o pérdidas de fase.

La selección del analizador de redes es sencilla y depende de las variables que desean medirse, los protocolos de comunicación que soporta y del grado de protección IP, ya que estos equipos se instalan usualmente en las puertas frontales de los tableros.*

* El grado de protección toma el menor valor de los equipos instalados.

Para esta aplicación, las variables que necesitan medirse son, según el apartado 3.2.2, son la corriente de entrada por línea, el voltaje de entrada entre líneas, la potencia activa total consumida, el factor de potencia de salida y el THD de voltaje en la línea de entrada.

Aunque aún no se definen formalmente los puertos necesarios, los disponibles en el sistema son Ethernet, RS-232 y RS-485, por lo que un protocolo que pueda aprovechar este hardware es recomendable. Este analizador dispone de un puerto RS-485 y puede formar parte de una red MODBUS, por ejemplo. La manera en la que se integra este analizador en el sistema se cubre en el capítulo 6.

Puesto que estas son las características básicas de los analizadores, la selección se resume a precios, stock local o marcas. En la aplicación se utilizaron los analizadores de red marca SOCOMEC Modelo DIRIS A40 (ver ficha técnica en anexo). Con este analizador, es posible ver los valores de las potencias activas, reactivas y aparentes instantáneas y totales, de cada línea y total. Lo mismo ocurre con el factor de potencia. El módulo de comunicaciones RS-485 no se incluye por defecto y debe incluirse como adicional en el pedido original.

El grado de protección por defecto es IP52. Considerando que el analizador se instala en la puerta del tablero de fuerza y que el grado de protección total es igual al menor de los componentes, no se cumple con las especificaciones del apartado 3.2.2. Por lo tanto, se debe adquirir un accesorio para incrementar la protección a IP65 (protección inmediata superior a IP52, y superior a lo requerido IP54).

Este analizador y sus conexiones eléctricas se muestran en la figura 4.19. En general existen diversas topologías para la conexión de medición, considerando la cantidad de transformadores de corriente y tensión disponibles y del tipo de carga. La mostrada utiliza tres transformadores de corriente y tres de tensión. Además, considera una carga balanceada.

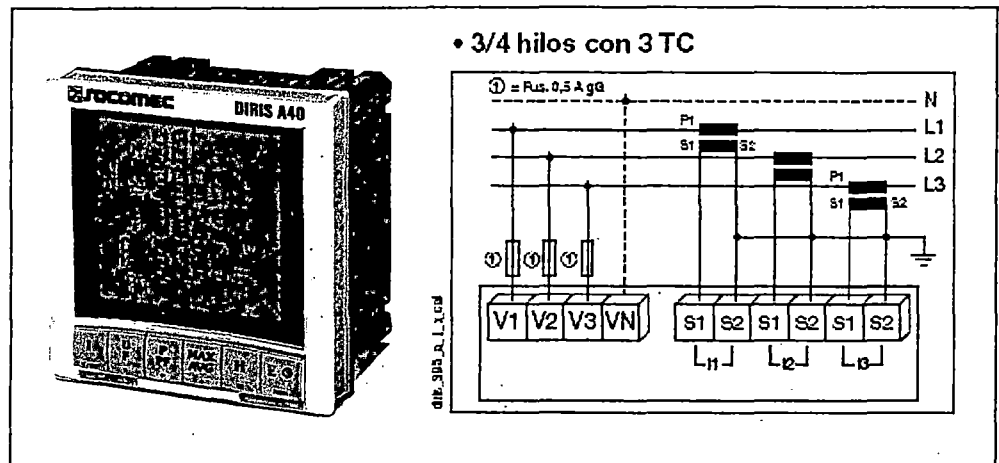


Figura 4.19: Analizador de Redes SOCOMEC y su conexión eléctrica.

4.2.4. Señalizaciones:

Según lo especificado en el apartado 3.2.2, la señalización será color verde para indicar motor funcionando, color ámbar para motor detenido y color rojo para indicar falla en el sistema de accionamiento.

Para la señalización se utilizan las lámparas de 22mm en base a LED, que tienen un largo tiempo de vida útil (mayor que 50000 horas) y bajo consumo energético. La lámpara y su LED se muestran en la figura 4.20. Estas lámparas tienen grado de protección IP66 y por tanto, cumplen con lo requerido en el apartado 3.2.2.

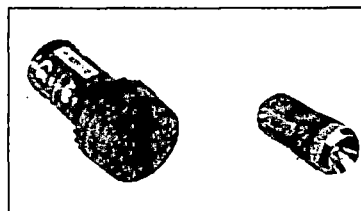


Figura 4.20: Lámpara basada en LED (derecha), LED (izquierda).

Para el encendido de las lámparas indicando el estado de funcionamiento del variador, se utilizan sus salidas tipo contacto seco. En este caso, se utilizan las salidas 2 y 3 para indicar marcha y falla respectivamente, correspondiente a la

configuración de fábrica. El circuito utilizado es de 220Vac. Los contactos secos soportan hasta 2A@250Vac o 30Vcc, suficientes para el consumo en mA de los LEDs.

El circuito de encendido de lámparas de señalización es mostrado en la figura 4.21.

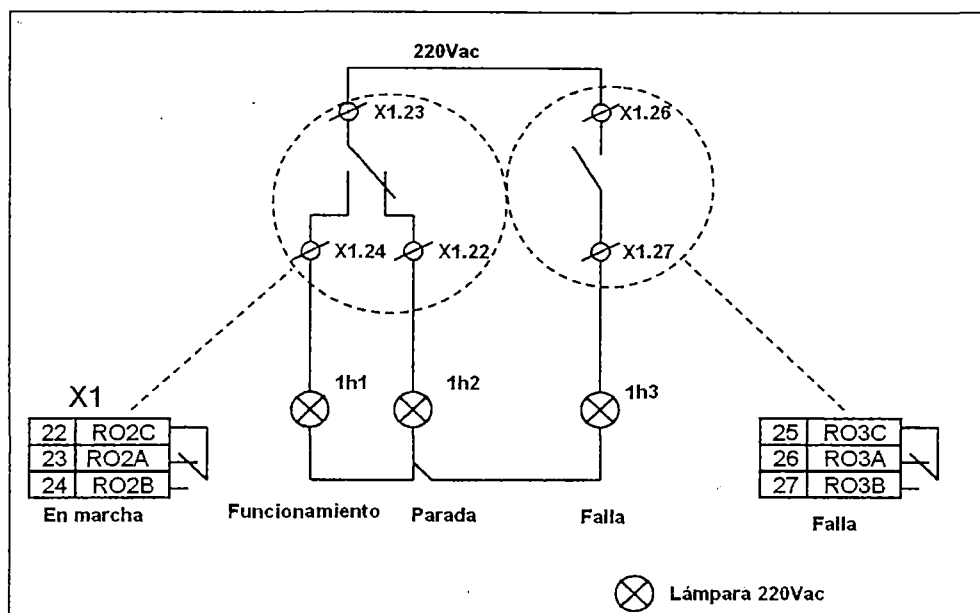


Figura 4.21: Conexiones para las lámparas de señalización.

El contacto de señalización de falla se debe utilizar además para la activación de un relé auxiliar, cuyo contacto active una entrada digital en el sistema de control de FALLA DE BOMBA, referida en general, a una falla en el sistema de accionamiento, incluido el variador. De manera análoga, el contacto de señalización de funcionamiento, debe activar un relé auxiliar, cuyo contacto active una entrada digital en el sistema de control de MOTOR EN MARCHA, que indica que la señal de activación de bomba ha sido exitosa.

El plano esquemático del accionamiento de una de las bombas de la sistema (60HP), incluyendo todo lo descrito, se muestra en el anexo.

4.3. Sistemas auxiliares:

De acuerdo al apartado 3.2.3, los sistemas auxiliares en todas las estaciones son iguales entre sí, y constan de:

- Iluminación: I_{IL} - Circuito monofásico 2A@ 220Vac.
- Tomacorrientes: I_{TC} - Circuito monofásico 10A@ 220Vac.
- Sirena: I_{SR} - Circuito monofásico 2A@ 220Vac.
- Reserva: I_{RV} - Circuito monofásico 6A@ 220Vac.

Este sistema de distribución se conforma por un interruptor termomagnético general y un interruptor dedicado a cada circuito. La capacidad del interruptor general se calcula con la suma de todas las cargas que alimenta y un factor de reserva, con valores entre 10 y 30%, generalmente. En esta aplicación, según 3.2.3, se utiliza 20%.

Entonces:

$$I_G = 1.2 * (I_{IL} + I_{TC} + I_{SR} + I_{RV}) = 1.2(2 + 10 + 2 + 6) = 24A \quad (4.4)$$

Los interruptores utilizados son termomagnéticos ABB, y se elige el disponible con carga igual o superior inmediato que lo requerido, resumido en la tabla 4.15. Todos estos interruptores cumplen: $I_{cu} = 6kA$, $V_{max} = 440 \text{ Vac}$, 125 Vdc .

Tabla 4.15: Interruptores termomagnéticos ABB por circuito auxiliar.

Circuito	Modelo	In (A)
IG	S202C25	25
IIL	S202C2	2
ITC	S202C10	10
ISR	S202C2	2
IRV	S202C6	6

El circuito es el mostrado en la figura 4.22:

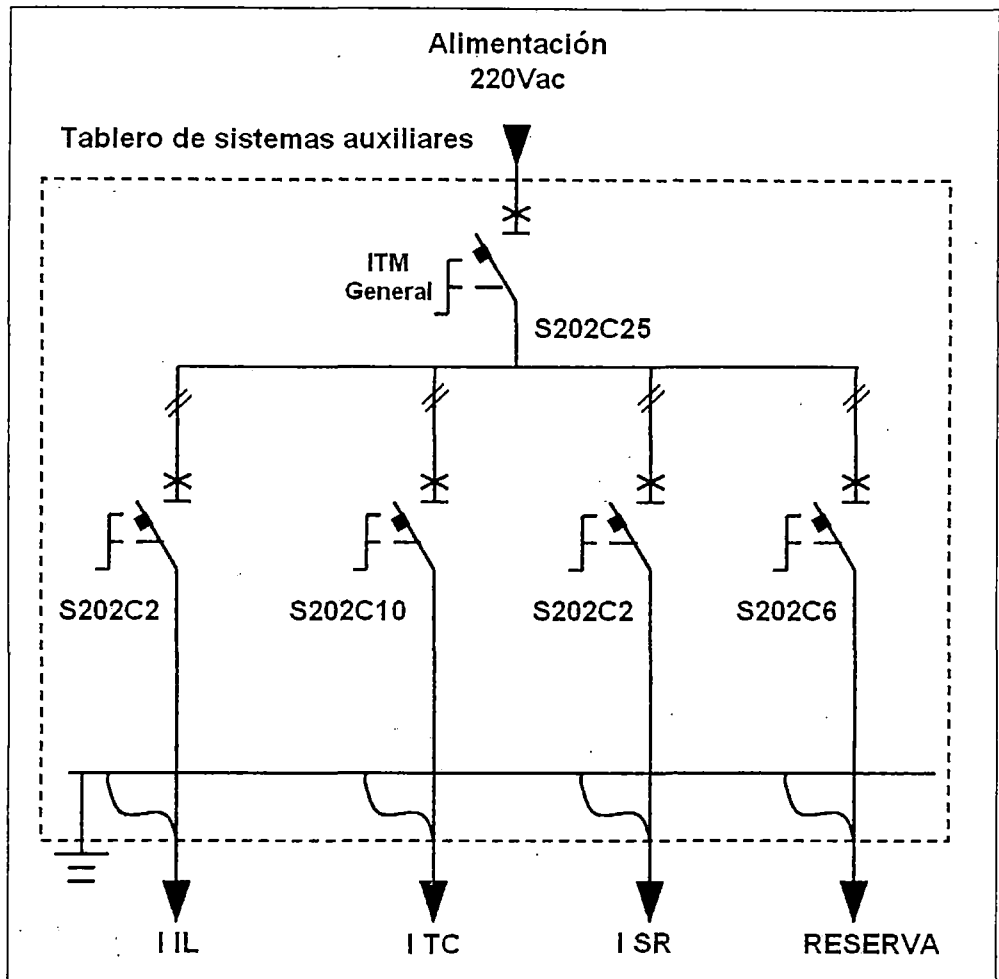


Figura 4.22: Circuito distribución de los sistemas auxiliares.

Con esto se tiene cubierto el sistema de fuerza para la activación de las bombas, sus protecciones y señalizaciones. A continuación, se describe el sistema de control que envía al sistema de fuerza, los comandos de arranque y parada de las bombas en base a condiciones establecidas por el cliente.

CAPÍTULO V

SOLUCIÓN PROPUESTA: SISTEMA DE CONTROL

La arquitectura de control incluye los pasos necesarios para cumplir con los requerimientos de funcionamiento planteados por el cliente, basados en su experiencia y necesidades. Para esto, se plantea el objetivo de control donde se incluye la lógica y condiciones de control y para el que se elabora un diagrama de flujo. Luego, son presentados los lineamientos de programación para esta aplicación.

Para las acciones de control, es necesaria la lectura de las variables de campo. Esto se logra mediante transmisores que además adaptan las señales y las envían al controlador para su procesamiento. La elección de los transmisores adecuados, es también cubierta por este capítulo.

Finalmente se seleccionan los equipos principales del tablero de control de acuerdo a los requerimientos funcionales, entre los que se encuentra el sistema de autonomía cubierto en la última parte de este capítulo.

5.1. Lógica de control:

Es aquí donde se encamina el funcionamiento de la planta y debe ser congruente con las especificaciones del cliente. La lógica de control define (en detalle) las condiciones de operación y comando de acuerdo a los estados de las variables y según lo requerido, además de las funciones de monitoreo, supervisión, seguridad y mantenimiento. Todo lo mencionado se resume en el objetivo de control.

- **Objetivo de control:** Asegurar un rango predefinido de niveles de agua en los reservorios y el monitoreo continuo de las variables nivel, presión y caudal, según sea el caso.

Para conseguirlo, se disponen de controladores, transmisores, actuadores, sistema de comunicación y otro de seguridad. Los controladores necesarios para la "toma de decisiones" en base a la información recibida de los transmisores, son cubiertos adelante en este capítulo. Los actuadores, en este caso, las bombas, se comandan para lograr los valores de niveles deseados; en base a la información recibida de los controladores; fueron vistos en el capítulo anterior. El sistema de comunicación permite la interacción de información entre las partes; y por tanto, deberá asegurar la trasmisión continua de datos.

Esto se resume en la figura 5.1:

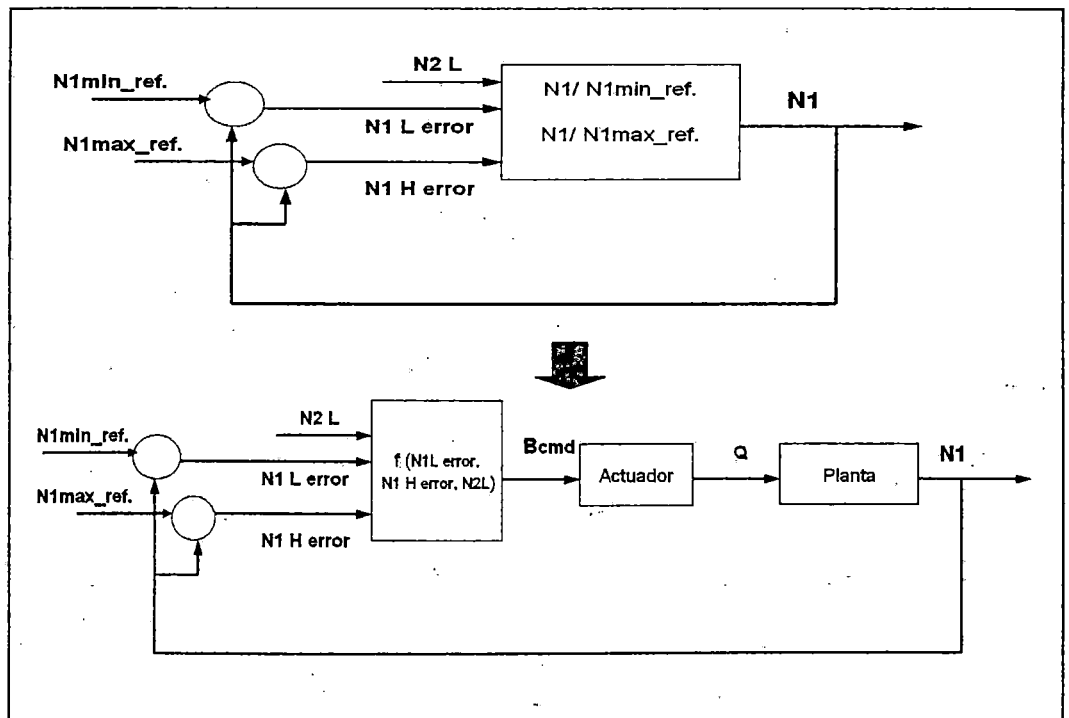


Figura 5.1: Diagrama de control de nivel de reservorios.

Donde:

N1min_ref (N1max_ref): Valor de nivel deseado en el reservorio receptor.

N1: Nivel leído en el reservorio receptor.

N2L: Alarma de nivel bajo en el reservorio fuente.

Bcmd: Comando de accionamiento de la bomba del reservorio fuente.

Representados en la figura 5.2:

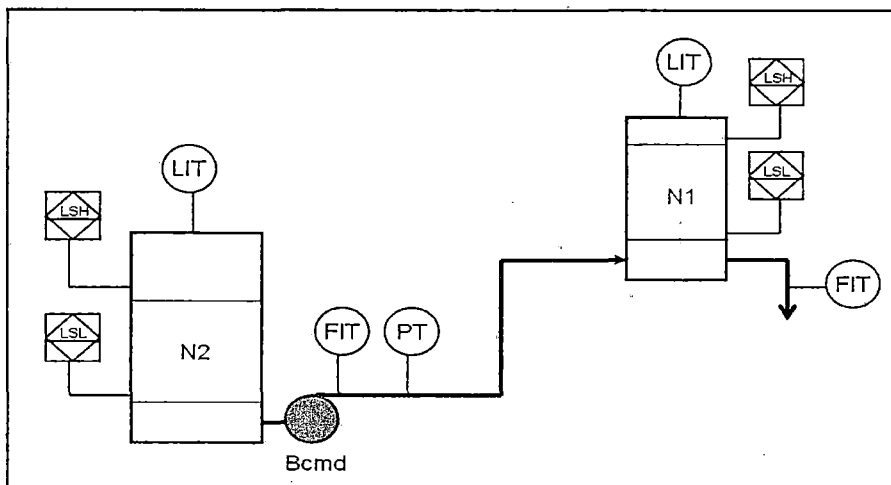


Figura 5.2: Representación del sistema: Un reservorio fuente – un reservorio receptor.

Los detalles se enlistan en las condiciones de trabajo por tipo de reservorio.

5.1.1. Condiciones de trabajo:

Son definidas en su mayoría por el cliente y es él quien delimita las acciones tomadas por la lógica de control. Sin embargo, es usual que el desarrollador del software de aplicación sugiera mejoras en busca de optimizar el funcionamiento deseado, además de agregar algunas condiciones necesarias no contempladas por el cliente (como condiciones de seguridad o funciones estándares desarrollados por el contratista). En general, cualquier cambio con respecto al plan base debe ser discutido y aprobado por el cliente antes de la ejecución.

Los reservorios se reagrupan de acuerdo a la cantidad de bombas, para especificar las condiciones según el apartado 3.3.

- **Grupo 1: Reservorio con ninguna bomba:** Pertenecen a este grupo los reservorios RPA-4, RPA-5 y RPA-6. Las condiciones de funcionamiento son:
 - Se lee el valor del nivel del reservorio y se envía al receptor fuente correspondiente.
 - Se lee el valor del caudal a la salida del reservorio y se envía al receptor fuente correspondiente.
 - La señal de relé de rebose se envía al receptor fuente correspondiente.
 - Todas las alarmas y estados de funcionamiento, son enviadas a la cisterna.

- **Grupo 2: Reservorios con bomba(s):** Pertenecen a este grupo los reservorios RPA-1, RPA-2 y RPA-3. Las condiciones de funcionamiento son:

GENERAL:

- Se lee el valor del nivel del reservorio, se muestra en la pantalla del panel de operador local y se envía al receptor fuente correspondiente.
- Se lee el valor del caudal a la salida de la línea de bombeo, se muestra en la pantalla del panel de operador local y se envía al receptor fuente correspondiente.
- Se lee el valor de la presión a la salida de la línea de bombeo, se muestra en la pantalla del panel de operador local y se envía al receptor fuente correspondiente.
- La contraseña de inhabilitación de la sirena de intrusión debe ser ingresada desde el panel de operador local.
- La sirena será activada luego de 4 minutos de que el intruso sea detectado si este no ha ingresado correctamente la contraseña.
- La sirena es apagada cuando la contraseña se ingresa correctamente.

- La sirena puede ser apagada remotamente desde el centro de control, ingresando la contraseña respectiva.
- La alarma se activa nuevamente desde el panel de operador, y se espera 1 minuto antes de dar paso a la señal del detector de presencia (para que el operador salga del reservorio).
- Todas las alarmas y estados de funcionamiento, son enviadas a la cisterna.

ENCLAVAMIENTOS: La(s) bomba(s) no encenderá(n) o será(n) apagada(s) si:

- Se activa la alarma de nivel bajo local.
- Se activa la alarma de nivel alto o de rebose del reservorio receptor.
- Se activa la alarma de falla en el motor.
- La señal de mantenimiento desde el sistema de accionamiento local está activada.
- Se pierde comunicación entre reservorio fuente y receptor por más de 5 minutos ininterrumpidos.
- Esté activada la parada de emergencia.

ACTIVACIÓN LOCAL:

- La señal LOCAL/REMOTO enviada de la cisterna, debe estar en LOCAL.
- La señal LOCAL/REMOTO enviada desde el centro de control debe estar en LOCAL.
- En modo manual, a excepción de los enclavamientos mencionados, el operador comanda libremente el funcionamiento de la(s) bomba(s).
- En modo automático, la(s) bomba(s) enciende(n) cada vez que el reservorio receptor envíe la señal de nivel bajo, respetando los enclavamientos mencionados.

ACTIVACIÓN REMOTA:

- La señal LOCAL/REMOTO enviada desde la cisterna o desde el centro de control debe estar en REMOTO.
- A excepción de los enclavamientos mencionados, el operador comanda libremente el funcionamiento de la bomba.
- La señal de remoto de la cisterna deshabilita las señales de comando locales y las provenientes del centro de control, hasta que esta sea desactivada.
- La señal de remoto del centro de control deshabilita las señales de comando locales y las provenientes de la cisterna, hasta que esta sea desactivada.

- **Grupo 3: Cisterna:** Las condiciones de funcionamiento son:

GENERAL:

- Se lee el valor del nivel de la cisterna y se muestra en la pantalla del panel de operador local.
- Se lee el valor del caudal a la salida de las líneas de bombeo y se muestra en la pantalla del panel de operador local.
- Se lee el valor de la presión a la salida de las líneas de bombeo y se muestra en la pantalla del panel de operador local.
- La contraseña de inhabilitación de la sirena de intrusión debe ser ingresada desde el panel de operador local.
- La sirena será activada luego de 4 minutos de que el intruso sea detectado si este no ha ingresado correctamente la contraseña.
- La sirena es apagada cuando la contraseña se ingresa correctamente.
- La sirena puede ser apagada remotamente desde el centro de control, ingresando la contraseña respectiva.

- La alarma se activa nuevamente desde el panel de operador, y se espera 1 minuto antes de dar paso a la señal del detector de presencia (para que el operador salga de la cisterna).
- La cisterna envía todos los datos, estados de funcionamiento y alarmas al centro de control.

ENCLAVAMIENTOS: Las bombas no encenderán o serán apagadas si:

- Se activa la alarma de nivel bajo local.
- Se activa la alarma de nivel alto o de rebose del reservorio receptor.
- Se activa la alarma de falla en el motor.
- La señal de mantenimiento desde el sistema de accionamiento local está activada.
- Se pierde comunicación entre reservorio fuente y cisterna por más de 5 minutos ininterrumpidos.
- Esté activada la parada de emergencia.
- El arranque de la bomba coincide con la activación de la válvula eléctrica.
- La señal de desactivación de bomba es enviada a la válvula de control cuyo interruptor de posición indica el momento exacto en el que debe apagarse la bomba. Por seguridad, si después de 40 segundos de enviado el comando de desactivación, no se recibe la señal del interruptor, se envía el comando de apagado indefectiblemente.

ACTIVACIÓN LOCAL:

- La señal LOCAL/REMOTO enviada desde el centro de control debe estar en LOCAL.
- En modo manual, a excepción de los enclavamientos mencionados, el operador comanda libremente el funcionamiento de la bomba.
- En modo automático, la bomba enciende cada vez que el reservorio receptor envíe la señal de nivel bajo, respetando los enclavamientos mencionados.

ACTIVACIÓN REMOTA:

- La señal LOCAL/REMOTO enviada desde el centro de control debe estar en REMOTO.
- A excepción de los enclavamientos mencionados, el operador comanda libremente el funcionamiento de la bomba.
- La señal de remoto deshabilita las señales de comando locales.

Con la lógica de control agrupada se reflejan las especificaciones de control solicitadas y facilita la elaboración de los diagramas de flujo y programación.

El resumen de la interacción entre reservorios se muestra en la figura 5.3.

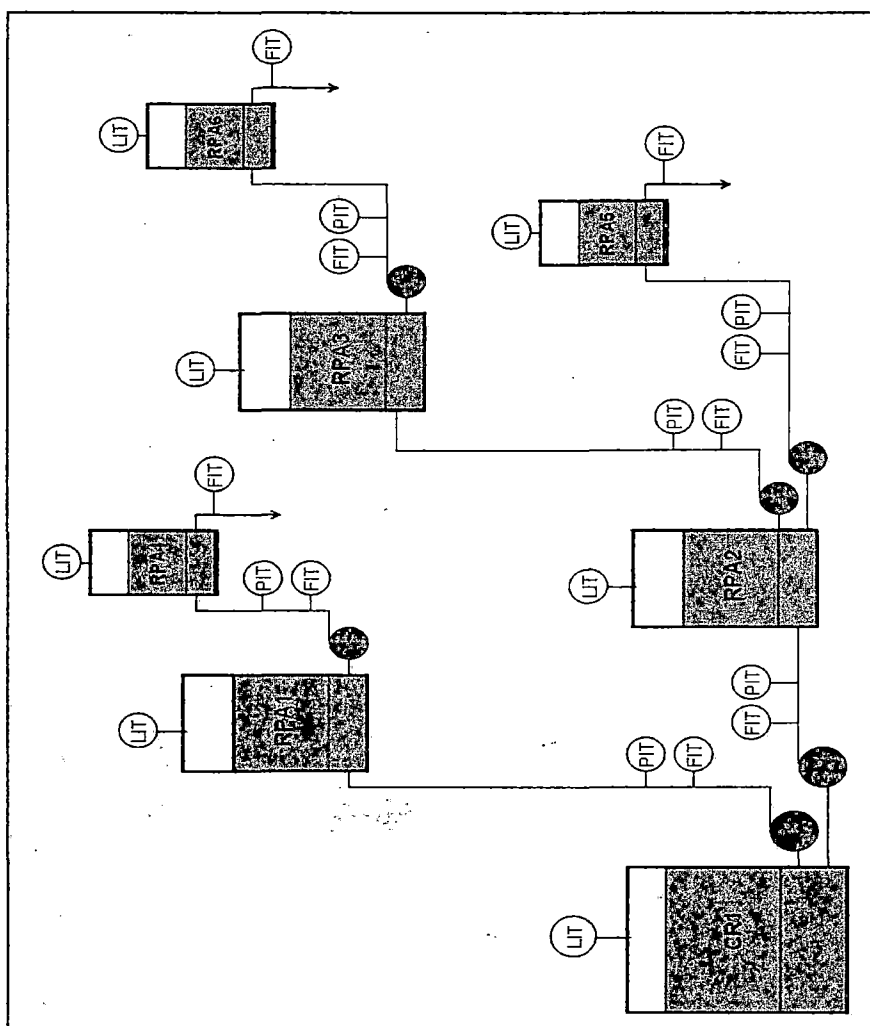


Figura 5.3: Esquema de proceso del sistema total.

5.1.2. Diagrama de Flujo:

El diagrama de flujo facilita las labores de programación porque muestra gráficamente la secuencia en la que se realizan los procesos del sistema en base a condiciones. Para facilitar la elaboración y entendimiento del diagrama de flujo, debe tenerse en cuenta la siguiente nomenclatura:

Q:	Caudal.
N:	Nivel.
P:	Presión.
Bomba:	Salida hacia el comando de la bomba (1 = encender, 0 = parar).
Bomba ant.:	Variable interna relacionada al comando de la bomba.
Válvula:	Salida hacia la válvula de control (sólo cisterna).
Horario:	Horario de funcionamiento de las bombas (1: Funcionamiento permitido, 0: Funcionamiento no permitido)
RF:	Reservorio Fuente.
RR:	Reservorio Receptor.
NL:	Alarma Nivel Bajo.
NH:	Alarma Nivel Alto.
IL:	Suma lógica de los enclavamientos (del inglés INTERLOCK).
Run:	Confirmación de arranque.
LS:	Interruptor de posición de válvula de control (sólo cisterna).
Rebose:	Alarma de Relé de Rebose.
CM:	Comando Manual.
ACT ALAR:	Señal de activación de la alarma.
Sirena:	Salida hacia la sirena (1 = encender, 0 = apagar).
Nivel Seg.:	Número entero, indica nivel de seguridad.
t:	Tiempo en segundos.

Intrusión: Entrada proveniente del detector de presencia.

Se muestran a continuación los diagramas de flujo para los grupos de acuerdo a 5.1.1.

- **Grupo 1:** Sin tomar en cuenta la lógica de seguridad, el diagrama de flujo para el grupo 1, se muestra en la figura 5.4.

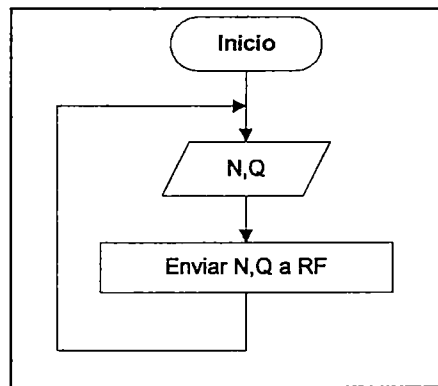


Figura 5.4: Diagrama de flujo – Grupo 1.

- **Grupo 2:** Incluye comando de bombas. La figura 5.5 muestra la lógica de señal de confirmación de motor en marcha, utilizada para cada bomba y cuya ejecución es paralela a la de control principal.

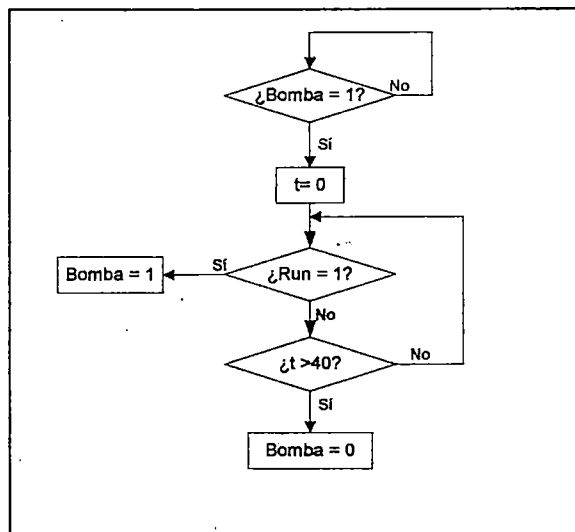


Figura 5.5: Lógica de confirmación de motor en marcha.

Sin tomar en cuenta la lógica de seguridad, el diagrama de flujo para el grupo 2, se muestra en la figura 5.6.

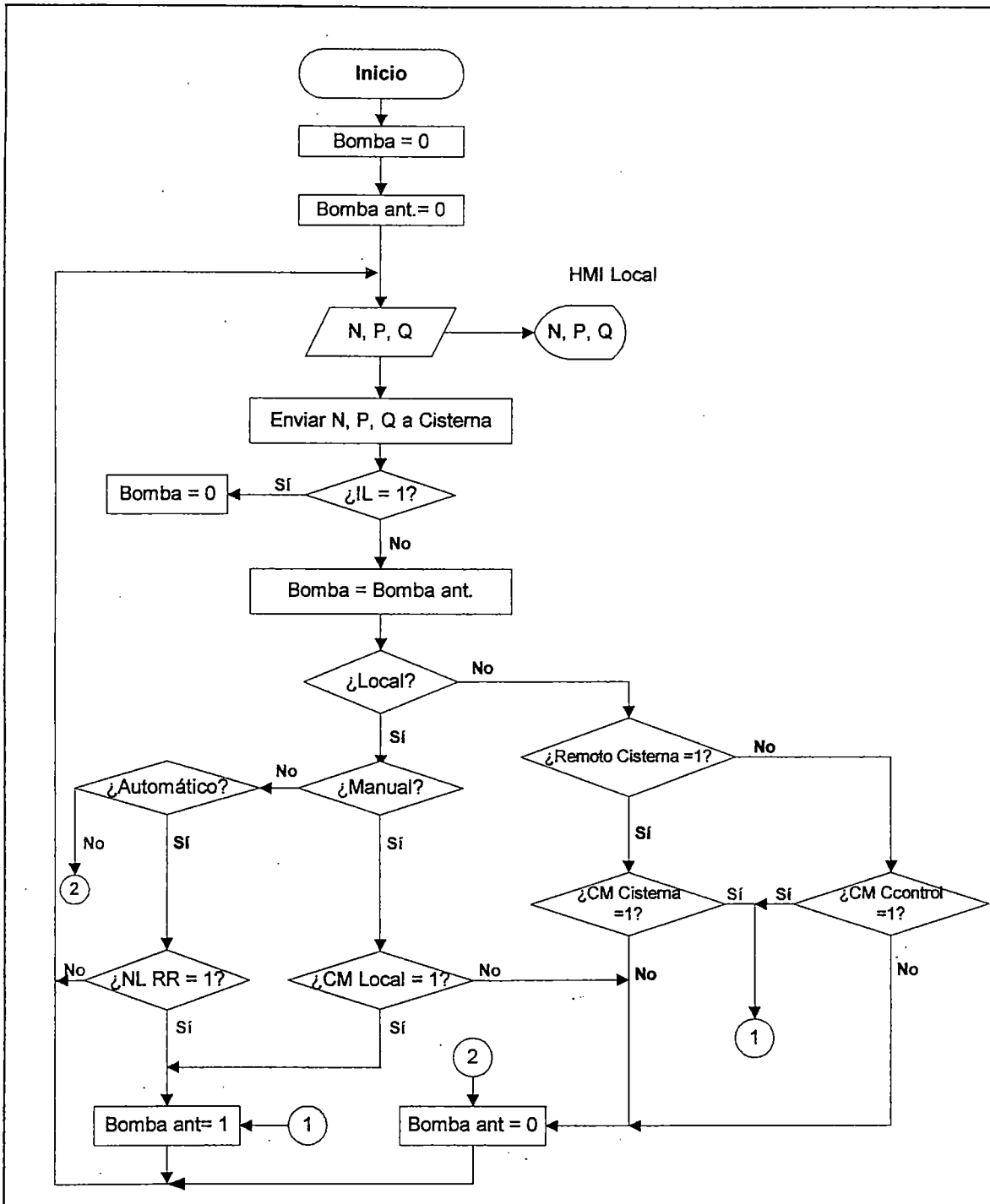


Figura 5.6: Diagrama de flujo – grupo 2.

- **Grupo 3:** Sin tomar en cuenta la lógica de seguridad, el diagrama de flujo para el grupo 3, se muestra en la figura 5.7.

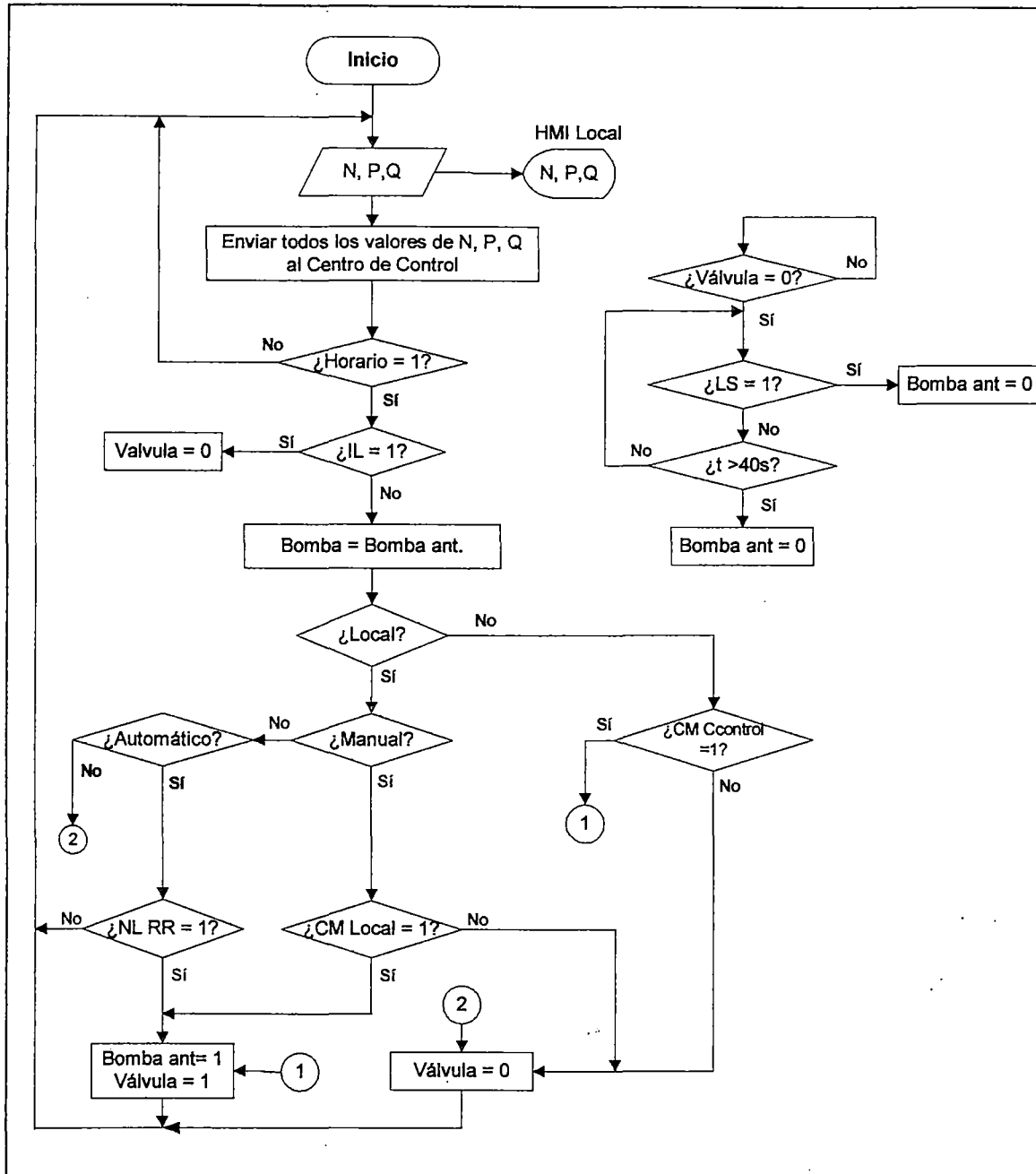


Figura 5.7: Diagrama de flujo – grupo 3.

El diagrama de flujo pequeño de la derecha, corresponde a la desactivación de la bomba mediante el interruptor de posición de la válvula de control, de acuerdo a las especificaciones de control.

- **Seguridad:** Para los tres casos anteriores y de manera paralela, se ejecuta el algoritmo de seguridad mostrado en el diagrama de flujo de la figura 5.8.

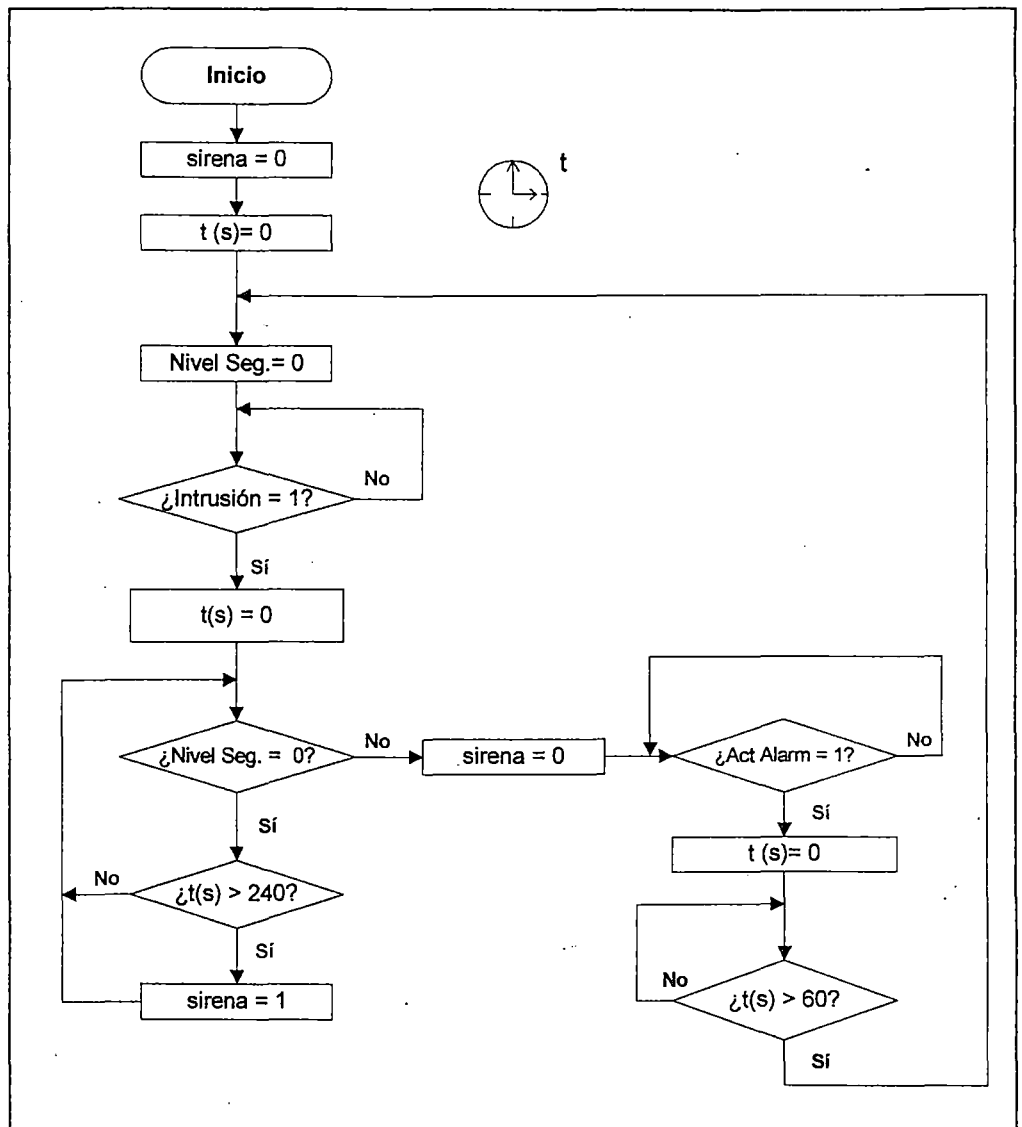


Figura 5.8: Diagrama de flujo – seguridad.

5.1.3. Programación:

Una vez que los diagramas de flujo se han desarrollado, la programación se convierte en la traducción de estos gráficos en líneas de texto o interacción de bloques, de acuerdo al lenguaje de programación utilizado. En general, de acuerdo al estándar IEC61131, existen 5 lenguajes de programación: Diagrama Escalera (LD), Diagrama Bloque de Funciones (FBD), Lista de Instrucciones (IL), Texto Estructurado (ST) y Tabla Secuencial de Funciones (SFC), aunque en este trabajo sólo se utiliza el lenguaje de texto estructurado y el bloque de funciones.

La herramienta de aplicación utilizada es el *Compact Control Builder M Versión 4.1.0*, de ABB, necesario para la programación de los controladores ABB de la línea AC800M. A continuación se presentan los lineamientos principales de programación utilizados y se muestra el uso de los bloques de funciones principales para la programación, según los diagramas de flujo, aunque no se adjunta el detalle de comunicaciones o configuraciones particulares, por tratarse de información confidencial. La herramienta de programación del panel de operador se llama *Panel Builder 800 Versión 4.1*.

- **Bloques de funciones utilizados:** Para facilitar el entendimiento macro del programa, se explican los siguientes bloques de funciones, que son los más utilizados en el desarrollo final del software de aplicación:

1. **LevelLow:** Detecta un nivel inferior al configurado y genera una alarma. Trabaja con histéresis para eliminar problemas en los comandos de arranque de bombas. En la figura 5.9 se muestra el ejemplo de las conexiones para RPA-4.

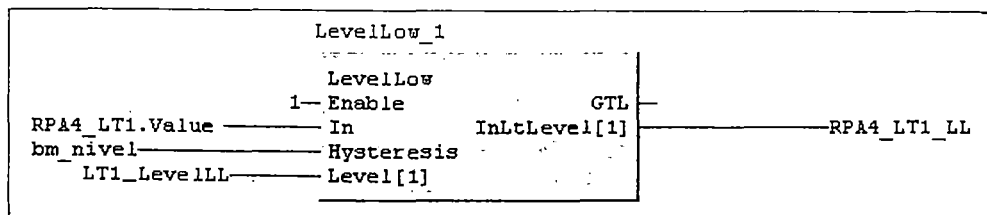


Figura 5.9: Bloque de función *LevelLow*.

- RPA4_LT1.Value: Valor entregado por el medidor de nivel.
- bm_nivel: Banda muerta o histéresis de la medición (se trabaja con 10cm, de acuerdo a lo solicitado por el cliente).
- LT1_LevelLL: Valor configurado de activación de alarma.
- RPA4_LT1_LL: Alarma de nivel mínimo.

El diagrama de tiempo de este bloque, se muestra en la figura 5.10:

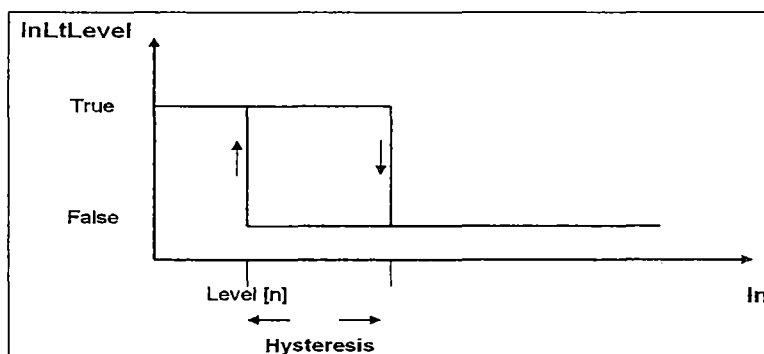


Figura 5.10: Diagrama de tiempo *LevelLow*.

2. **LevelHigh:** Detecta un nivel superior al configurado y genera una alarma. Trabaja con histéresis para eliminar problemas en los comandos de arranque de bombas. En la figura 5.11 se muestra el ejemplo de las conexiones para RPA-4.

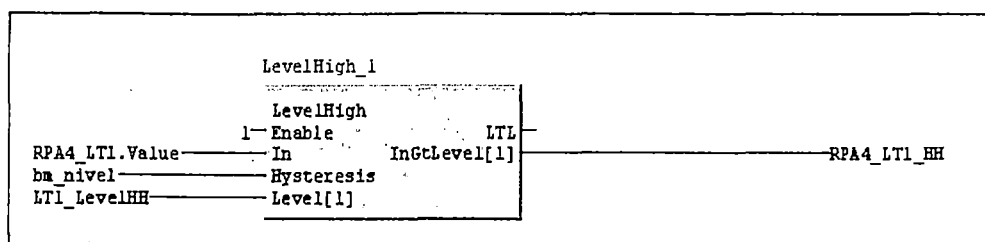


Figura 5.11: Bloque de función *LevelHigh*.

- RPA4_LT1.Value: Valor entregado por el medidor de nivel.
- bm_nivel: Banda muerta o histéresis de la medición.

Puesto que la alarma de nivel superior sólo comanda el apagado de bomba, no necesita histéresis (bm_nivel =0).

- LTI_LevelHH: Valor configurado de activación de alarma.
- RPA4_LT1_HH: Alarma de nivel máximo.

El diagrama de tiempo de este bloque, se muestra en la figura 5.12:

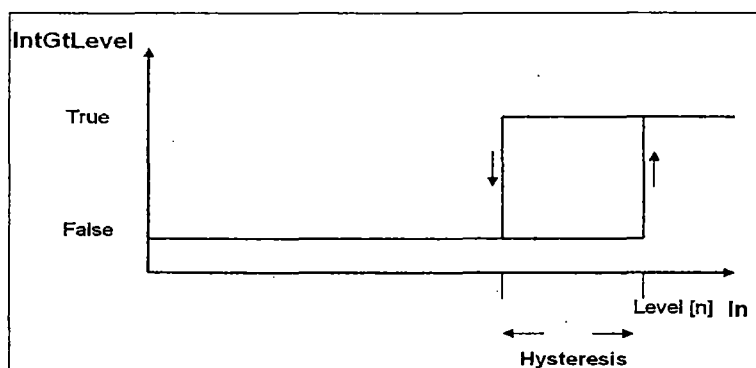


Figura 5.12: Diagrama de tiempo *LevelHigh*.

3. **Bloques menores:** Son los bloques de uso común (AND, OR, RS, SR, detectores de flanco, bloques de tiempo, etc.), de los cuales se dan pequeños detalles de funcionamiento y se muestran en la figura 5.13.

En el bloque RS, el reset tiene prioridad sobre el set, mientras que en el SR, el set la tiene sobre el reset. Los detectores de flanco, detectan cambios de estados de la señal de entrada y generan un pulso de corta duración. Los bloques de tiempo trabajan de la manera estándar y el generador de pulsos, genera ondas cuadradas con una frecuencia igual a la inversa de *PeriodTime*, y con una duración igual a *PulseTime*.

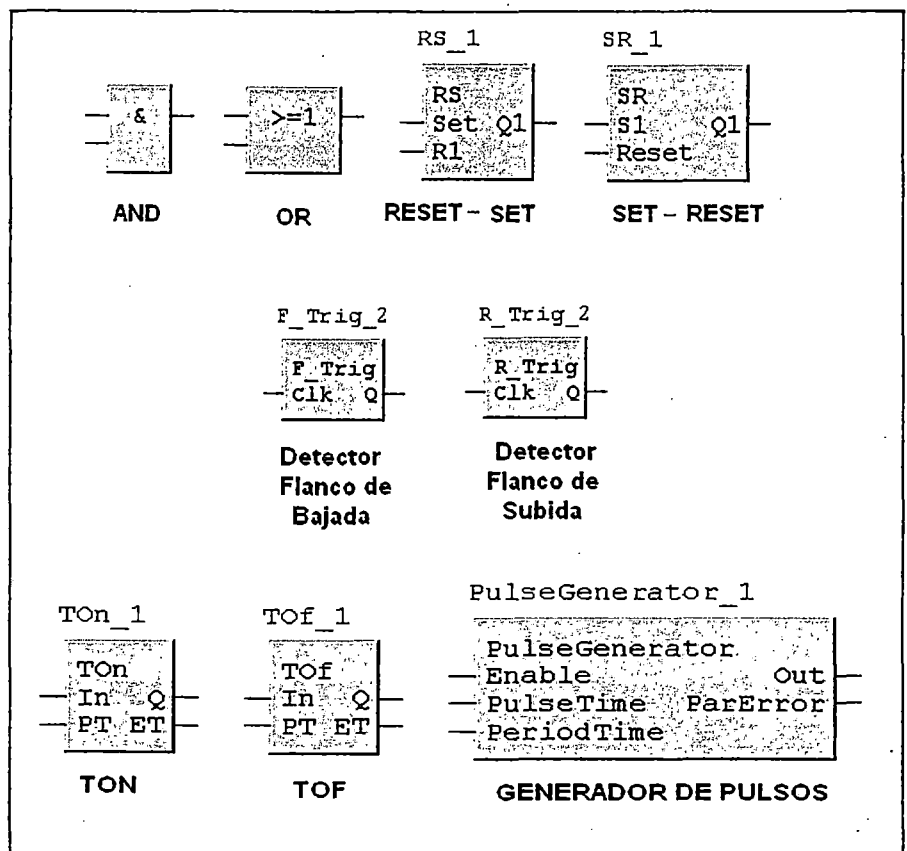


Figura 5.13: Bloques menores de programación.

Existe un bloque dedicado al funcionamiento de motores, llamado *MotorUni*, utilizado para aplicaciones con diferentes fuentes de arranque, y sobre todo para la inclusión de un *faceplate* utilizado durante la simulación. En este caso, por la sencillez de la aplicación, el

comando de las bombas se logra utilizando sólo algunas compuertas lógicas. El *Compact Control Builder M*, permite la creación de librerías y de bloques de funciones para su reutilización en el programa. Esta herramienta facilita y reduce los esfuerzos de programación, sobre todo en casos en que las rutinas se repiten reiteradamente.

Existen variables estándar y la tipo IO. Las variables tipo IO son de tipo estructura y corresponden a entradas o salidas físicas, donde el campo *Value* corresponde al valor de la señal. Los demás campos se utilizan para la simulación y monitoreo. Estas señales son digitales o analógicas, dependiendo del caso.

Se muestran a continuación las señales físicas por reservorio. El significado de cada variable se encuentra líneas abajo, en el desarrollo del programa.

Tabla 5.1: Entradas analógicas por estación.

Entradas Analógicas						
CR1	RPA1	RPA2	RPA3	RPA4	RPA5	RPA6
CR1_LT1	RPA1_LT1	RPA2_LT1	RPA3_LT1	RPA4_LT1	RPA5_LT1	RPA6_LT1
CR1_FT1	RPA1_FT1	RPA2_FT1	RPA3_FT1	RPA4_FT1	RPA5_FT1	RPA6_FT1
CR1_FT2	RPA1_PT1	RPA2_FT2	RPA3_PT1			
CR1_PT1		RPA2_PT1				
CR1_PT2		RPA2_PT2				
Total: 5	Total: 3	Total: 5	Total: 3	Total: 2	Total: 2	Total: 2

Tabla 5.2: Salidas digitales por estación.

CR1	RPA1	RPA2	RPA3	RPA4	RPA5	RPA6
CR1_B1_CMD	RPA1_B_CMD	RPA2_B1_CMD	RPA3_B_CMD	RPA4_sirena	RPA5_sirena	RPA6_sirena
CR1_B2_CMD	RPA1_sirena	RPA2_B2_CMD	RPA3_sirena			
CR1_V1_CMD		RPA2_sirena				
CR1_V2_CMD						
CR1_sirena						
Total: 5	Total: 2	Total: 3	Total: 2	Total: 1	Total: 1	Total: 1

Entradas Digitales						
CR1	RPA1	RPA2	RPA3	RPA4	RPA5	RPA6
CR1_man1	RPA1_man	RPA2_man1	RPA3_man	RPA4_Reb	RPA5_Reb	RPA6_Reb
CR1_auto1	RPA1_auto	RPA2_auto1	RPA3_auto	RPA4_BAT_LOW	RPA5_BAT_LOW	RPA6_BAT_LOW
CR1_man2	RPA1_B_mant	RPA2_man2	RPA3_B_mant	RPA4_AC_OFF	RPA5_AC_OFF	RPA6_AC_OFF
CR1_auto2	RPA1_B_Emerg	RPA2_auto2	RPA3_B_Emerg			
CR1_B1_mant	RPA1_B_falla	RPA2_B1_mant	RPA3_B_falla			
CR1_B2_mant	RPA1_Reb	RPA2_B2_mant	RPA3_Reb			
CR1_B1_Emerg1	RPA1_RUN	RPA2_B1_Emerg1	RPA3_RUN			
CR1_B2_Emerg2	RPA1_BAT_LOW	RPA2_B2_Emerg2	RPA3_BAT_LOW			
CR1_LS1	RPA1_AC_OFF	RPA2_B1_falla	RPA3_AC_OFF			
CR1_LS2	RPA1_Intrus	RPA2_B2_falla	RPA3_Intrus			
CR1_B1_falla		RPA2_Reb				
CR1_B2_falla		RPA2_RUN1				
CR1_Reb		RPA2_RUN2				
CR1_RUN1		RPA2_BAT_LOW				
CR1_RUN2		RPA2_AC_OFF				
CR1_BAT_LOW		RPA2_Intrus				
CR1_AC_OFF						
CR1_Intrus						
Total: 18	Total: 10	Total: 16	Total: 10	Total: 3	Total: 3	Total: 3

Tabla 5.3: Entradas digitales por estación.

Estas son en resumen, el total de entradas y salidas físicas del sistema. Por tanto, estas señales son del tipo IO (*BoolIO* o *RealIO* para señales digitales y análogas, respectivamente) y es con ellas con las que se realiza el trabajo de programación.

- **Programa Grupo 1:** Este grupo es de sólo lectura, y como se detalla más adelante, los reservorios del grupo 1 no tienen controlador y son sólo estaciones de entradas y salidas remotas (RIOs). El programa de lectura de nivel para la generación de alarmas en sus reservorios fuente respectivos, se resume a:

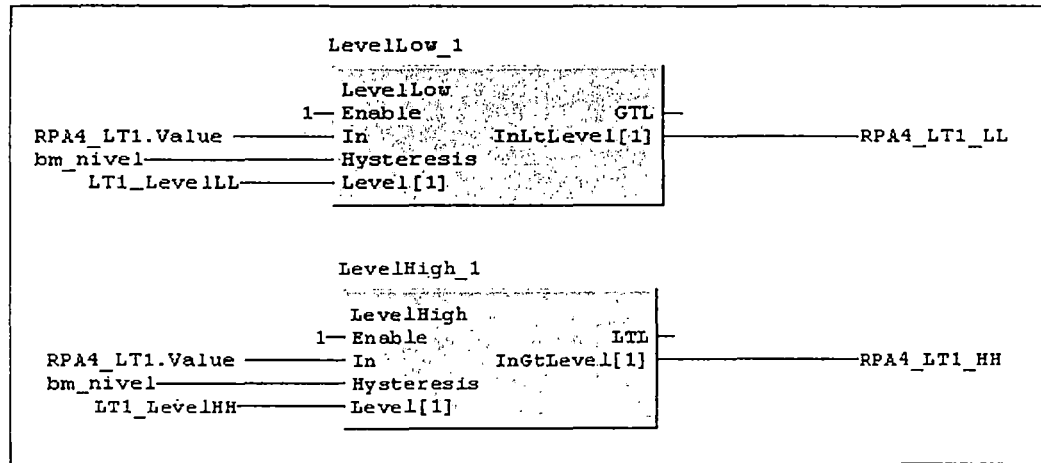


Figura 5.14: Alarmas nivel bajo y alto en los reservorios finales.

Donde, RPA4_LT1_LL es la alarma de nivel mínimo para la generación de alarma y solicitud de activación de bombas.

Las demás alarmas (rebose, baterías agotadas, pérdida de 220Vac e intrusión) y lecturas de señales análogas, son también enviadas a los reservorios fuente para su utilización en la lógica o su publicación, y cuyos nombres tienen la siguiente nomenclatura:

Tabla 5.4: Descripción de los tags – Reservorios Finales.

Tag	Descripción
RPA4_LT1_LL	Alarma Nivel Bajo RPA4.
RPA4_LT1_HH	Alarma Nivel Alto RPA4.
RPA4_Reb	Relé de rebose RPA4 activado.
RPA4_BAT_LOW	Baterías de autonomía agotadas.
RPA4_AC_OFF	Pérdida de suministro eléctrico.
RPA4_Intrus	Señal de intrusión.
RPA4_LT1	Lectura de nivel en RPA4.
RPA4_FT1	Lectura de caudal en RPA4.

El ejemplo está dado para RPA-4, y se extiende de manera análoga a RPA-5 y RPA-6.

- **Programa Grupo 2:** Este grupo comanda al menos una bomba según lo mostrado en el diagrama de flujo de la figura 5.6. El ejemplo mostrado corresponde a la lógica de RPA-1 con RPA-4 (RPA-1 – RPA-4), y se hace extensivo de manera análoga a RPA-2 – RPA-5, RPA-2 – RPA-3, y RPA-3 – RPA-6.

La activación de la bomba, se resume en:

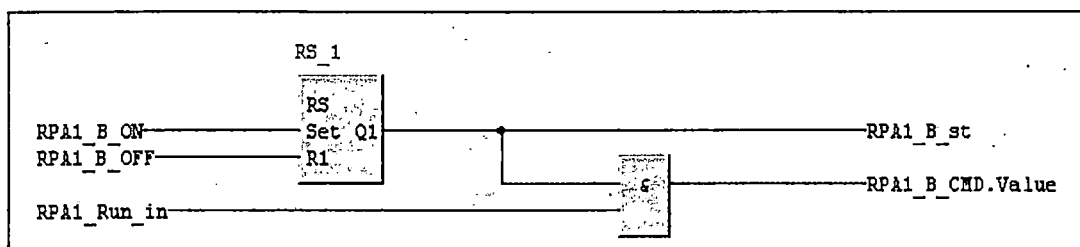


Figura 5.15: Lógica de comando de bomba – grupo 2.

La salida hacia el sistema de fuerza en *RPA1_B_CMD*.

Se utiliza el bloque RS por la prioridad que tiene el *reset* sobre el *set* (el apagado sobre el encendido) por cuestiones de seguridad.

La lista de tags utilizados, se muestran en la tabla 5.5:

Tabla 5.5: Descripción de tags: Reservorios RPA-1, RPA-2, RPA-3.

Tag	Descripción
RPA1_CMD	Salida de comando de bomba. Hacia el sistema de fuerza.
RPA1_B_st	Estado intermedio de activación. Requiere la confirmación de arranque.
RPA1_B_ON	Comando de activación.
RPA1_B_OFF	Comando de desactivación.
RPA1_man	Bombas en manual.
RPA1_auto	Bombas en automático.
RPA1_REMOTO_CR1	Señal de remoto de la cisterna.
RPA1_REMOTO_CC	Señal de remoto del centro de control.
RPA1_REMOTO	RPA1 en remoto (cualquier caso).
RPA1_man_CMD	Señal de comando en modo manual. Desde el panel de operador local.
RPA1_auto_CMD	Señal de comando en modo automático. Desde la lógica del controlador.
RPA1_CR1_CMD	Señal de comando desde cisterna en modo remoto.
RPA1_CC_CMD	Señal de comando desde centro de control en modo remoto.
RPA1_RUN	Señal física de confirmación de arranque. Desde el sistema de fuerza.
RPA1_Run_in	Confirmación de arranque recibida antes de los 40 segundos de enviado el comando de arranque.
Tiempo_run	Tiempo de espera de la señal de confirmación de arranque, 40 segundos.
RPA1_LT1_LL	Alarma Nivel Bajo RPA-1.
RPA4_LT1_HH	Alarma Nivel Alto RPA-4.
RPA4_Reb	Relé de rebose RPA4 activado.
RPA4_LT1_LL	Alarma Nivel Bajo RPA-4.
RPA1_B_falla	Falla en la bomba. Desde el sistema de fuerza.
RPA1_B_Emerg	Parada de emergencia activado. Desde el sistema de fuerza.
RPA1_B_mant	Bomba RPA1 en mantenimiento. Desde el sistema de fuerza.
RPA1_COM_RPA4	Pérdida de comunicación entre RPA-1 y RPA-4 por más de 5 minutos.
RPA1_LT1	Lectura de nivel en RPA-1.
RPA1_FT1	Lectura de caudal en RPA-1.
RPA1_PT1	Lectura de presión en RPA-1.

La señal de encendido se traduce en:

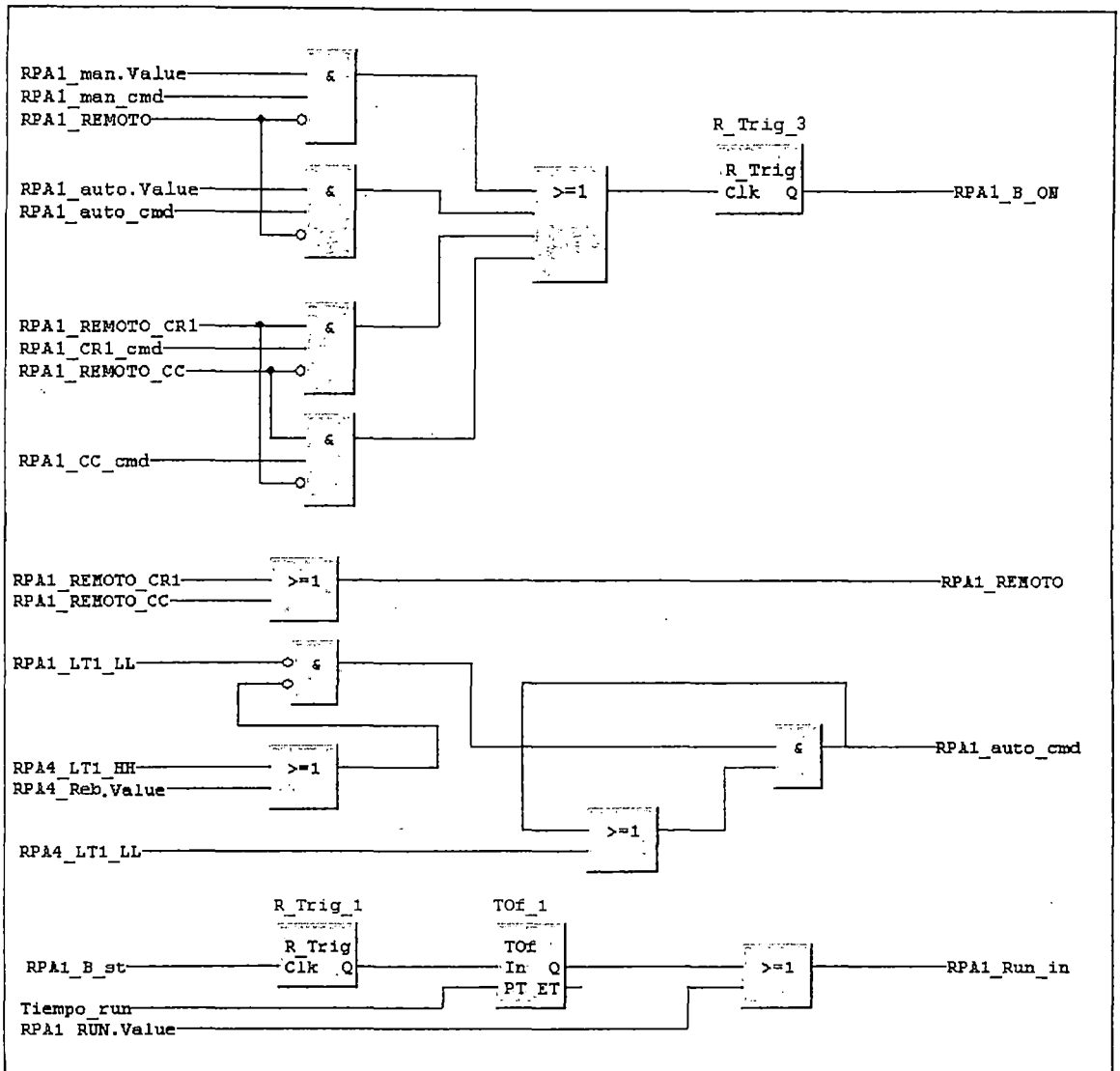


Figura 5.16: Lógica de encendido de la bomba.

La señal `RPA1_Run_in` asegura el comando de activación durante 40 segundos, mientras espera la confirmación de arranque desde el sistema de fuerza. Superado el tiempo sin recibir la confirmación, la señal de comando apagado se impone y la bomba es apagada. En este caso, deberá hacerse una inspección o corrección del problema en sitio, y la bomba deberá ser puesta en mantenimiento y bloqueada momentáneamente. Esto debe ser

escrito claramente en el manual de operaciones entregado al cliente. La lógica de apagado corresponde a:

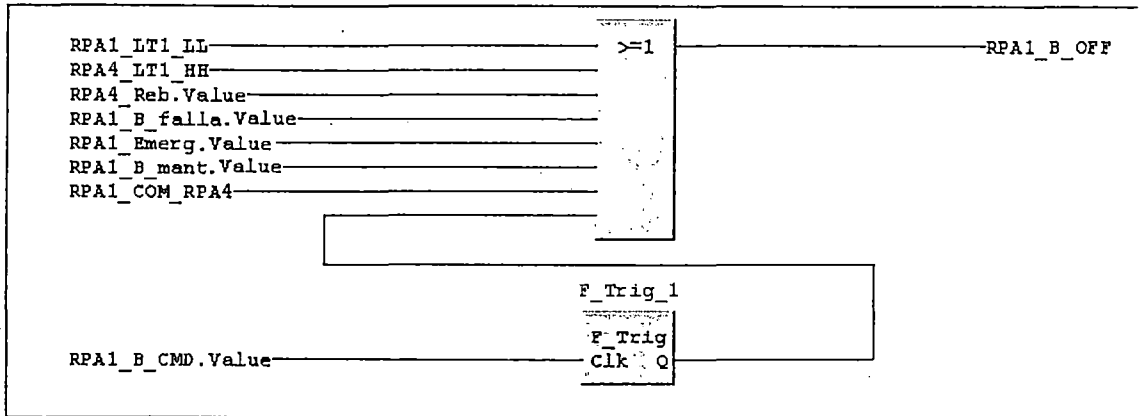


Figura 5.17: Lógica de apagado de la bomba.

La bomba RPA-1 trabaja bajo esta lógica, al igual que las de RPA-2 y RPA-3.

- **Programa Grupo 3:** Este grupo corresponde a la cisterna y se comanda según lo mostrado en el diagrama de flujo de la figura 5.7. El ejemplo mostrado corresponde a la lógica de CR-1 – RPA-1 (bomba 1), y se hace extensivo de manera análoga a CR-1– RPA-2 (bomba 2). El encendido de los actuadores responde a:

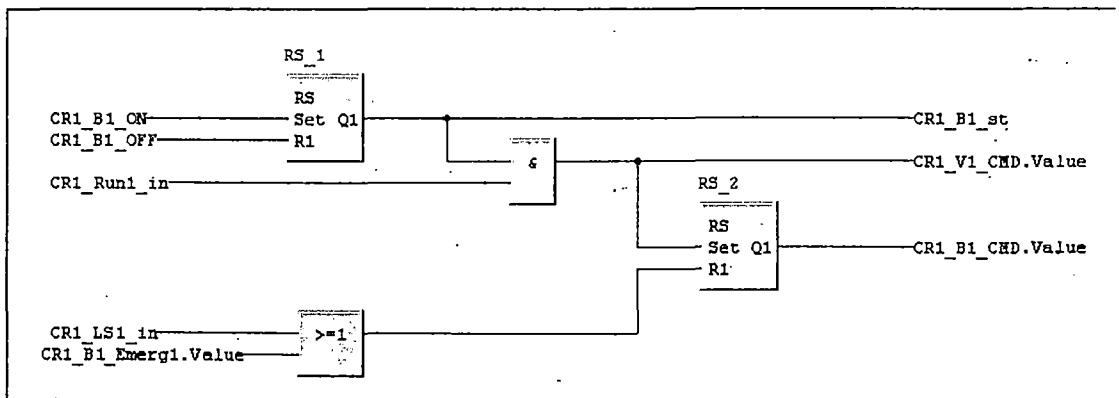


Figura 5.18: Lógica de comando de bomba – grupo 3.

La lista de tags utilizados, se muestran en la tabla 5.6:

Tabla 5.6: Descripción de los tags – cisterna. Línea de bombeo 1.

Tag	Descripción
CR1_B1_CMD	Salida de comando de bomba 1. Hacia el sistema de fuerza.
CR1_B1_st	Estado intermedio de activación de bomba 1. Requiere la confirmación de arranque.
CR1_B1_ON	Comando de activación bomba 1.
CR1_B1_OFF	Comando de desactivación bomba 1.
CR1_V1_CMD	Salida de comando hacia la válvula1.
CR1_LS1	Interruptor de posición. Desde la válvula 1.
CR1_LS1_in	Señal intermedia para apagado de bomba 1. Responde a lógica interna.
Tiempo_valvula	Tiempo de espera del interruptor de posición, 40 segundos.
CR1_man1	Bomba1 CR-1 en manual.
CR1_auto1	Bomba1 CR-1 en automático.
CR1_REMOTO_CC	Señal de remoto del centro de control.
CR1_man1_CMD	Señal de comando en modo manual de bomba 1. Desde el panel de operador local.
CR1_auto1_CMD	Señal de comando en modo automático de bomba 1. Desde la lógica del controlador.
CR1_CC_CMD1	Señal de comando desde centro de control en modo remoto a bomba 1.
CR1_RUN1	Señal física de confirmación de arranque de bomba 1. Desde el sistema de fuerza.
CR1_Run1_in	Confirmación de arranque recibida antes de los 40 segundos de enviado el comando de arranque de bomba 1.
B_off_in	Variable intermedia de apagado de bomba en modo manual.
Tiempo_run	Tiempo de espera de la señal de confirmación de arranque, 40 segundos.
CR1_LT1_LL	Alarma Nivel Bajo CR-1.
RPA1_LT1_HH	Alarma Nivel Alto RPA-1.
RPA1_Reb	Relé de rebose RPA-1 activado.
RPA1_LT1_LL	Alarma Nivel Bajo RPA-1.
CR1_B1_falla	Falla en la bomba 1. Desde el sistema de fuerza.
CR1_B1_Emerg1	Parada de emergencia de bomba 1 activado. Desde el sistema de fuerza.
CR1_B1_mant	Bomba 1 CR-1 en mantenimiento. Desde el sistema de fuerza.
CR1_COM_RPA1	Pérdida de comunicación entre CR-1 y RPA-1 por más de 5 minutos.
CR1_LT1	Lectura de nivel en CR-1.
CR1_FT1	Lectura de caudal en línea de bombeo 1 CR-1.
CR1_PT1	Lectura de presión en línea de bombeo 1 CR-1.

La salida hacia el comando de la bomba es *CR1_B1_CMD*

y hacia el comando de la válvula es *CR1_V1_CMD*.

La bomba se apaga de inmediato al recibir la parada de emergencia, o cuando el interruptor de posición de la válvula llega al valor configurado de cierre seguro. Si por alguna razón, luego de 40 segundos (*tiempo_valvula*) no se recibe la señal del interruptor de posición, se envía la señal de cierre indefectiblemente. Esto añade seguridad a la operación y se observa en la siguiente figura:

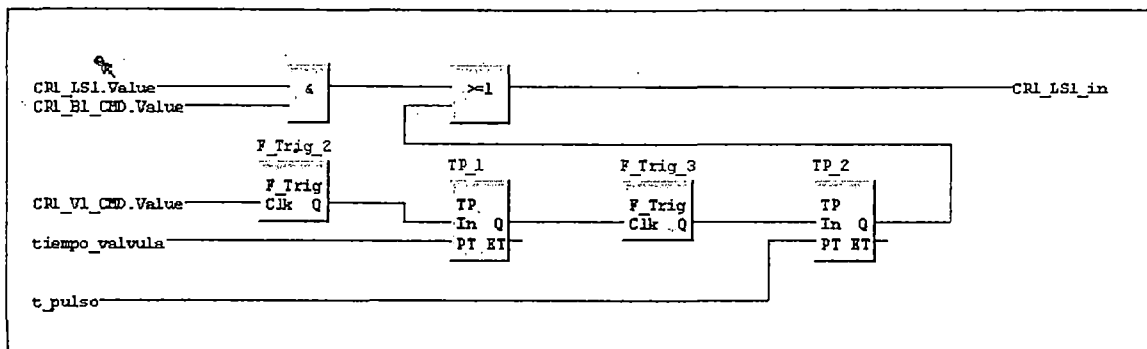


Figura 5.19: Lógica válvula de control y su interruptor de posición.

La señal de activación responde a la lógica mostrada en la figura 5.20.

La señal *CR1_Run1_in* asegura el comando de activación durante 40 segundos, mientras espera la confirmación de arranque desde el sistema de fuerza. Superado el tiempo sin recibir la confirmación, la señal de comando apagado se impone y la bomba es apagada. En este caso, deberá hacerse una inspección o corrección del problema en sitio, y la bomba deberá ser puesta en mantenimiento y bloqueada momentáneamente. Esto deberá ser escrito claramente en el manual de operaciones entregado al cliente.

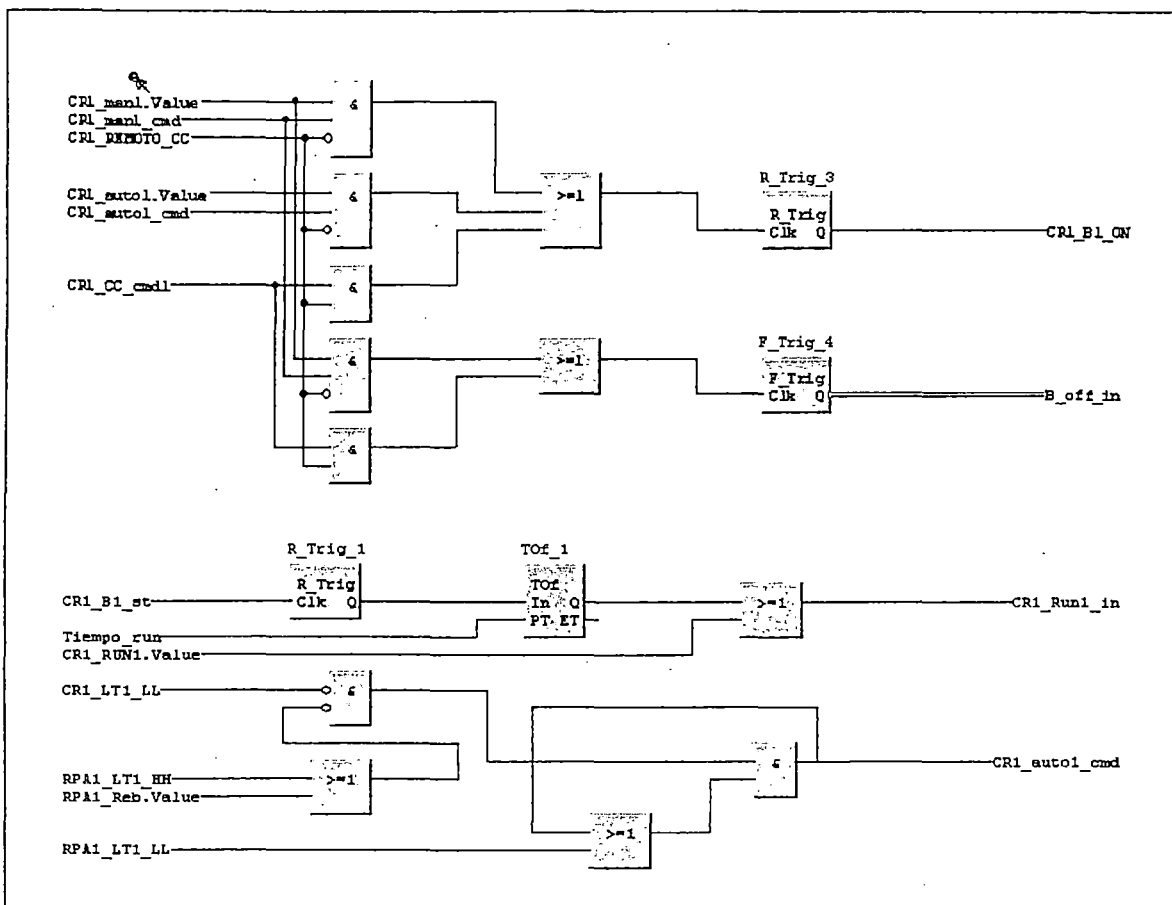


Figura 5.20: Lógica de encendido de la bomba.

La señal de apagado responde a:

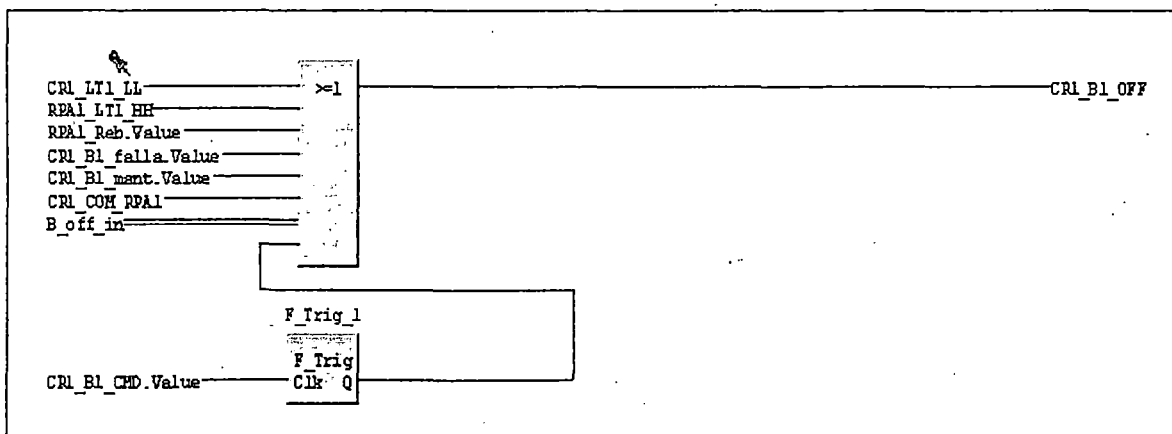


Figura 5.21: Lógica de apagado de la bomba.

Ambas bombas en la cisterna trabajan bajo esta lógica.

- **Programa Seguridad:** Esta lógica se implementa en todos los controladores. El ejemplo mostrado corresponde a RPA-4 y se hace extensivo de manera análoga al resto de reservorios y a la cisterna.

La lista de tags utilizados, se muestran en la tabla 5.7:

Tabla 5.7: Descripción de los tags – Seguridad.

Tag	Descripción
RPA4_intrus	Señal de intrusión. Proviene del detector de presencia.
RPA4_sirena	Salida hacia la sirena de alarma.
pulso_detecta	Detección efectiva de la intrusión. Filtra tiempos para ingreso de contraseña y salida del reservorio.
reg_pass	Nivel de seguridad. Proviene del panel. 0: Sin seguridad. 1: Ingreso. 2: Operador.
t_intrus	Tiempo para ingreso de contraseña. 4 Minutos.
T_salida	Tiempo de espera para la salida del operador. 1 Minuto.
T_espera	Tiempo adicional de adecuación de señal y evite de rebotes. 3 Segundos.

La lógica para detectar los pulsos de intrusión y además dar 1 minuto de tiempo al operador para retirarse, una vez activada la alarma, se muestra en la figura 5.22:

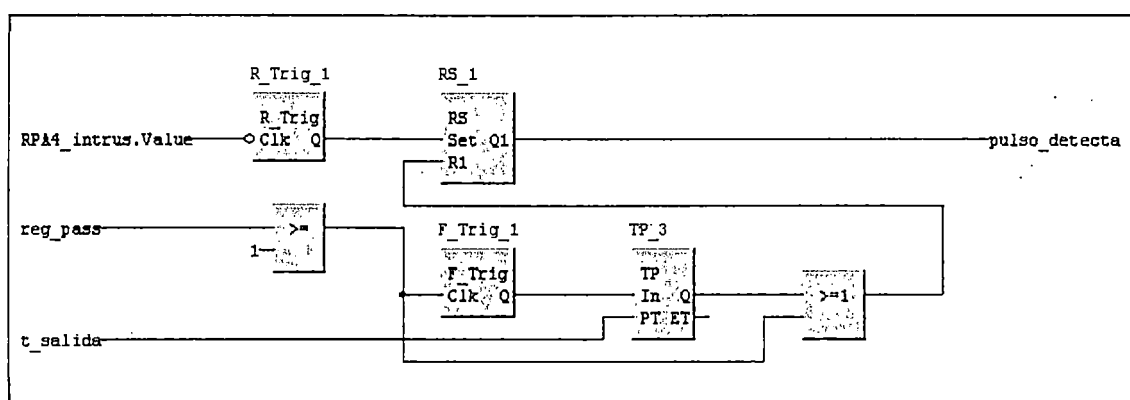


Figura 5.22: Lógica de detección de presencia.

La lógica de activación y desactivación de la sirena, con los 4 minutos correspondientes para el ingreso de la contraseña a partir de la detección de presencia, se muestra en la figura 5.23:

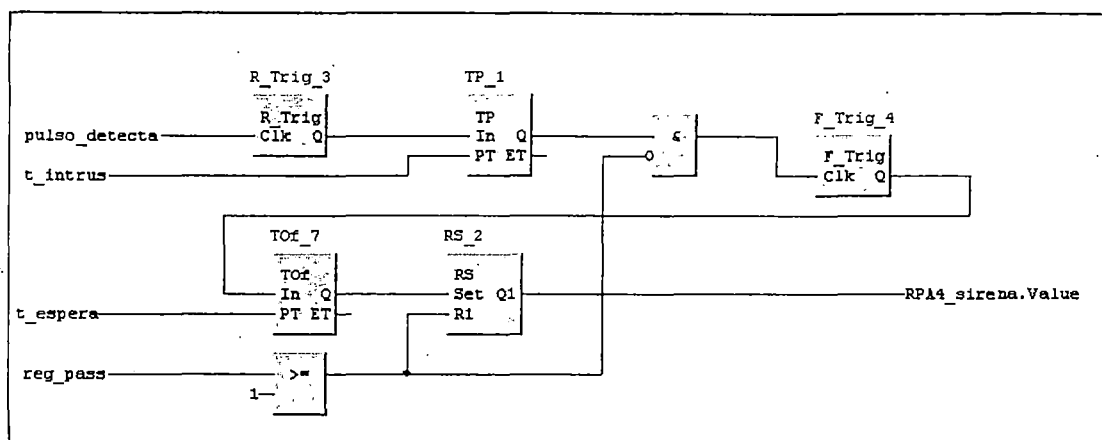


Figura 5.23: Lógica de comando de sirena.

Con esto, se tiene cubierta la parte más importante de programación para el cumplimiento de la lógica, de acuerdo a las especificaciones del cliente.

5.2. Instrumentación:

Puesto que es necesario conocer las variables de campo para tomar decisiones en base a ellas, la instrumentación es necesaria para el sistema de control. A lo largo de la historia de la automatización de procesos, la instrumentación ha evolucionado ofreciendo actualmente soluciones alternativas en respuesta a las aplicaciones en particular. Pertenecen a la instrumentación los sensores y los transmisores.

Los sensores o elementos primarios son los elementos encargados de detectar los cambios en el valor de la variable medida. Por su parte, los transmisores captan la variable del sensor y la adaptan a niveles necesarios para ser enviadas hacia un elemento receptor, generalmente remoto, que puede ser un indicador, un controlador, un registrador, etc. La mayoría de las señales de transmisión son las electrónicas, aunque también pueden encontrarse neumáticas, hidráulicas y telemétricas. Entre las

señales eléctricas más utilizadas se encuentran las de 4-20mA, 0-20mA, 2-10V, -10 a 10V y 0-10V. Entre estas, la más popular es la 4-20mA porque además de eliminar los problemas de perturbaciones al ser continua y simple al utilizar sólo dos hilos para la señal, tiene lo que se conoce como "cero vivo" (4mA) para detectar el corte de alguno de los hilos de transmisión, en cuyo caso la lectura es de 0mA.

El conjunto sensor – transmisor se conocen comúnmente en el mundo de la automatización como instrumentos de control. Entre las características más importantes de los instrumentos de control se tienen:

- Rango: Límites entre los que están comprendidos los valores de la variable leída.
- Alcance: O *span*, es la diferencia algebraica entre los valores superior e inferior del rango.
- Precisión: Es la tolerancia de la medida, y define los límites de los errores cometidos bajo condiciones normales de operación. Se define como porcentaje del alcance, de la lectura efectuada, del rango o directamente en unidades de la variable medida.
- Zona muerta: Es el rango de valores dentro del cual la indicación del instrumento se mantiene invariable. Se expresa en porcentaje del alcance.
- Sensibilidad: Es la relación (cociente) entre la variación en el instrumento y la variación real de la variable a partir de una condición de reposo.

Una función importante que se desprende de lo mencionado son las tareas de calibración, necesaria para definir la relación entre la variable leída y la lectura, de manera que esta refleje los valores de proceso reales. Un instrumento está bien calibrado cuando, para todo el rango, la diferencia entre el valor real de la variable y la lectura están comprendidas dentro de los límites determinados por la precisión del instrumento. Existen procedimientos de calibración necesarios para asegurar la confiabilidad de las lecturas dependiendo del tipo de instrumento, del proceso, de la

variable leída y de la precisión de la medición, aunque la descripción de estos escapa del alcance de este trabajo.

Los transmisores pueden ser analógicos o digitales. Un instrumento analógico utiliza *OPAMP* y los digitales utilizan microprocesadores y conversores AD y DA. Los transmisores digitales son, en general, más fáciles de utilizar. Son funcionalmente flexibles, con calibración más sencilla, capacidad de autodiagnóstico, mayor exactitud, capacidad de comunicación, entre otros aunque no trabajan en tiempo real como lo hacen los instrumentos analógicos.

Para este trabajo se utilizan transmisores de caudal, nivel y presión, de acuerdo a lo mencionado en el capítulo 3. La selección de la mejor opción en cada caso, depende de muchos factores y del análisis de las condiciones de trabajo, como se ve a continuación.

5.2.1. Transmisores de caudal:

Los caudalímetros, constituyen uno de los instrumentos más utilizados en los procesos industriales y es necesario en este proceso para la obtención de los valores de caudal del agua que fluye a través de las tuberías (apartado 3.3.2). Estas mediciones se utilizan para garantizar el suministro del fluido a la velocidad adecuada y en las proporciones correctas. Existen diversos métodos para la medición de flujos, y la selección depende de las condiciones de la aplicación y de los requerimientos del cliente.

Es posible la medición del flujo y del caudal total. El flujo es la cantidad de agua que fluye por un punto determinado en un instante determinado, y que el flujo total corresponde al volumen total circulado en un tiempo específico. En esta aplicación, es requerimiento la medición del flujo, aunque sería recomendable disponer del flujo total para conocer los consumos por línea. Además, se diferencia entre flujo volumétrico y flujo másico. El cálculo entre uno y otro depende de la densidad del fluido (que a la vez depende de la temperatura) y el

uso de uno u otro depende de la aplicación. Para este caso, es el flujo volumétrico el centro de atención.

En general, el flujo de un líquido a través de una tubería depende de cuatro factores: velocidad de flujo (v), su densidad (ρ), su viscosidad (μ) y el diámetro de la tubería (ϕ). Estos parámetros se relacionan entre sí mediante el **Número de Reynolds** (R), así:

$$R = \frac{v\rho\phi}{\mu} \quad (5.1)$$

v en m/s , ϕ en m , ρ en kg/m^3 y μ en Poise.

Dependiendo del valor de R , se determina si el flujo es laminar o turbulento. Valores de R menores a 7000 corresponden a flujos laminares, caracterizados por el movimiento del fluido en capas paralelas con la velocidad máxima en el centro y disminuyendo conforme se alejan de él (llegando a ser casi cero en las paredes). El flujo turbulento corresponde a un R por encima de 8000, caracterizado por movimiento del fluido en forma de remolinos o torbellinos viajando en todas las direcciones. Los flujos con R entre 7000 y 8000 se denominan de transición y tienen características intermedias. Un caudalímetro diseñado para medir flujo laminar no produce lecturas correctas ante flujo turbulento y viceversa.

La mayoría de los caudalímetros están basados en métodos de medición indirectos, como se describen a continuación.

- **Medidores de presión diferencial:** También conocidos como de obstrucción, constituyen al menos el 75% de los medidores industriales. Este tipo de caudalímetro utilizará un dispositivo para generar una reducción de área ante el paso de un fluido, originando una presión diferencial entre los extremos de este. Puesto que la presión diferencial

puede ser medida, se utiliza para calcular la velocidad del fluido, de acuerdo a la ecuación de *Bernoulli* (de conservación de la energía):

$$\frac{V^2}{2g} + \frac{P}{\rho g} + h = c \quad (5.2)$$

Donde:

V: Velocidad del fluido en la sección considerada.

g: Aceleración de la gravedad.

h: Altura en la dirección de la gravedad desde un nivel de referencia.

P: Presión en la línea de corriente.

ρ : Densidad del fluido.

C: Constante.

Para:

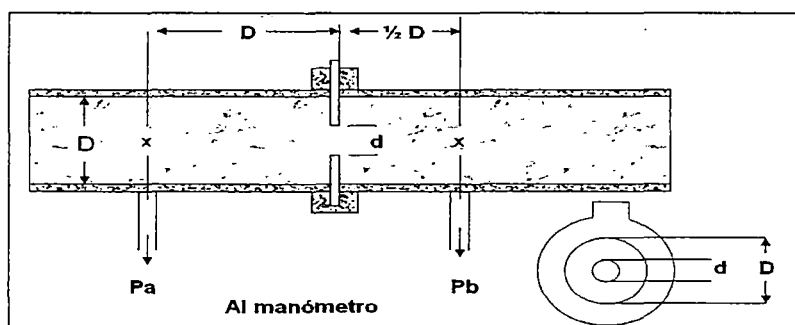


Figura 5.24: Medición de caudal por presión diferencial.

De (5.1):

$$\frac{V_a^2}{2g} + \frac{P_a}{\rho g} + h_a = \frac{V_b^2}{2g} + \frac{P_b}{\rho g} + h_b \quad (5.3)$$

Al tratarse de una tubería horizontal:

$$h_a = h_b \quad (5.4)$$

Reordenando, de (5.3) y (5.4):

$$\frac{1}{\rho g} (P_a - P_b) = \frac{(V_b^2 - V_a^2)}{2g} \quad (5.5)$$

Considerando fluido incompresible y continuidad:

$$A_a \cdot V_a = A_b \cdot V_b \quad (5.6)$$

A: Área de la sección.

Entonces, por tratarse de secciones circulares:

$$V_a = \frac{A_b}{A_a} \cdot V_b = \left(\frac{d}{D}\right)^2 \cdot V_b \quad (5.7)$$

Si además:

$$\beta = \frac{d}{D} \quad (5.8)$$

En (5.5):

$$\frac{1}{\rho g} (\Delta P) = \frac{V_b^2 - (\beta^2 \cdot V_a)^2}{2g} \quad (5.9)$$

Despejando:

$$V_b = E \sqrt{\frac{2 \Delta P}{\rho}} \quad (5.10)$$

Donde E se conoce como *Coficiente de Velocidad de Acercamiento*, y viene dado por:

$$E = \frac{1}{\sqrt{1 - \beta^4}} \quad (5.11)$$

De (5.10) y puesto que se conoce ΔP , es posible conocer la velocidad del fluido en un punto determinado. La velocidad por el área

de la sección da como resultado el flujo volumétrico ideal, puesto que no toma en cuenta el reparto desigual de velocidades del fluido, la rugosidad de la tubería ni el estado del líquido. El factor de corrección se conoce como coeficiente de descarga (C_d), y tiene un valor oscilante entre 0.6 y 0.97, dependiendo de los factores mencionados y expresado en función del número de Reynolds en diversas tablas.

Si se trata de fluidos compresibles se utiliza un factor de expansión ξ , multiplicando el resultado anterior. Este factor corrige el efecto de variación de la densidad en la sección de la tubería, debido a los cambios de presión, temperatura y peso específico.

Al respecto a este tipo de medidores debe tenerse en cuenta que siempre generan pérdidas permanentes de presión, que en algunos casos debe ser compensada para recuperar las condiciones originales del sistema. Además, para asegurar que la medición no sea alterada por perturbaciones ocasionadas por accesorios (codos, Ts, válvulas, etc.), debe mantenerse una sección recta de alrededor 5 a 30 veces el diámetro de la tubería.

Los elementos utilizados para generar la diferencia de presiones se denominan elementos primarios y son diversos en función del tipo de fluido. El primer tipo es la placa concéntrica, utilizada para la medición de fluidos líquidos. El segundo es la placa excéntrica, apropiada para aplicaciones donde los cambios de presión impliquen condensación. El tercer tipo, la placa segmentada, se utiliza para fluidos con partículas en suspensión, evitando su aglomeración en el lado de alta presión. Los tipos de placa orificio se muestran en la figura 5.25.

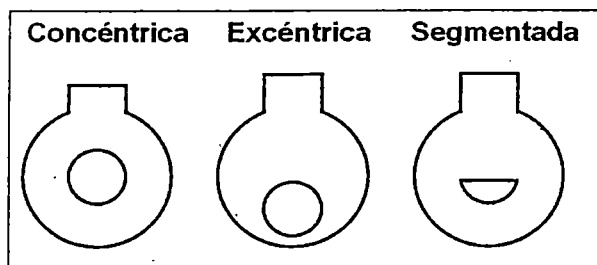


Figura 5.25: Placas orificio.

La placa orificio tiene una exactitud aproximada de 3%, es un elemento simple y económico, aunque produce las mayores pérdidas de presión en comparación con el resto de elementos primarios, debido a la turbulencia generada alrededor de la placa.

Otra opción es el tubo Venturi que aunque es más costoso que la placa orificio, produce una caída de presión no recuperable mucho menor. El tubo Venturi es recomendable para aplicaciones que necesiten alta exactitud (0.75%) en la medición de fluidos viscosos, o cuando las circunstancias requieran mantener una caída de presión mínima. Las tomas de presión en este caso, se ubican en los puntos de máximo y mínimo diámetro de la tubería como se observa en la figura 5.26:

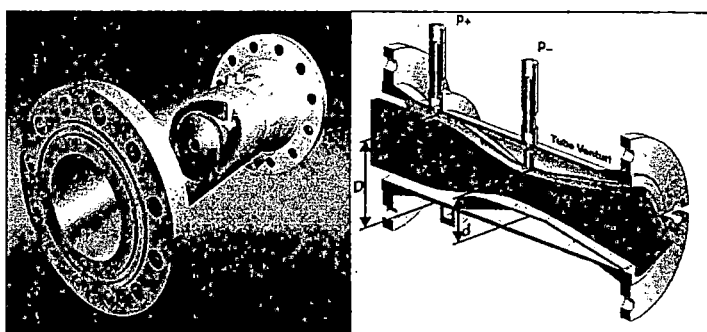


Figura 5.26: Tubo Venturi.

Una opción intermedia es la tobera de flujo con menor caída de presión y mayor precisión que la placa de orificio (0.95 – 1.5%), además

de ser más económica que el tubo Venturi. Las tomas de presión se rigen de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

Otro elemento comúnmente utilizado para la medición del caudal a través de la presión diferencial es el tubo Pitot, que consiste en un tubo con un orificio pequeño en el punto de medición (impacto). Cuando el fluido ingresa al tubo, su velocidad es cero y su presión es máxima. La otra toma de presión se toma en un punto cercano a la pared de la tubería. La ventaja del tubo de Pitot es que el fluido no necesariamente debe estar encerrado en una tubería, pudiendo medirse el caudal de un río, por ejemplo. Aunque genera caídas de presión bajas, no son físicamente resistentes. En general, puede ser utilizado cuando no se requiera alta exactitud en la medición y para fluidos limpios.

▪ **Medidores de área variable:** A diferencia del caso anterior, la presión diferencial se mantiene constante, siendo la sección de paso la que varía. El tipo más conocido es el rotámetro, que consiste en un tubo cónico vertical (generalmente de plástico, vidrio o metal) en el que se encierra un flotador que toma una posición en el tubo en función del caudal del fluido que ingresa por la parte inferior y sale por la superior. Mientras no haya flujo, el flotador se mantiene en reposo en la parte del tubo que tenga su mismo diámetro. Al aumentar el caudal el flotador se desplaza hacia arriba hasta lograr la altura proporcional al mismo. El tubo contiene una escala graduada, para la lectura del caudal de manera directa. Si el fluido es demasiado oscuro que impide la fácil lectura de la escala, se utiliza un material magnético que sigue a un imán colocado en el flotador interno. Este material magnético es acoplado a un dispositivo mecánico para transmitir la variación de caudal a un indicador.

- **Medidores electromagnéticos:** Aprovechan la propiedad que establece que cuando una corriente circula por un conductor dentro de un campo magnético perpendicular al mismo, se genera un potencial eléctrico proporcional a la corriente. Esto es conocido como la ley de inducción de Faraday.

En este caso, el fluido en movimiento actúa como conductor, mientras que el campo lo establecen dos bobinas montadas en las paredes exteriores de la tubería y excitadas por un tren de pulsos DC. El voltaje inducido es proporcional al caudal volumétrico y es captado por dos electrodos localizados en las paredes internas del tubo. Generalmente estos caudalímetros se utilizan para fluidos corrosivos. Puesto que el potencial generado es proporcional a la velocidad promedio del fluido, no interesa si este es laminar o turbulento, ni las demás variables hidráulicas del fluido.

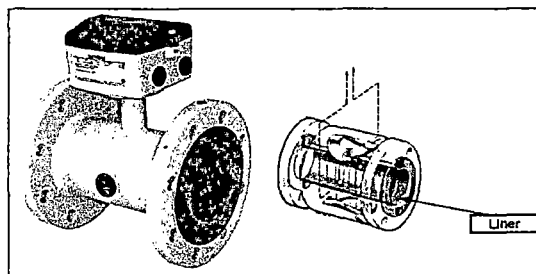


Figura 5.27: Medidor electromagnético SIEMENS.

Este método es no invasivo y logra una exactitud de hasta 0.5%, aunque requiere altos costos de instalación y mantenimiento. Debe recordarse que la tubería debe ser de plástico a lo largo del medidor.

- **Medidor de turbina:** Consiste en una rueda de turbina de precisión que gira a una velocidad que varía directamente con el caudal del

fluido. Esta velocidad multiplicada por la sección de paso corresponde al caudal volumétrico.

Para detectar la velocidad de giro de la turbina se utiliza un captador magnético, formado por un imán permanente con devanados de bobina, ubicada en la pared de la tubería en ángulo recto a la turbina. Cada vez que uno de los álabes de la turbina pase a través del campo magnético generado por el imán, distorsiona las líneas de flujo del mismo e induce un pulso en la bobina, cuya frecuencia es proporcional a la velocidad de rotación de la turbina, y por ende, al caudal volumétrico. Para no distorsionar el campo magnético, el fluido debe ser limpio y poco abrasivo. Aunque genera una caída de presión apreciable, esta se mantiene por debajo de la generada por la placa orificio. La exactitud de estos medidores es de alrededor de 1%.

Existen muchos más tipos de caudalímetros, como los de vórtice, los térmicos, los de desplazamiento positivo y los ultrasónicos, aunque su uso no es tan difundido como el de los mencionados anteriormente.

La decisión del tipo de medidor a usar se basa en diferentes criterios de selección, como los listados en el apartado 3.3.2, así:

- a. Necesidades de la medición: Dependiendo de las necesidades del usuario y de las características de la aplicación, se definen las variables que deben ser medidas. Las opciones son diversas, el caudal, el volumen, el caudal volumétrico, el caudal másico, la velocidad del fluido, etc. Para este caso, es necesaria la medición del caudal volumétrico instantáneo.

- b. Precisión de la medición: Limita los errores permisibles en las lecturas del transmisor. Para este caso, según los requerimientos, la precisión debe ser de al menos 1%.
- c. Tipo de fluido: Determina el principio de conversión, en este caso, al tratarse de agua, existen diferentes opciones. Sin embargo, por su carácter no invasivo, se utiliza el medidor electromagnético.
- d. Rango mínimo y máximo del caudal: Difiere entre estaciones, y se utiliza para dimensionar los alcances de los instrumentos. Al realizar la selección final, estos datos deben tenerse en cuenta.
- e. Diámetro de las tuberías: Se utiliza para el dimensionado de las tuberías. Debe tenerse en cuenta para la selección final.
- f. Caída de presión: Inferior a 5psi al caudal máximo.
- g. Alimentación de poder: Puesto que la autonomía es para 24Vdc (apartado 3.3.4), deben considerarse instrumentos alimentados por este voltaje.
- h. Características del ambiente: El ambiente no es corrosivo. No hay consideraciones especiales para altitud, trabajo a nivel del mar ni por temperaturas extremas.
- i. Salidas: Ninguna solicitada en especial.
- j. Protocolos de comunicación: Ninguno necesario.
- k. Tipo de bridas: ANSI – DIN: Las bridas utilizadas en el proyecto son del tipo ANSI. Debe ser considerado para la selección final.
- l. Versión: Compacta – Remota: No existe requerimiento en particular al respecto.
- m. Grado de protección: Por estándar, se requiere un grado de protección IP68.
- n. Economía: Los precios pueden determinar la selección final entre líneas o marcas que cumplan los requerimientos anteriores.

- o. Otros particulares a la aplicación: Responden a preferencias particulares del usuario final, por experiencia o estandarización de marcas.

Por las características funcionales y carácter no invasivo, se utilizan los medidores magnéticos. El modelo utilizado es el *MAGMASTER*, de ABB, como se explica a continuación.

MAGMASTER:

ABB dispone de una línea de transmisores de flujo electromagnéticos apropiada para aplicaciones de agua potable, *MAGMASTER™* (figura 5.28). Esta línea cumple con las especificaciones listadas y tiene, en particular, las siguientes características:

- Amplio rango de medición: Para los pequeños flujos nocturnos hasta los picos de consumo diario.
- Rango de medición – diámetro de tuberías: DN15 a DN2600 (0.5 a 104 pulgadas).
- Grado de protección: IP65.
- Montaje del transmisor directo o remoto (hasta 100m de separación entre el sensor y el transmisor).
- Temperatura de operación: -35°C a 60°C.
- Precisión Mínima: 0.5% del rango (dependiendo de la velocidad del flujo. Ver anexo).

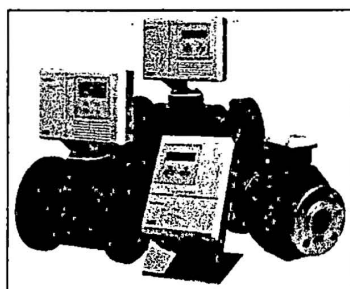


Figura 5.28: Transmisor de flujo *MAGMASTER*, ABB.

- Alimentación 24Vdc.
- Consumo máximo: 20VA.
- Salidas 4-20mA, de pulso (para indicar dirección del flujo), 2 salidas digitales de alarmas transistoriadas (35Vdc @ 0.35A) y una entrada digital.
- Puerto RS232 de comunicación.
- Unidades de publicación de caudal: Litros por segundo.
- Opción de totalizador con reset por comunicación o entrada digital.
- Bridas de acero al carbón.

La instalación utilizada en la aplicación, para todos los reservorios y la cisterna, se muestra en la figura 5.29:

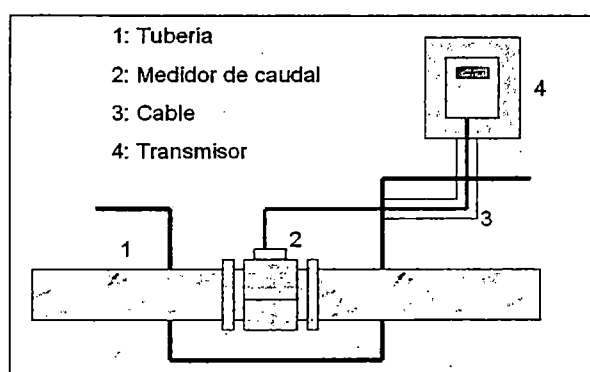


Figura 5.29: Instalación utilizada.

Para una adecuada medición, la longitud recta aguas arriba y aguas abajo, debe ser de al menos, 5 y 2 veces el diámetro, respectivamente. Para una selección adecuada se toma en cuenta la relación del tamaño del sensor con su rango. Esta información está incluida en el anexo.

Además del tamaño de la tubería, es importante el tipo de conexión (brida de acuerdo a normas ANSI o DIN) al momento de la selección. Existe una codificación especial para el pedido en cada caso en la documentación técnica correspondiente.

5.2.2. Transmisores de nivel:

Estos transmisores son necesarios para conocer los valores instantáneos de nivel de agua en las estaciones.

Existen diversos instrumentos disponibles respondiendo a las necesidades industriales, como la precisión y el tipo de material cuyo nivel se desea inspeccionar. Los transductores de nivel pueden medir niveles de materiales líquidos o sólidos en forma de polvo, gránulos, etc. (figura 5.30). La medición puede ser continua o puntual. En el primer caso, la medición es instantánea. En el segundo caso se detecta límites para generación de alarmas y acciones de control. Además, pueden ser de carácter invasivo y no invasivo. Los de carácter no invasivo se utilizan generalmente para aplicaciones con materiales peligrosos o corrosivos.

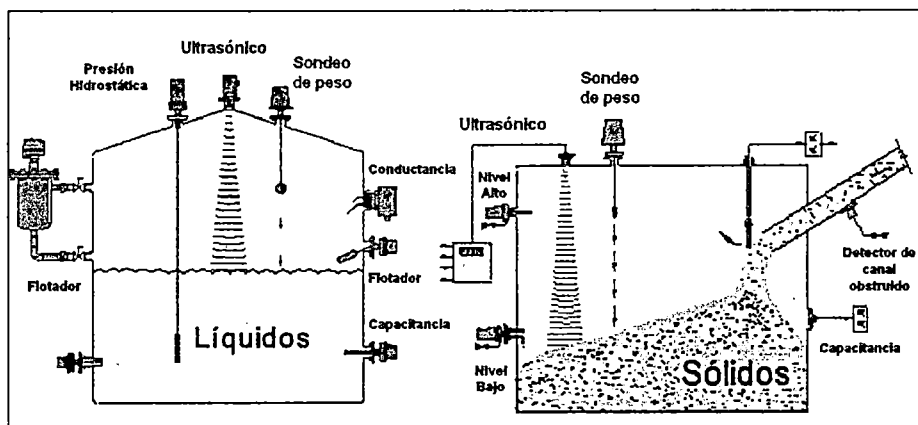


Figura 5.30: Sensores de nivel: líquidos – sólidos.

Por el tipo de medición, éstos transmisores se clasifican en directos e indirectos.

- **Métodos directos:** Se denominan directos porque utilizan la variación de nivel directamente. Los más comunes están basados en flotadores, efectos de desplazamiento, ópticos, capacitivos y ultrasónicos.

Un transductor flotador se usa para medir niveles de líquidos y utiliza un imán que se mueve directamente con el nivel, siguiendo un vástago que lo atraviesa por el centro. El vástago tiene dos interruptores magnéticos colocados a niveles deseados que son accionados conforme el imán es desplazado por el nivel del líquido.

Otra modalidad del flotador más antiguo es la que lee la tensión del cable del cual se suspende el flotador. La forma original de este tipo de sensor era mediante un juego de poleas y una escala directa sobre la cual oscilaba un indicador, conforme el flotador cambiaba de posición al variar el nivel, como el mostrado en la figura 5.31.

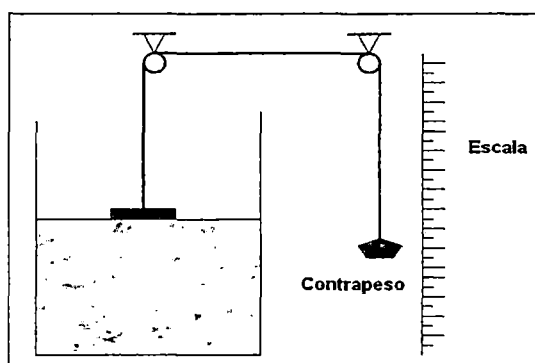


Figura 5.31: Sensor flotador, versión original.

Este método tiene una precisión de alrededor de 1 - 2%.

El método de desplazamiento, utiliza un desplazador cuyo peso permite que se sumerja en el líquido y que, por el principio de Arquímedes, sufra un empuje hacia arriba igual al peso del fluido desplazado. Este empuje genera un desplazamiento en el posicionador proporcional al nivel del líquido. La medición de este desplazamiento es utilizado para determinar el nivel. La precisión de este método es de aproximadamente 0.5%.

Los sensores ópticos responden a cualquier tipo de radiación óptica, como luz visible, infrarroja (IR), ultravioleta (UV), etc. Este método se recomienda si las propiedades del material bloquean confiablemente la transmisión de luz y, en general, es para aplicaciones de medición puntual. Existen tres tipos, el transmisivo, el retroreflectivo y el integrado. En los tres casos, la luz del transmisor sólo alcanza al receptor cuando el material está por debajo del sensor.

Los sensores de nivel capacitivos (figura 5.32), se utilizan para mediciones continuas de nivel. Si el tanque es metálico, se utiliza un electrodo aislado sumergido en el material para formar con las paredes del tanque, un condensador. En este caso, el material actúa como dieléctrico. Si el tanque no es metálico, entonces se utiliza un segundo electrodo a manera de placa de referencia. Conforme varía el nivel del material, varía también la capacitancia del sistema. Esta variación se convierte mediante un circuito de radiofrecuencia (RF), en una señal analógica, utilizada para el sistema de control.

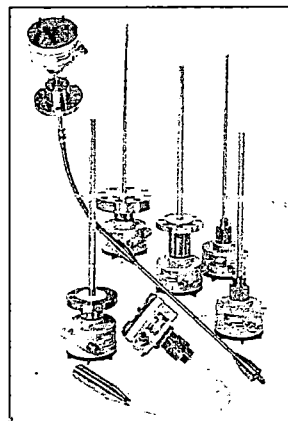


Figura 5.32: Sensor de nivel capacitivo, marca SIEMENS. Línea LC500.

Los sensores de nivel ultrasónicos (figura 5.33), trabajan de manera similar a los ópticos, aunque en lugar de luz, utilizan ultrasonidos

(ondas mecánicas con frecuencias superiores a los 20kHz). Este método aprovecha la propiedad de los ultrasonidos de reflejarse al incidir sobre un objeto. Los sensores ultrasónicos cuentan con un transmisor y un receptor que pueden estar en módulos separados o incorporados en la misma unidad. Incluso, es común que el transmisor actúe también como receptor. El transmisor envía un pulso ultrasónico con una frecuencia aproximada de 40kHz, direccionada hacia la superficie del líquido, y cuyo eco es captado por el receptor. El tiempo transcurrido entre el instante en que se envía el pulso hasta el momento en el que se recibe el eco, se utiliza para el cálculo de la distancia entre el sensor y la superficie del líquido.

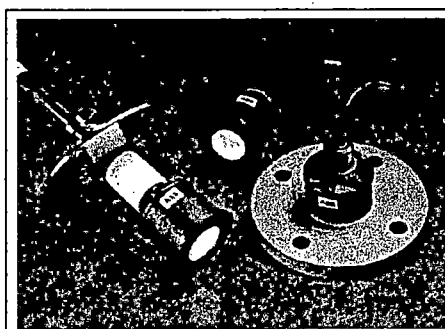


Figura 5.33: Transductores ultrasónicos DATUM. Marca ABB.

Aunque los transductores ultrasónicos pueden ser diseñados para radiar ultrasónicos en todas las direcciones, se prefiere un haz estrecho para evitar reflexiones indeseadas. Este método es no invasivo y tiene una precisión de 1%.

- **Métodos indirectos:** Los métodos indirectos más utilizados se basan en la medición de la presión, peso y temperatura.

Las mediciones por presión utilizan el hecho que la presión en el fondo de una columna de líquido es proporcional a la altura de la columna:

$$P = P_0 + \rho g h \quad (5.12)$$

$$\Delta P = \rho g h \quad (5.13)$$

El medidor de presión diferencial (figura 5.34) es un diafragma en contacto con el líquido del tanque para medir la presión hidrostática en un punto del fondo del tanque.

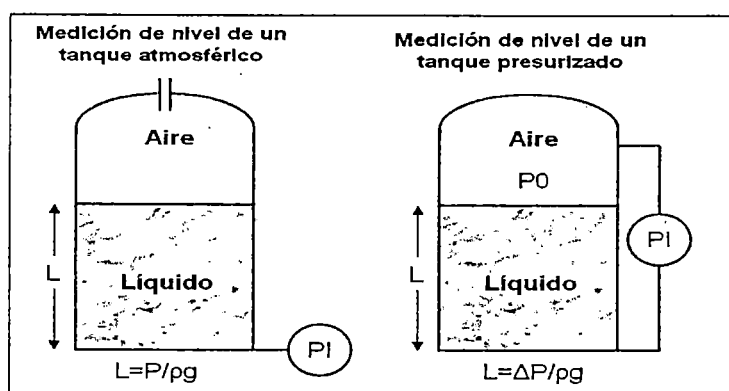


Figura 5.34: Medición de nivel indirecta por presión.

Ya que es posible conocer la presión diferencial, por (5.13) es posible conocer el nivel del líquido.

En el método de calor o transferencia térmica, el sensor de temperatura resistivo es calentado por medios eléctricos. Cuando el sensor es puesto en contacto con el líquido, el calor evacua rápidamente, y por tanto, la temperatura disminuye. El nivel se calcula dependiendo de la velocidad de cambio de temperatura.

Las mediciones de nivel por peso requieren que el tanque sea completamente soportado por celdas de carga. Puesto que el peso de un material depende de su volumen (por medio de la densidad), es posible calcular el nivel del material, ya sea este líquido o sólido.

De acuerdo al apartado 3.3.2, los requerimientos específicos para los medidores de nivel se resumen a la resolución, precisión y rango de medición. Las especificaciones generales abarcan la alimentación de 24Vdc, salida 4-20mA o por comunicación, el grado de protección mínimo de IP65 y la temperatura de operación.

Por la simplicidad de uso y su amplia base instalada, se escogieron los medidores ultrasónicos.

SITRANS PROBE LU:

Siemens ofrece una alternativa versátil para la medición de nivel (figura 5.35). El medidor cumple con los requerimientos listados en el apartado 3.3.2, y en general goza de las siguientes características:

- Ideal para la monitorización de niveles de agua potable y agua residual.
- Rango de medición de hasta 12m (la altura máxima de las estaciones es de 8.91m). Para alturas menores, existe la solución con rango máximo de 6m (ver nota).
- Relación señal – ruido extremadamente alta.
- Supresión automática de eco.
- Precisión aproximada de 6mm en todo el rango de medición.
- Resolución: 3mm.
- Rango de temperatura de -40°C a +85° C.
- Configuración y diagnóstico remoto mediante el SIMATIC PDM.



Figura 5.35: SITRANS PROBE LU y SIMATIC PDM.

- Grados de protección disponibles: IP67 e IP68.
- Pantalla local para las mediciones actuales.
- Alimentación de 24Vdc (máximo 30Vdc). Consumo máximo 23mA @ 24Vdc.
- Salida 4-20mA.

Nota: Ha de tenerse el especial cuidado de no confundir términos de la tabla 3.1. Para el cliente y el medidor, la altura efectiva de trabajo, corresponde al valor B (figura 3.4), ubicado entre la salida de agua y el nivel de rebose. Por tanto, al calibrar el instrumento, los 20mA corresponden al límite superior de B menos 5cm de seguridad ante rebose, y los 4mA corresponden al nivel del límite de A y B, que ya prevé los 10cm de seguridad para no bombear en vacío. Por ejemplo, para RPA-2 los 20mA corresponden a $6.03 - 0.05\text{m} = 5.98\text{m}$ y los 4mA corresponden a 0.37m. Entonces, el modelo del SITRNAS PROBE LU con rango de 6m puede ser utilizado en todas las estaciones.

5.2.3. Transmisores de presión:

La presión se utiliza para conocer las condiciones de trabajo en las líneas de bombeo. La presión se define como la fuerza por unidad de área (F/A) perpendicular a la superficie de un fluido (para este caso), y puede ser absoluta, diferencial o manométrica, dependiendo de la presión tomada como referencia

(Po). La presión absoluta tiene como referencia el vacío, la presión diferencial, a un punto arbitrario y la presión manométrica a la presión atmosférica ambiente. Las unidades de presión más utilizadas en la industria son el *bar*, la *libra por pulgada cuadrada (psi)* y la *atmósfera*.

Los medidores de presión pueden clasificarse en tres grandes grupos, los de balanza de gravedad, los de deformación elástica y los de respuesta eléctrica.

- **Dispositivos de balanza de gravedad:** Miden las presiones al balancearlas en contra de la fuerza gravitacional de ciertos líquidos. Son utilizados para la medición de presiones manométricas. Los más conocidos son los de tubo en "U", los de tubo inclinado, los de cubeta y los de cubeta de tubo inclinado. Los líquidos más utilizados son el mercurio y el agua, este último para medición de presiones bajas.
- **Dispositivos de deformación elástica:** Aprovechan la propiedad de algunos dispositivos de variar de forma al ser sometidos a presión. Estos dispositivos se conocen como transductores primarios. El transductor primario generalmente utilizado es el tubo de Bourdon (figura 5.36), que consiste en un tubo metálico curvado de sección transversal circular, abierto en un extremo y sellado en el otro. El fluido cuya presión ha de ser medida, ingresa por el extremo abierto, que además está fijo a un punto. Como resultado, se genera una fuerza en el extremo sellado, generando la deflexión del tubo. La forma (en "C", en espiral y helicoidal) y el tipo de material definen su rango de aplicación.

También son muy utilizados los diafragmas, que utilizan un material flexible plano, por un lado expuesto a la presión del fluido, y por el otro a una presión de referencia. El diafragma dobla hacia el lado de más baja presión, y ese movimiento resultante es convertido en una señal eléctrica.

Los diafragmas se utilizan para la medición de presiones más bajas que para el caso de los tubos de Bourdon.

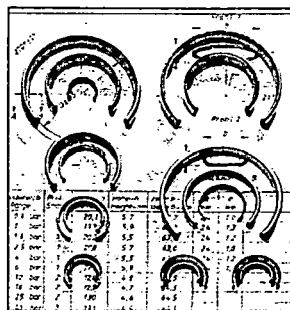


Figura 5.36: Tubos Bourdon.

- **Dispositivos de respuesta eléctrica:** La deformación elástica, proporcional a la presión, puede ser aprovechada para generar una señal eléctrica, como resistencia, inductancia y capacitancia.

Las de resistencia se clasifican en los potenciómetros y las galgas extensiométricas (*strain gages*). Los sensores potenciométricos, aprovechan el desplazamiento para impulsar un cursor sobre un elemento resistivo. Esta solución es muy económica aunque su precisión es limitada. Las galgas extensiométricas, por su parte, son alambres cuya resistencia varía de acuerdo a la deflexión generada por una fuerza aplicada, así:

$$R = \rho \frac{L}{A} \quad (5.14)$$

Donde ρ es la resistividad del alambre, L es la longitud del alambre y A es el área de la sección del alambre. Este método puede medir pequeños movimientos y, por tanto, pequeños cambios de presión, para lo que utilizan circuitos de puente Wheatstone.

Los sensores de presión inductivos constan de una bobina, un núcleo magnético movable (transductor primario) y un elemento de

deformación elástico. Este tipo de sensor utiliza el movimiento generado en el transductor primario al ser expuesto a la presión que se quiere medir. Este desplazamiento se aprovecha para mover el núcleo dentro de la bobina por la que circula corriente alterna, variando así su inductancia. Puesto que la corriente disminuye al aumentar la inductancia, la relación corriente-desplazamiento-presión se utiliza para obtener la medición deseada.

Los sensores de presión capacitivos, consiste en un transductor de tipo diafragma trabajando como las placas del condensador y al fluido, como el dieléctrico. Conforme se aplica la presión, el diafragma se deflecta (las placas se apartan) y por tanto, varía la capacitancia. Esta variación se utiliza para calcular la presión.

Los sensores de presión piezoeléctricos, utilizan la propiedad piezoeléctrica del cuarzo. Cuando el cuarzo se comprime se produce una separación de cargas eléctricas que generan un voltaje, cuyo valor se utiliza para calcular la presión. Son utilizados para medir presiones variables y son muy estables térmicamente.

La selección de un sensor de presión requiere del conocimiento del fluido para asegurar el trabajo adecuado con los materiales utilizados en el sensor, del tipo de medición (manométrica, diferencial, absoluta), el rango de presiones, la precisión requerida, el rango de temperaturas y el tipo de salidas.

Para esta aplicación, el fluido es agua, y puesto que el agua no es corrosiva, no existen consideraciones especiales de selección a este punto. Además, la medición (según apartado 3.3.2) es la manométrica, con una precisión máxima de 1% de full escala y una presión de sobrecarga de al menos 3 veces el valor de full escala. Las especificaciones generales

abarcan la alimentación de 24Vdc, salida 4-20mA o por comunicación, el grado de protección mínimo de IP65 y temperatura de operación.

MBS3000:

Danfoss ha puesto a la venta sus transmisores de presión MBS3000 (figura 5.37), que cumplen todos los requerimientos, además de tener las siguientes características:

- Principio de medición resistivo (galga extensiométrica)
- Para aplicaciones de aire, agua y gas.
- Rango de temperatura de -40°C a $+85^{\circ}\text{C}$.
- Grado de protección: IP65.
- Precisión de $\pm 0.5\%$ de full escala ($\pm 1\%$ de full escala máxima)
- Resolución de $\pm 0.1\%$ típica y de $\pm 0.2\%$ máxima de full escala.



Figura 5.37: Medidor de presión MBS3000 de *Danfoss*.

- Alimentación de 24Vdc (máximo 32Vdc).
- Salida 4-20mA, 0-5Vdc, 1-5Vdc, 1-6Vdc, 0-10Vdc, 1-10Vdc.
- Alta estabilidad ante vibraciones (de acuerdo a la IEC60068-2-6)
- Presión de sobrecarga: 6 veces full escala (máximo 1500bar).
- Consumo máximo 5mA @ 24Vdc.
- Amplio rango de operación. (tabla 5.8)

Tabla 5.8: Rango de medición de presiones manométricas para MBS3000.

Rango de Presión [bar]	Tipo
0-1	MBS3000-1011-1 AB04
0-1.6	MBS3000-1211-1 AB04
0-2.5	MBS3000-1411-1 AB04
0-4	MBS3000-1611-1 AB04
0-6	MBS3000-1811-1 AB04
0-10	MBS3000-2011-1 AB04
0-16	MBS3000-2211-1 AB04
0-25	MBS3000-2411-1 AB04
0-40	MBS3000-2611-1 AB04
0-60	MBS3000-2811-1 AB04
0-100	MBS3000-3011-1 AB04
0-160	MBS3000-3211-1 AB04
0-250	MBS3000-3411-1 AB04
0-400	MBS3000-3611-1 AB04
0-600	MBS3000-3811-1 AB04

Con esto, se tienen cubiertos los principales aspectos de instrumentación y la selección de los equipos seleccionados en base a los requerimientos del cliente. Ahora corresponde la selección de los equipos de control.

5.3. Tablero de control: selección de equipos:

Mucho se ha dicho de la programación, de la lógica y de las condiciones de trabajo, y se ha cubierto el lado software de la parte de control de la aplicación. Para completar la solución, es necesaria también la selección del hardware principal, en los que se incluyen el controlador y los módulos E/S, como se ve a continuación.

5.3.1. Controlador:

El controlador es el cerebro del sistema. En él se ejecuta la lógica de control y es él también quien envía los comandos de salida hacia los actuadores. En un sistema de control constituye el equipo más importante y costoso, por lo que su selección requiere cuidados que eviten gastos innecesarios con un equipo

más potente de lo que se requiere, o por otro lado, un equipo con los recursos insuficientes para la aplicación.

La selección de los controladores se basa en la cantidad de memoria disponible, la velocidad de procesamiento, capacidad de expansión, capacidad de comunicación, y aspectos adicionales como dimensiones, seguridad y redundancia. Los controladores utilizados actualmente por ABB pertenecen a la serie AC800M (de *Advant Controller 800*) mostrado en la figura 5.38.

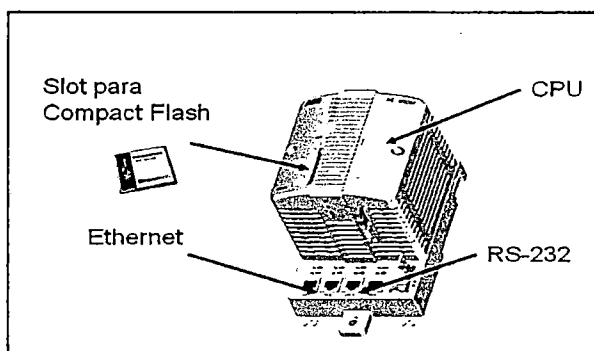


Figura 5.38: AC800M y sus componentes.

Estos controladores incluyen procesadores cuyas características deben ser tomadas en cuenta para la selección y que son resumidas en la tabla 5.9.

Para la selección, se parte por recordar que esta aplicación es sencilla y no requiere de especiales artilugios de diseño ni consideraciones especiales a cumplir por el procesador, es una aplicación estándar con las mismas consideraciones de la mayoría de aplicaciones industriales, explicadas a detalle a continuación.

El control principal de esta aplicación es del tipo ON – OFF de nivel y, por tanto, no requiere de la capacidad de procesamiento de un control PID de caudal, por ejemplo. El encendido y apagado de las bombas son los únicos comandos (además de la sirena y la válvula de la cisterna), y aún la menor velocidad de

procesamiento disponible de la tabla 5.9, de 1000 operaciones booleanas en menos de medio segundo, es suficiente.

Tabla 5.9: Características de los procesadores PM8XX de los controladores ABB AC800M.

	PM851	PM856	PM860	PM861A	PM864A	PM865A
<i>Memoria RAM (Mb)</i>	8	8	8	16	32	32
<i>Frecuencia de Reloj (Mhz)</i>	24	24	48	48	96	96
<i>Performance - tiempo para 1000 operaciones booleanas (ms)</i>	0.46	0.46	0.23	0.23	0.15	0.15
<i>Configuración Redundante</i>	No	No	No	Sí	Sí	Sí
<i>Número de controladores por proyecto</i>	32					
<i>Alimentación</i>	24 Vdc (19.2 - 30 Vdc)					
<i>Consumo a 24Vdc. Típica/Máxima (mA)</i>	180/300	180/300	180/300	250/430	287/487	287/487
<i>Potencia Disipada</i>	5.0 W	5.0 W	5.0 W	6.0 W	6.9W	6.9W
<i>Máximo módulos de comunicación</i>	1	12	12	12	12	12
<i>Clúster para Módulos E/S</i>	1el+1op	1el+7op	1el+7op	1el+7op	1el+7op	1el+7op
<i>Módulos E/S</i>	Máx 24	Máx 96	Máx 96	Máx 96	Máx 96	Depende de configuración
<i>Puertos Ethernet (10Mbps, half duplex)</i>	1	2	2	2	2	2
<i>Puertos RS-232</i>	1					
<i>Condiciones ambientales</i>	Industrial					
<i>Grado de Protección</i>	IP20					
<i>Dimensiones</i>	Ancho 119 x Alto 186 x Profundidad 135mm					
<i>Peso (gr.)</i>	1100			1200		

Por otro lado, la cantidad de operaciones, variables, constantes y tamaño de aplicación es pequeña, por lo que los 8Mb que se dispone como mínimo también son suficientes. Si se requiere aumento de variables o lógica posteriores, es posible la adición de una memoria flash industrial en el slot respectivo (ver figura 5.38), y aumentar la capacidad hasta 128Mb inclusive.

Esto se observa de manera más objetiva y precisa en la figura 5.39, para la cisterna, el punto con mayor complejidad en el programa:

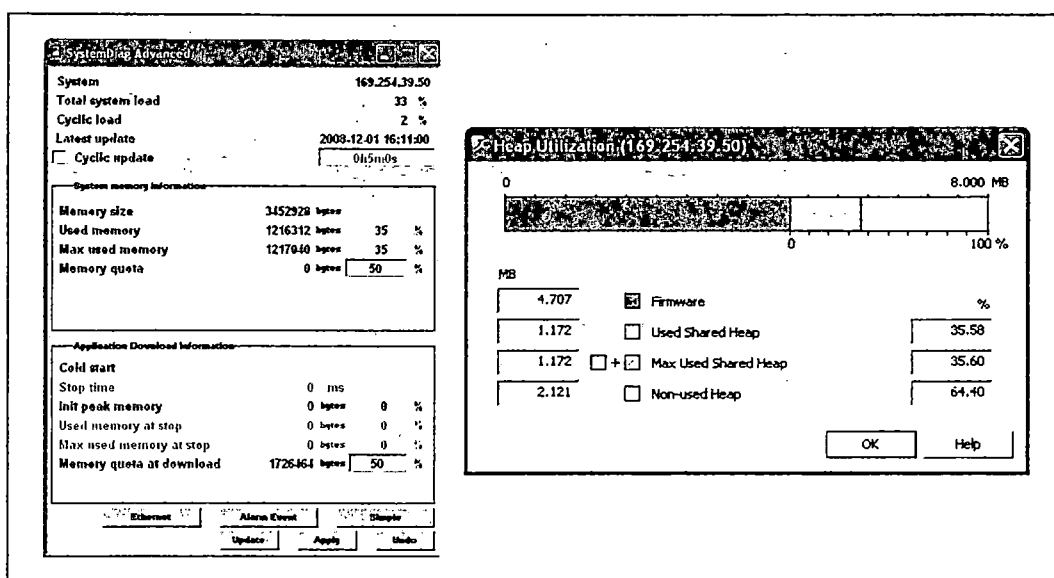


Figura 5.39: Utilización de procesador y memoria para la Cisterna.

Como se muestra, el uso del procesador es de 33% y el de memoria de 35.58%. De acuerdo a lo que ABB recomienda (www.abb.com) estos valores deben ser menores que 80 y 50% respectivamente.

Con respecto a las variables tomadas de campo, en el apartado 5.1.3 (tablas 5.1, 5.2 y 5.3) se muestra el detalle de señales de entrada y salida, digitales y analógicas utilizadas para el control por estación. A estas señales se les debe agregar el 20% de reserva, de acuerdo al apartado 3.3.1. La cantidad de entradas y salidas totales por estación, incluida la reserva, se resumen en la tabla 5.10.

Tabla 5.10: Cantidad de entradas y salidas totales por reservorio (redondeado)

	DI	DO	AI	1.2 DI	1.2 DO	1.2 AI
CR-1	18	5	5	22	6	6
RPA-1	10	2	3	12	3	4
RPA-2	16	3	5	20	4	6
RPA-3	10	2	3	12	3	4
RPA-4	3	1	2	4	2	3
RPA-5	3	1	2	4	2	3
RPA-6	3	1	2	4	2	3

Según la tabla 5.9, estos controladores soportan hasta 96 módulos E/S (a excepción del PM851 que soporta sólo 24), de los cuales 84 pueden ser en configuración remota, divididos en 7 clúster de 12 módulos cada uno*, conectados por fibra óptica.

La opción de módulos remotos conectados por fibra óptica es la solución para los reservorios finales de la línea de abastecimiento (RPA-4, RPA-5 y RPA-6). Para estos reservorios, no es necesaria la instalación de estaciones de control sino sólo estaciones RIO (de las siglas en inglés *Remote Input Output*) aprovechando que la distancia máxima entre ellos y sus reservorio fuente es de 140m (figura 3.3) que es menor a los 1000m permitidos para esta configuración. Estos reservorios sólo adquieren información de campo y la envían a su reservorio fuente y es él quien realiza las operaciones lógicas necesarias.

En otras palabras, el reservorio receptor actúa como una extensión del reservorio fuente. Esta configuración se observa en la figura 5.40:

* El bus de los módulos E/S se denomina *ModuleBus* y puede ser eléctrico (directamente conectado al controlador) u óptico.

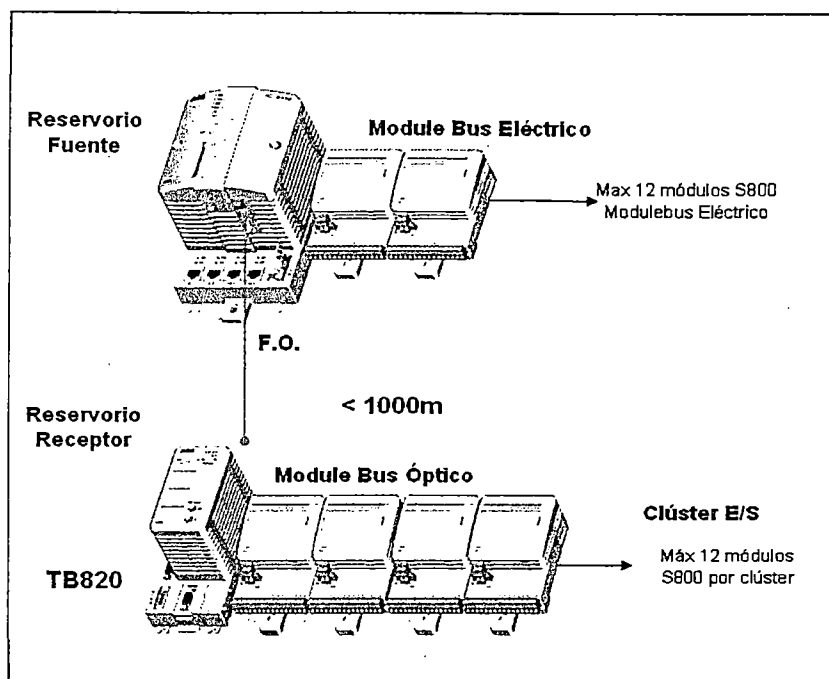


Figura 5.40: Configuración reservorio receptor – fuente: RPA-4, RPA-5, RPA-6

Para hacer posible esta configuración es necesaria la utilización del MODEM *ModuleBus* TB820, que provee la conexión vía fibra óptica entre los módulos E/S remotos y el controlador. En este módulo se direcciona el número de clúster (de 1 a 7).

En cuanto a los módulos de comunicación (cuyo bus se conoce como *CEXBus*), ha de tenerse especial cuidado. Primero debe observarse que todos los controladores cuentan con dos puertos de comunicación Ethernet (a excepción de PM851 que tiene sólo 1) y un puerto RS-232. Si se requiere la integración de algún otro protocolo disponible (ver anexo) o de la utilización de más puertos RS-232 o Ethernet, es también posible agregar un módulo de comunicación adicional. En general, todos los controladores soportan hasta 12 módulos de comunicación (a excepción de PM851 que soporta sólo 1). Para no limitar las prestaciones de expansión, y aunque es suficiente para las condiciones actuales como se ve en el capítulo 6, en este punto se descarta el procesador PM851. Esta aplicación no

requiere consideraciones adicionales de redundancia o seguridad por lo que, para este caso, cualquier procesador podría ser utilizado.

Puesto que se ha descartado a PM851 como opción, la opción seleccionada es el PM856. Este controlador requiere de una batería de backup para mantener el software descargado en él, en caso se pierda la alimentación de 24Vdc. Esta batería es innecesaria en caso se utilice la memoria flash mencionada anteriormente.

Existen dos tipos de baterías de backup, la recargable y la no recargable, con código SB822 y SB821, respectivamente. Al descargarse por completo, la SB821 debe ser reemplazada por una nueva, en tanto que la SB822 sólo requiere de una nueva recarga (aplicando 24Vdc en los bornes), razón por la que es utilizada más frecuentemente, como en esta aplicación. Para el PM856, la SB822 ofrece un tiempo de backup mínimo de 100 horas.

El panel de operador utilizado es el PP220, que es un panel gráfico de la línea de paneles moderna de ABB, llamada *Línea200*. Puesto que el panel sólo se utiliza para visualizar alarmas, variables de campo y comando de bombas, sus características mostradas en la tabla 5.11, son suficientes.

Una de las características más importantes de este panel de operador, es su capacidad de trabajar con dos puertos de comunicación de manera independiente y simultáneamente. El PP220 y, en general, toda la línea 200 de paneles de operador ABB, contiene dos registros internos para el almacenamiento de los datos obtenidos de ambos puertos.

La información de estos registros puede ser intercambiada de manera sencilla, configurando algunos parámetros internos del panel. Esta funcionalidad es muy útil y aprovechada en esta aplicación, como se observa en el capítulo 6.

Tabla 5.11: Especificaciones del panel de operador PP220.

PP220	Presentación	Texto y gráfico
Pantalla	Resolución	240 x 128 píxeles
	Dimensión efectiva	120 x 64mm
Teclado	Tipo	Alfanumérico
	LEDs	16 (2 colores)
	Botones de Función	16
Funciones	Manejo de alarmas	Hasta 4 grupos
	Reloj en tiempo real	Sí
	Tendencias	Histórica
	Memoria de aplicación	400KB
	Generación de reporte	Sí
	Contraseña	8 Niveles
	Interfaces de comunicación	RS232- RS422 (RS485)
Voltaje de alimentación	Rango de voltaje	24 +15 / -10%
	Consumo de Corriente	0.55A @ 24Vdc
Físico	Peso	1.7Kg
	Dimensiones	Ancho 214 x Alto x 232 Profundidad 110mm

La figura 5.41, muestra el panel de operador PP220:

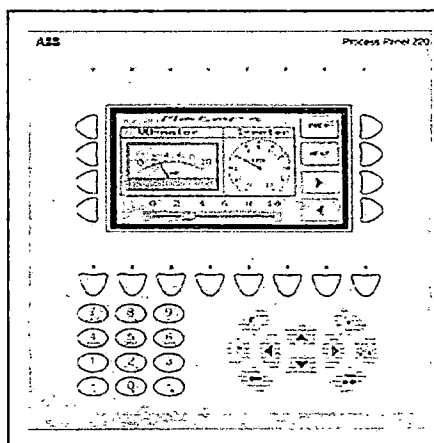


Figura 5.41: Panel de operador PP220.

Las pantallas desarrolladas responden a la solicitud del cliente y se presentan a manera de muestra, dos ejemplos ilustrativos de lo desarrollado y no el diseño original, por protección de información.

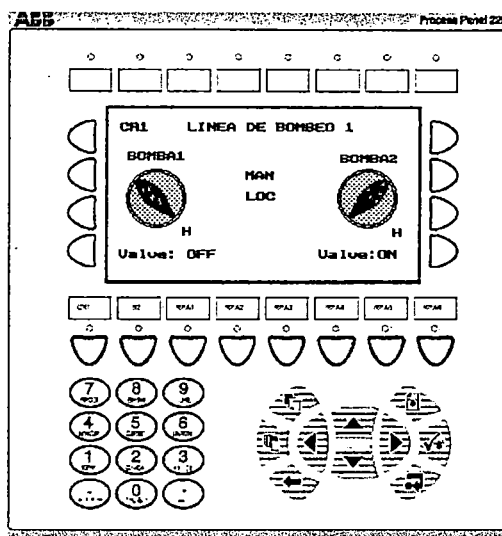


Figura 5.42: Pantalla típica de accionamiento de bombas – CR1.

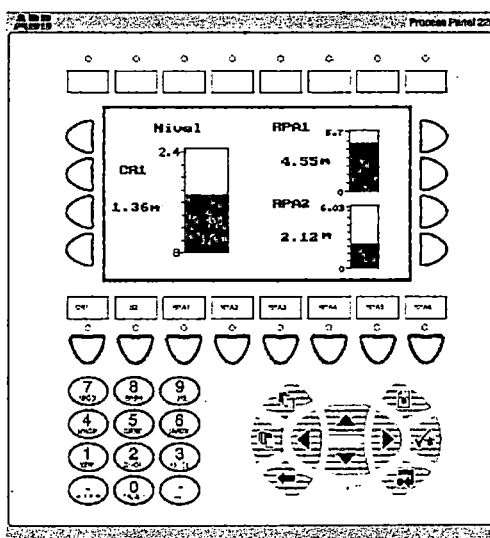


Figura 5.43: Pantalla típica de supervisión de niveles – CR1.

La figura 5.42 muestra la pantalla de activación de las bombas para la línea de bombeo 1 de la cisterna. Por tratarse de la cisterna, sólo en este caso, además se muestran los estados de las válvulas de control. Dependiendo del estado del

bit LOCAL – REMOTO y del bit MANUAL – AUTOMATICO se comanda o supervisa el estado de las bombas. Por su parte, la figura 5.43 muestra la pantalla de supervisión (gráfica y numérica) de los niveles de la cisterna y de los reservorios que esta alimenta directamente. De manera análoga, se desarrolla el resto de pantallas del panel de operador del sistema.

5.3.2. Módulos entrada / salida:

La línea de módulos E/S utilizada con los controladores AC800M es la S800 a la que pertenece la familia S800L, cuya ventaja es la disminución de hardware (no utilizan bases terminales como los S800) y su economía con respecto al resto de la línea. Su principal desventaja es que no pueden ser cambiados en caliente, por lo que requieren que la producción total se detenga ante una falla en el módulo. Para aplicaciones secundarias cuya detención temporal no genere desajustes con el plan productivo, la línea S800L es una opción atractiva, sin embargo para este caso, esta opción se descarta.

La tabla 5.10 resume la cantidad de entradas y salidas digitales y analógicas para esta aplicación. Los modelos utilizados pueden cambiarse en caliente, se basan en las especificaciones del apartado 3.3.1 y se muestran a continuación.

- **Entradas digitales:** Deben ser activadas con contactos secos. El módulo DI810 tiene esta opción al ser alimentado con 24Vdc. Otros módulos activados por contacto seco son el DI820 y DI821, pero por requerir 120Vac y 230Vac respectivamente, no son adecuados para esta aplicación. Este módulo cuenta con 16 canales.
- **Salidas digitales:** Deben de ser de tipo contacto seco y soportar al menos 2A @ 24Vdc. El modelo adecuado es el DO820, un módulo de 8 canales de

salida tipo contacto seco cuya corriente máxima es de 3A a voltajes desde 5 a 250Vac/Vdc.

- **Entradas analógicas:** Deben ser del tipo estándar 4-20mA. El módulo adecuado es el AI810, que cuenta con 8 canales con opción 0-20mA, 4-20mA, 0-10Vdc y 2-10Vdc configurable. Los módulos EI DI810, el DO820 y el AI810 se muestran en la figura 5.44, y sus especificaciones se encuentran en el anexo.

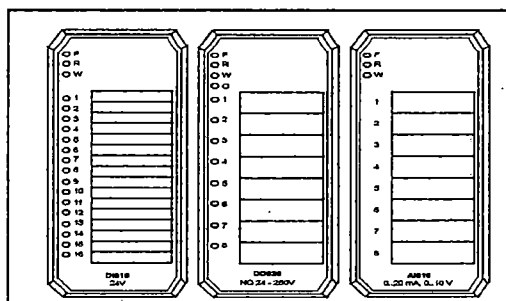


Figura 5.44: DI810, DO820 y AI810.

- **Módulos terminales:** Las bases o módulos terminales soportan los módulos y les proveen las conexiones eléctricas hacia o desde el campo. Cuando se requiere el cambio en caliente de los módulos, no es necesario y de hecho, no está permitido, desconectar los módulos terminales.

Las bases contienen las borneras necesarias para las conexiones de campo. Existen dos tipos de bases, las compactas y las extendidas. La ventaja de las primeras es el espacio reducido que requieren. Si el espacio no es un problema, las bases extendidas pueden utilizarse aprovechando la mayor comodidad para el cableado que ofrecen, además de los fusibles de protección a la entrada de alimentación. En esta aplicación, se utilizan los módulos terminales extendidos, aprovechando la cantidad pequeña requerida por estación, y se eliminan las borneras de paso para las señales

de campo. La figura 5.45 muestra la posibilidad de ambas configuraciones para módulos E/S:

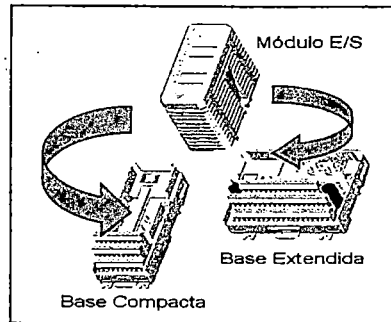


Figura 5.45: Base compacta y extendida para un módulo E/S.

No todos los módulos E/S utilizan la misma base terminal. En la tabla 5.12 se muestra la correspondencia del modelo de base con el módulo E/S respectivo.

Tabla 5.12: Correspondencia Módulo E/S – Módulo terminal.

Módulo E/S	Módulo Terminal
DI810	TU830
DO820	TU831
AI810	TU830

La lista completa de bases disponibles para los módulos y las conexiones respectivas se encuentra en el anexo.

- Hardware total por reservorio:** Puesto que se conoce la cantidad total de entradas y salidas necesarias y las características de los módulos utilizados (cantidad de canales y módulos terminales), así como el controlador a utilizarse, es posible determinar la cantidad de hardware de control a utilizarse. El hardware incluye el controlador, los módulos E/S, la batería de back-up, los módulos terminales, el MODEM *ModuleBus* TB820 y el panel de operador PP220 y se resume en la tabla 5.13.

Tabla 5.13: Hardware utilizado por estación.

	PM856	DI810	DO820	AI810	SB822	TB820	TU830	TU831	PP220
CR-1	1	2	1	1	1	0	3	1	1
RPA-1	1	1	1	1	1	0	2	1	1
RPA-2	1	2	1	1	1	0	3	1	1
RPA-3	1	1	1	1	1	0	2	1	1
RPA-4	0	1	1	1	0	1	2	1	0
RPA-5	0	1	1	1	0	1	2	1	0
RPA-6	0	1	1	1	0	1	2	1	0

A este hardware se añade el análisis de comunicaciones del capítulo 6. La arquitectura de control final se muestra en la figura 5.46.

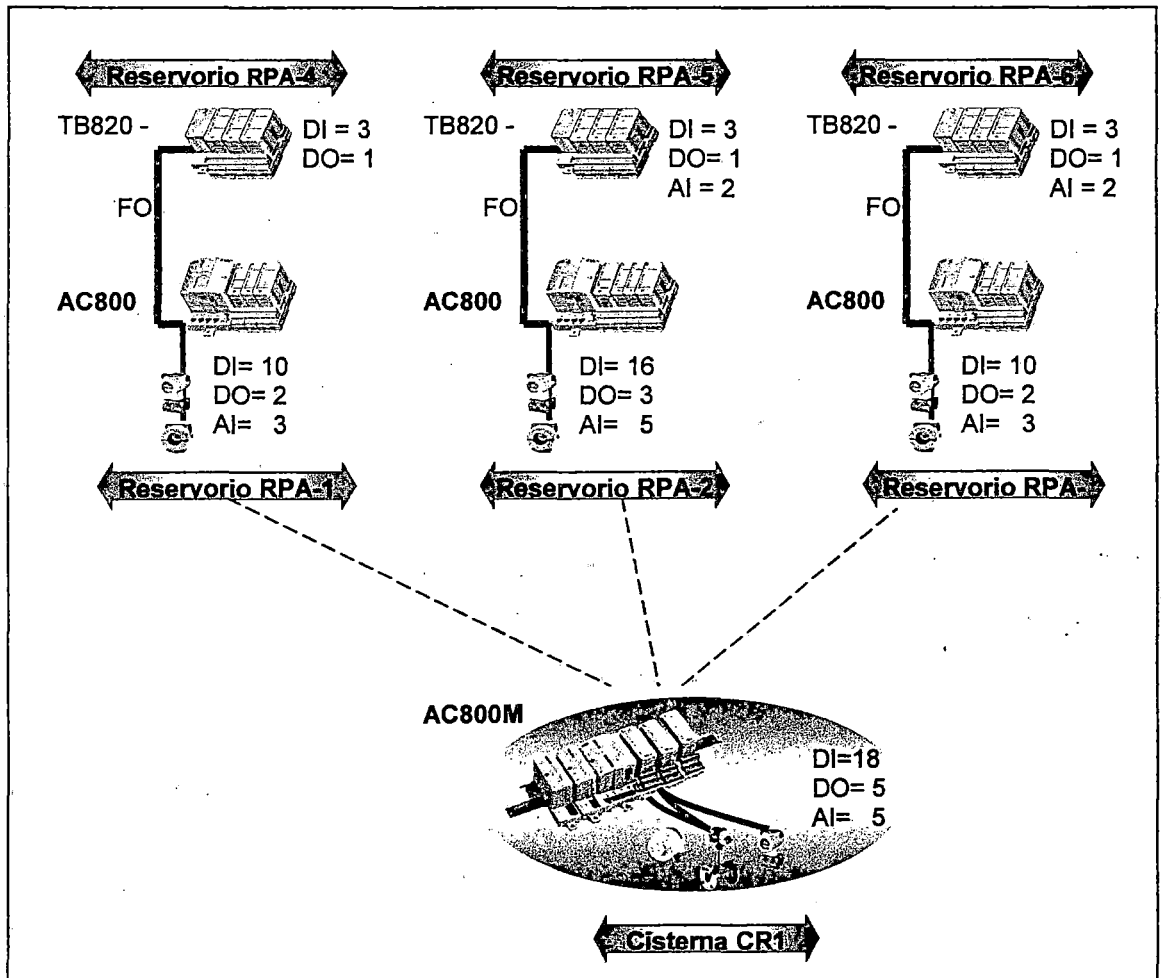


Figura 5.46: Arquitectura de control final.

5.4. Sistema de autonomía:

El sistema de autonomía es necesario para asegurar el monitoreo remoto de las variables y condiciones hidráulicas y de seguridad (intrusión) ante cortes de suministro eléctrico. Es importante recordar que la autonomía del sistema de fuerza no está considerada, como se menciona en 3.3.4. A continuación se presentan los cálculos desarrollados para el diseño del cargador y baterías utilizadas.

5.4.1. Cálculo del banco de baterías:

Para este cálculo se requiere conocer la carga total y el tiempo de autonomía. La carga total del sistema de control se obtiene al sumar los consumos totales en "el peor de los casos" en el que todos los equipos estén funcionando. En general, el consumo de los equipos de control es pequeño. Según la tabla 5.10, el procesador PM856 consume máximo 300mA. El panel de operador PP220, consume, según la tabla 5.11, 0.55A. El TB820 consume 100mA, el DI810 consume 6mA por canal y 50mA por toda la circuitería adicional. El DO820 consume 200mA además de 5mA por canal, mientras que el AI810 consume 110mA (ver anexo). Para el sistema de comunicaciones, también alimentado por el banco de baterías, ha de considerarse 4A, además de un 20% de reserva para el resto de equipos no considerados (relés de aislamiento para las salidas digitales y módulos de comunicación que pudieran incluirse). Puesto que se trabaja en el peor de los casos, la carga no podrá ser mayor que la calculada, y por tanto, se asegura con este diseño el tiempo de autonomía requerido de 5 horas, de acuerdo a lo mencionado en 3.3.4. La tabla 5.14 resume el cálculo, tomando en cuenta la información de la tabla 5.10, y el requerimiento de reserva:

Tabla 5.14: Consumo total por reservorio en amperios.

	CR-1	RPA-1	RPA-2	RPA-3	RPA-4	RPA-5	RPA-6
CPU	0,3	0,3	0,3	0,3	0	0	0
DI810	0,232	0,122	0,17	0,122	0,074	0,074	0,074
DO820	0,23	0,215	0,22	0,215	0,21	0,21	0,21
AI810	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
TB820	0	0	0	0	0,1	0,1	0,1
PP220	0,55	0,55	0,55	0,55	0	0	0
Otros	4	4	4	4	4	4	4
Σ	5,42	5,30	5,35	5,30	4,49	4,49	4,49
Total 1.2 Σ (A)	6,51	6,36	6,42	6,36	5,39	5,39	5,39

Con el consumo total y el tiempo de autonomía (5 horas) es sencillo el cálculo de los Ah requeridos, de

$$\text{Ah total batería} = \text{Corriente consumida} \times \text{tiempo de consumo} \quad (5.15)$$

Para el diseño del cargador, se suele considerar una capacidad de 20% adicional sobre la corriente total consumida, para disponer de la corriente necesaria en caso de que las baterías hayan sido completamente descargadas. Con esto, la capacidad del banco de baterías y del cargador, por reservorio, se muestra en la tabla 5.15:

Tabla 5.15: Capacidad banco de baterías y cargador por reservorio.

	Baterías (A-h)	Cargador (A)
CR-1	33	8
RPA-1	32	8
RPA-2	32	8
RPA-3	32	8
RPA-4	27	7
RPA-5	27	7
RPA-6	27	7

Las baterías deben ser selladas de plomo ácido (libres de mantenimiento) y deben estar dispuestas de manera que cumplan con entregar 24Vdc y los Ampere-hora de acuerdo a la tabla 5.15. Las baterías utilizadas son de la marca YUASA, y puesto que las baterías que ofrece son de 12Vdc, se utilizan dos en serie. Para la cisterna, RPA-1, RPA-2 y RPA-3 se utilizan baterías de 40A-h. Para el resto de estaciones se utilizan de 30A-h, que es lo disponible en el mercado para esta marca. En cuanto a los cargadores, se utilizaron de la marca francesa AEES (figura 5.47).

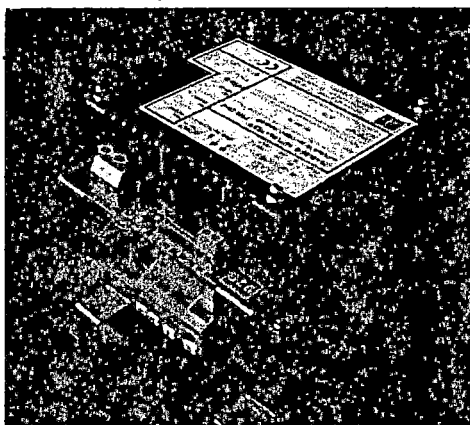


Figura 5.47: Cargadores BRAVO – AEES.

Los cargadores se seleccionan por el voltaje de entrada (220Vac), voltaje de salida (24Vdc) y por la corriente de salida (de acuerdo a tabla 5.15). Las capacidades de los cargadores utilizados debe ser al menos, igual a lo requerido. Además, de acuerdo al apartado 3.3.4, el cargador debe contar con una salida tipo contacto que indique que las baterías necesitan ser cambiadas. Esto lo logra con la adición de una tarjeta encargada del monitoreo continuo del estado de las baterías. No obstante esta opción, se recomienda la supervisión periódica de las baterías de acuerdo a lo especificado en el capítulo 7. Puesto que los cargadores disipan calor, se recomienda el uso de ventiladores en la parte inferior de tablero, con rejillas en la parte superior e inferior para permitir la circulación del aire.

No debe olvidarse además, el aterramiento del cuerpo del tablero para protección del operador, y en general de todos los puntos de 220Vac del tablero (iluminación, cargador, tomacorriente, etc.) Para la iluminación interior del tablero, se utiliza el mismo interruptor de posición que en el tablero de fuerza. El contacto de este interruptor de posición se aprovecha además en la detección de intrusión.

El circuito de iluminación, se muestra en la figura 5.48:

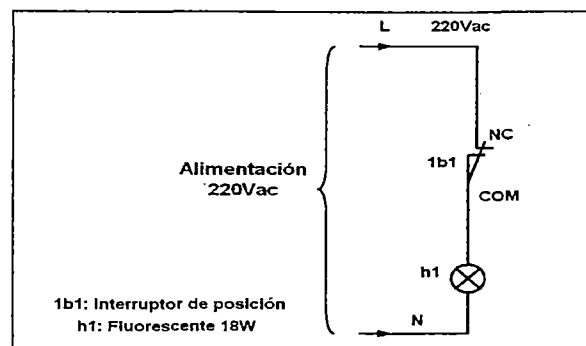


Figura 5.48: Sistema de Iluminación interna del tablero de control.

Con esto, se tienen cubiertos los principales componentes del tablero de control referentes al software y hardware. A continuación, se detallan los aspectos de comunicación en todos los niveles, para completar los objetivos del proyecto.

CAPÍTULO VI

SOLUCIÓN PROPUESTA: SISTEMA DE COMUNICACIONES

Para el procesamiento de datos requerido en la automatización, es necesario recolectar y transmitir señales desde puntos alejados hacia un procesador central. Durante los años 50 el único medio transmisión de datos era mediante la red telefónica común, pero las señales eran muy susceptibles al ruido y requerían de un procesamiento tedioso durante la extracción de información.

Puesto que los primeros sistemas de control de procesos fueron netamente analógicos, con señales muy susceptibles a interferencias y manejo de información muy limitada; la comunicación digital comenzó a abrirse paso rápidamente. La necesidad de integración de información dio nacimiento a las primeras redes, alrededor de los años 70, abriendo paso al control digital directo (DDC), y a los posteriores y muy conocidos controladores lógicos programables (PLC) y sistemas de control distribuido (DCS).

No obstante, no es sino hasta los 80, cuando se introducen los primeros transmisores con señales digitales, y se permite aprovechar el mismo cableado para incluir las señales binarias sobre la línea de datos analógicos, dando paso a lo que se conoce como HART y a un posterior desarrollo de los buses de comunicación de instrumentos de campo, a comienzos de los 90.

En la actualidad, en contraste, las corporaciones comparten la información de sus plantas productivas con puntos gerenciales de cualquier parte del mundo, vía Internet. La coordinación de la producción y otras funciones del negocio se ha convertido en parte

integral de la estrategia de la tecnología de información (IT) de la mayoría de las empresas productivas.

Esta integración ha hecho posible recolectar el análisis, evaluar el desempeño y elaborar estrategias, sin necesidad de estar presente en el ambiente productivo. Así, la interconexión de información empresarial, no sólo se ha convertido en parte esencial de la automatización y está cambiando la manera en la que las plantas y empresas trabajan, sino que además forma parte necesaria de la estrategia general de la empresa.

6.1. Protocolos de comunicación para la automatización:

Los comienzos de la automatización industrial sientan sobre tecnología analógica con extenso hardware, limitada capacidad de transmisión de datos, y susceptibilidad al ruido. Con la evolución de la electrónica (transistor, semiconductores, etc.) se dio paso a la tecnología digital, predominante en las redes de automatización actuales.

Antes de que las comunicaciones digitales existieran, era imposible transmitir información adicional a simples estados de E/S, sin posibilidades de realizar la sintonización y configuración de los controladores remotamente. Gracias a las comunicaciones digitales fue posible colocar los PLC y controladores de los DCS fuera del cuarto de control, en tableros auxiliares o en puntos escogidos por el usuario, ya que ahora era posible transportar también información operativa como valores de referencia, alarmas, sintonización de controladores, etc., permitiendo así el procesamiento, diagnóstico, configuración y obtención de información diversa, de manera distribuida.

- **Primeros problemas:** Cuando las comunicaciones digitales aparecieron, cada fabricante diseñó un protocolo propietario e independiente del resto, con documentación de difícil acceso y tecnología protegida con patentes. Las empresas requerían de fuertes inversiones para el licenciamiento y pagos adicionales por inclusiones o adaptaciones particulares a su aplicación.

Si un fabricante permitía el licenciamiento y proporcionaba la documentación necesaria, se podía desarrollar el driver de comunicación, aunque con demanda de una gran inversión de dinero y tiempo. Usualmente, era una tercera parte la encargada de desarrollar los drivers, y cuando los problemas de comunicación aparecían, las partes se culpaban mutuamente. Para complicar aún más las cosas, un driver era requerido para cada combinación de hardware y software, produciendo una situación incontrolable.

La mayoría de las veces, no obstante, no era posible integrar todas las partes, resultando en grupos aislados de automatización, desaprovechando los beneficios de la integración con un DCS, o el control con un PLC. Cuando una empresa adquiría un sistema propietario, estaba tácitamente "atada" por el fabricante. Para expansiones sin pérdidas de integrabilidad, la planta se veía obligada a comprar al mismo proveedor. Ante la falta de competidores, las partes nuevas o de reemplazo eran mucho más costosas de lo que originalmente fueron. Pese a que las empresas reconocían este problema, la situación era preferible antes de lidiar con la integración de un sistema donde los protocolos incompatibles requerían drivers. Como siempre ocurre, ante falta de estándares, existe anarquía en el mercado.

- **Estandarización:** Dada esta situación, en 1985 la industria comenzó a invertir en el desarrollo de un estándar de bus de campo no propietario. La interconexión es un elemento clave de un sistema abierto, y es extremadamente necesario el desarrollo de un bus de campo que sea soportado por diferentes vendedores y basado en un estándar disponible sin licenciamiento alguno. Una nueva tecnología tenía que ser desarrollada para el estándar que proveyera potencia de bus, seguridad intrínseca y la habilidad de comunicar largas distancias sobre cableado de instrumentación convencional. Este proceso de desarrollo conllevó a un bus de campo internacional que no pudo establecerse tan rápido como otras redes que usaban una plataforma existente de la tecnología automotriz o de

telecomunicaciones y como resultado diversas tecnologías de bus no compatibles.

Una vez que los estándares ocuparon su lugar en las plantas, estas comenzaron a ser realmente beneficiadas de la integración sin pagar altos precios y sin estar atados a ningún fabricante. Las empresas ya no dependían de un único vendedor y disponían de muchas más opciones para dispositivos y software. Esto les permitía encontrar la solución para sus muy diversas necesidades de aplicación, necesidades que no podían ser logradas con un solo proveedor. Los fabricantes de dispositivos podían una vez más, concentrarse en verdaderas innovaciones.

La evolución de las señales de campo ha significado siempre un desarrollo paralelo de las arquitecturas de los sistemas de control. Cada mejora en la transmisión de señales ha derivado subsecuentemente en un incremento de la descentralización del sistema y en un mejor acceso a la información del campo. En la era neumática, por ejemplo, el controlador estaba ubicado típicamente en el campo y era operado localmente. Gracias al lazo analógico de corriente, fue más fácil llevar señales de los transmisores en campo hacia un controlador central en la sala de control y entonces, desde ahí, enviar de vuelta las salidas hacia las válvulas.

En la arquitectura centralizada de control directo digital (DDC) la estrategia de control era ejecutada por completo en una computadora. Debido a que todas las funciones estaban concentradas en una computadora, el sistema entero con todos sus lazos fallaba si había apenas sólo una falla. Por esta razón, era común tener controladores neumáticos existentes en el campo en espera en caso que la el sistema DDC fallara. Debido a estos problemas serios de disponibilidad, se introdujeron el controlador lógico programable (PLC) y el sistema de control distribuido (DCS).

- **DCS y PLC:** La arquitectura DCS significó una gran mejora sobre el DDC en tanto que el control estaba ahora distribuido en varios pequeños controladores, compartiendo tareas y funciones de control. De esta manera, una falla sólo afectaría parte de la planta; lo que constituía un mayor nivel de distribución incrementando la disponibilidad del sistema.

Un DCS cuenta con tres niveles de integración, cada cual con su respectiva estructura y organización: dispositivos de campo, controladores (PLC) e integradores de la planta a las aplicaciones del negocio. El DCS adquirió su nombre por ser más "distribuido" que lo que para entonces se conocía como DDC. Sin embargo, el término quedó grande ante su vulnerabilidad, ya que una sola falla podría tener consecuencias a lo largo de todo el proceso. Así, surgió el concepto de redundancia, que aunque es una necesidad cuando la disponibilidad es una condición indiscutible, significa también complejidad y mayores precios.

Gracias a los sistemas de control, ha sido posible un aumento significativo de la eficiencia en las operaciones de los procesos industriales, automatizando las actividades manuales y repetitivas, disminuyendo el consumo de energía y de tiempo en mantenimiento, dotando al sistema de la capacidad de contar con información en tiempo real para la toma de decisiones oportunas.

- **Áreas de aplicación:** Las redes son usadas en todas las áreas de automatización, de hecho, el concepto de automatización en sí, no puede concebirse sin intercambio de información. Existen diferencias entre los requerimientos para las tareas realizadas para las aplicaciones en los diferentes sectores industriales. Así, por ejemplo, la automatización de fábricas y de procesos se desarrolla bajo condiciones severas y en ambientes peligrosos, donde las personas, el medio ambiente y la maquinaria costosa están en juego y cuando una interrupción en la producción es sumamente costosa.

Estos requerimientos contrastan significativamente con los de la automatización de edificaciones (demótica e inmótica), donde lo primordial es la utilización eficiente de los recursos, manteniendo los costos bajos.

- a. **Automatización de edificaciones:** La automatización de edificios (inmótica) o de domicilios (domótica), consiste en un sistema de control computarizado y una red de dispositivos electrónicos inteligentes para el monitoreo, control de funciones de seguridad, operación remota entre otros beneficios. Gracias a la automatización de los edificios, es posible ahorrar energía y reducir los costos de mantenimiento en comparación con un edificio no controlado.

Los protocolos y estándares industriales más utilizados para este tipo de control son el ASHRAE , BACnet C-Bus, DALI, DSI, Dynet, Energy Star (programa creado por el gobierno de Estados Unidos para promover el uso eficiente de energía), LonTalk, Modbus entre otros.

- b. **Automatización de fábricas:** Las fábricas con líneas de producción por ensamblaje (como la industria automotriz, y embotelladoras), tienen procesos secuenciales o *Batch* y se controlan con lógica discreta. Los protocolos utilizados aquí manejan información limitada con respuesta inmediata (algunas líneas de producción tienen tiempos de comando muy pequeños). Ejemplos son Seriplex®, Interbus-S, y AS-I (AS-Interface), llamados buses a nivel de bit. Para producciones más sofisticadas, se utilizan protocolos a nivel de byte, como DeviceNet™, ControlNet™, y PROFIBUS (DP y FMS).
- c. **Automatización de procesos:** Las plantas de procesos industriales como papeleras, generadoras, petroleras, cementeras, hidroeléctricas, distribución de agua, etc., son dominadas por un control continuo, por tanto, las mediciones son analógicas y la actuación es modulada. Los protocolos

para este tipo de automatización están específicamente diseñados para los requerimientos del caso. Así, este tipo de protocolos contempla la alimentación de los instrumentos sobre la misma línea de comunicación, con opción de configuración, diagnóstico, calibración y comisionamiento remoto. Ejemplo de protocolos utilizados a este nivel, incluyen FOUNDATION Fieldbus, PROFIBUS (PA), y HART.

En lo posterior, la palabra automatización hará referencia a la automatización de procesos, a menos que se mencione explícitamente lo contrario.

- **Protocolo de comunicación:** Un protocolo de comunicación define un conjunto de reglas y estándares para la representación de la información (data), señalización, autenticación y detección de errores, requeridos para que los comunicantes puedan intercambiar data. Las características principales de los protocolos son:
 - a. **Robustez:** Hace referencia a su capacidad de respuesta ante circunstancias anormales o inesperadas para llevarlo a un estado de condiciones normales y a su adaptabilidad a los cambios en las tecnologías sobre las cuales trabajan.
 - b. **Fácil mantenimiento:** En los procesos productivos el tiempo de parada por fallas u operaciones de mantenimiento debe ser reducido al máximo para evitar pérdidas de dinero o incluso por factores de seguridad (como en las refinerías con la acumulación de gases o reacciones de los químicos utilizados). La facilidad para descartar y solucionar problemas en la transmisión de datos, es un factor crítico, necesario también en las redes de comunicaciones.

- c. **Integridad en la transmisión:** Los protocolos de procesos industriales deben ser capaces de trabajar eficientemente bajo condiciones severas como niveles altos de ruidos eléctricos y/o electromagnéticos. Los protocolos deben poseer sistemas robustos para la detección y rápida corrección de errores. A este nivel, existen diversas opciones, aunque el método de detección de errores CRC es el más utilizado.
- d. **Alta velocidad de actualización de datos:** En la mayoría de procesos es necesaria la constante actualización de un gran número de datos o parámetros de control de operaciones. Los retardos en la adquisición de información no están permitidos en la mayoría de sistemas de supervisión y control, sobre todo en las que trabajan sobre aplicaciones en tiempo real.
- e. **Simplicidad:** Un protocolo bien estructurado puede ser construido de varias pequeñas partes definidas para llevar a cabo tareas específicas de manera efectiva. Así, para entender el funcionamiento macro del protocolo, debe ser suficiente entender el funcionamiento de las piezas del cual ha sido estructurado y la manera en la que estas interactúan. Estas unidades funcionales se conocen como CAPAS DE PROTOCOLOS (ver Modelo OSI). Los protocolos que se diseñan de esta manera permiten una implementación fácil y un mantenimiento más efectivo. En ese sentido, el protocolo será simple, robusto y eficiente.
- f. **Confiabilidad:** La confiabilidad de transmisión envuelve la corrección y detección de errores y proporciona los medios para pedidos de retransmisión, en caso estos ocurran. La medida convencional para la calidad de transmisión, es el número de bits no recibidos por bits transmitidos, cuya ventaja es que se trata de un factor independiente de la velocidad de transmisión o del medio de comunicación.

A continuación se describen los conceptos básicos utilizados en los protocolos de comunicación:

- a. **Conexión física:** Determina los límites de distancia y velocidad, afectados por la atenuación causada por la impedancia de los materiales utilizados, las características del medio y las unidades de repetición. La conexión física está referida al hardware y medios utilizados para la transmisión.

Los medios físicos más comunes y utilizados son:

- **Cable de par trenzado:** Muy popular y utilizado para comunicaciones telefónicas y la mayoría de redes ETHERNET. El cable es trenzado como protección contra interferencias, y pueden ser apantallados (STP de las siglas en inglés *shielded twisted-pair*) o sin pantalla (UTP *unshielded twisted-pair*).

El cable STP es un cable constituido por cuatro pares de cables trenzados, cada uno de los cuales tiene su pantalla. Adicional a las sendas pantallas, los cuatro pares cuentan con una pantalla en común. Por último, todo este conjunto es protegido con un aislante externo.

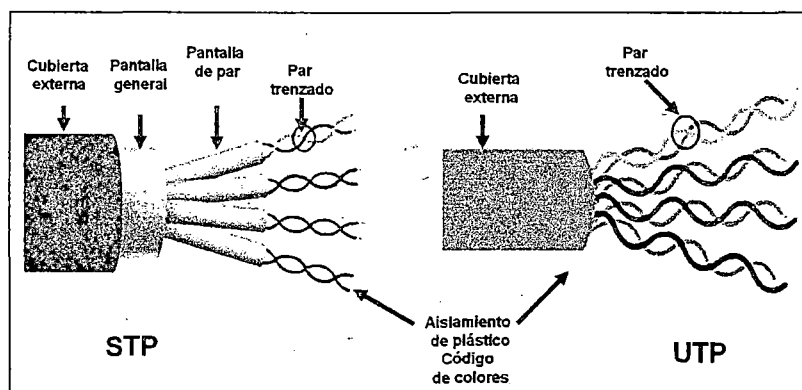


Figura 6.1: Izquierda: Cable STP. Derecha: Cable UTP.

El cable UTP, en cambio, está constituido por cuatro pares de cables y sólo cuenta con un aislante externo de aproximadamente 1mm de espesor, común para los ocho hilos. Es ideal para distancias cortas o donde no exista ruido o interferencia electromagnética apreciables. Ambos cables se muestran en la figura 6.1.

- **Cable coaxial:** Es preferido sobre el de par trenzado por ser más resistente a interferencias y atenuación. Este cable, es económico, flexible y sencillo de instalar. El cable coaxial posee un conductor interno de cobre cubierto por una pantalla a modo de aislante (figura 6.2). A su vez, el aislante es cubierto por una malla conductiva cuya función es proteger al conductor interno del ruido y/o interferencias. Este cable soporta alto ancho de banda aunque genera muchas pérdidas, por lo que generalmente se utilizan repetidores para las señales atenuadas en largas distancias.

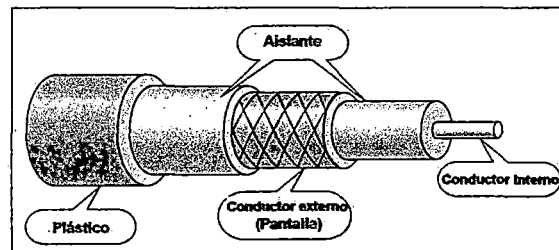


Figura 6.2: Cable coaxial.

Existen diferentes tipos de cable coaxial, y en base a su impedancia son adecuados para determinadas aplicaciones.

- **Fibra óptica:** Es uno de los medios más versátiles para la transmisión de información, utilizando luz en un medio óptico para este propósito. Para la transmisión, la fibra óptica utiliza el principio

de la reflexión interna total. Existe la fibra monomodo y la multimodo. La primera, tiene un centro muy pequeño de manera que sólo puede transmitir un haz de luz, soportando velocidades de transmisión del orden de los Gbps a distancias mayores de 100km sin requerir repetidores.

La fibra multimodo por su parte, soporta un ancho de banda menor que la fibra monomodo, generando varios pulsos de luz que viajan a diferentes ángulos. Se emplean en redes con distancias cortas por su facilidad de montaje e instalación. Para distancias grandes, la fibra monomodo es la mejor opción.

- **Wireless:** Esta tecnología es muy útil en aplicaciones donde el tendido de cable es muy dificultoso, si posible, y en donde las ubicaciones de los nodos no sea del todo definida. En muchos casos, también hay una reducción apreciable de costos de instalación, aunque es susceptible a las condiciones climáticas y a objetos que puedan interferir la línea de transmisión. Dependiendo de la aplicación o distancias, existen diferentes soluciones wireless, entre las más conocidas se tiene la telefonía celular, la vía satelital y la tecnología WLAN (Wireless Local Area Network).

b. Topologías de acceso al bus: Definen la manera en la que los nodos acceden a la red y son:

- **Punto a punto, full duplex:** Existen líneas dedicadas para la transmisión y recepción por lo que no existen conflictos durante la transmisión.
- **Punto a punto, half duplex:** Comparte la línea de transmisión y recepción por lo que existen conflictos cuando se accede

simultáneamente a la red. Para evitar los conflictos se utiliza estrategias de asignación de prioridades.

- **Estrella:** Todos los elementos de la red están conectados mediante un enlace punto a punto a un nodo central, encargado de la administración de la red. El nodo central es el maestro y el resto, los esclavos. Puesto que toda la información tiene que pasar necesariamente por el nodo central, una falla en él repercute en todo el sistema, lo que lo convierte en una topología vulnerable de poco uso en la actualidad.
- **Anillo:** Todos los nodos son repetidores, y cada uno lee la información, le añade datos, la envía al siguiente nodo y finalmente la borra de su memoria. La administración puede ser manejada por lo que se conoce como *token* o testigo que circula por la red. Cuando un equipo transmite retiene el *token*, y no permite que otro nodo transmita simultáneamente, convirtiéndolos en nodos de escucha. Esto le da a esta tipología las características de acceso determinístico, garantizando un tiempo máximo de espera para que cualquier estación acceda a la red. Esta topología también es conocida como *Paso de Moneda* o *Token Ring*.
- **Bus:** En este caso es necesario un método de acceso a la red puesto que todos los nodos tienen la misma prioridad y privilegios de acceso. Cualquier equipo que requiera transmitir información, espera que no haya presencia de señal sobre la misma para efectuar la operación. Su desventaja es el retardo muy largo en caso de saturación de red. Sin embargo, su versatilidad y la facilidad de agregar nuevos nodos, hace que esta sea una de las topologías más utilizadas.

- c. **Velocidad de transmisión:** Para definir el término velocidad de transmisión de datos, es necesario primero discernir entre los términos baudio, bit y bit por segundo (bps).

El baudio es la velocidad de transmisión de cambios de estado o eventos de señalización por segundo; y está muy relacionado con el ancho de banda. El bit es la unidad de información y es una medida de la cantidad de información contenida en un mensaje dado y que puede transmitirse mediante impulsos o en cualquiera otra forma. Por último, la cantidad de información que se puede "empacar" en cada baudio se representa por el número de bits por baudio, y la velocidad o flujo de la información se expresa en bits por segundo (bps). En un sistema estrictamente binario, cada evento de señalización contiene un bit de información, por lo que la velocidad de información, en bps, y la velocidad de modulación, en baudios, es la misma. Pero, en general, estos términos no son intercambiables.

La velocidad de transmisión está estrechamente relacionada con el medio de transmisión, por lo que se realiza un balance costo – beneficio para la elección de acuerdo a la aplicación en particular. El costo de una instalación con fibra óptica que soporta altas velocidades de transmisión, por ejemplo, puede no ser siempre necesaria, y pensar en una solución con cable de cobre podría ser una solución adecuada, además de económica.

- d. **Formato de trama:** Dependiendo del protocolo utilizado, existe una trama característica con información adicional necesaria para lograr una comunicación segura. Las tramas contienen la misma información aunque con diferente estructura y tamaños como:
- Delimitador de inicio: Indica el inicio de la nueva trama.
 - Control de acceso: Contiene la información necesaria para saber el momento en el que el nodo puede transmitir o debe escuchar.

- Dirección destino: Indica la dirección del nodo destino.
- Dirección origen: Indica la dirección del nodo fuente.
- Datos: Contiene la información transmitida, la esencia de la comunicación.
- Bits de detección o corrección de errores: Corresponde a los bits utilizados para detectar y/o corregir errores ocurridos durante la transmisión.
- Delimitador de término: Indica el final de la trama.
- Estado de la trama: O acuse de recibo, indica si el mensaje fue recibido o no.

Cada protocolo define el formato de la trama para que la información sea manejada de manera transparente con las herramientas de verificación y limitación que esta contiene.

- e. **Detección y corrección de errores:** Los errores producidos por ruido eléctrico o interferencias propias de los ambientes industriales, son inevitables durante la transmisión de información. Por esto, es necesario establecer métodos que primero, reconozcan la presencia de errores, y luego, los corrijan. Dentro del contexto de comunicaciones digitales, el concepto de corrección de errores es muy importante, ya que la inherente baja redundancia de los datos digitales, cualquier información con error puede entenderse con un significado diferente. Entonces, ¿cómo detectar y corregir los errores en la comunicación digital? Para empezar, es necesario dejar claro que no se puede esperar transmitir sin error si los códigos utilizados tienen cero redundancia.

A partir de este punto, se desarrollaron diversos métodos de control de error, el primero de ellos, llamado "*ecoplex*". En este método el transmisor envía un carácter, que es recibido por el receptor y retransmitido

como un eco (de aquí la derivación del nombre) de regreso al transmisor. El transmisor examina el carácter eco recibido y lo compara con el carácter original, las diferencias se corrigen y se transmite nuevamente.

Actualmente, las técnicas más utilizadas utilizan códigos para detectar los errores en el receptor; solicitando la repetición de los bloques en caso de presencia de error. Estas técnicas agregan cierto nivel de redundancia mediante una codificación realizada en los CODEC, localizados en la trama como se muestra en la figura 6.3:

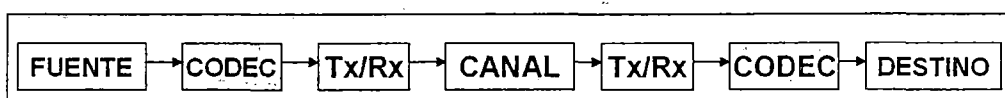


Figura 6.3: Detección de errores en trama de comunicación.

No debe olvidarse que incluir redundancia en la transmisión de datos aumenta el ancho de banda requerido, por lo que debe mantenerse dentro de límites permitidos.

El método actual más simple para la detección de errores es el chequeo de paridad, cuya redundancia se constituye por lo que se conoce como *bit de paridad*, dependiendo del número de unos que existan en la trama, así, si el número de UNOS en la palabra original es par o no posee ninguno, el resultado es un CERO. En caso contrario, el resultado es UNO. Esto se conoce como "paridad par" (puesto que con el bit adicional se logra un número par de UNOS). De igual manera, si la ponderación es impar, se tiene la "paridad impar".

Otro método muy difundido es la suma de verificación o *Checksum*, que realiza una "suma de verificación" interpretando la data como si fuese una secuencia de enteros. Este resultado es agregado a la palabra código y el resultado es finalmente transmitido. El receptor realiza la misma operación sobre la palabra mensaje y el resultado se compara con la

palabra código transmitida. Si los resultados coinciden se considera que el bloque de datos ha sido recibido correctamente, de lo contrario, se solicita la retransmisión del mismo. Este método es de fácil implementación en software y demanda poco tiempo de procesamiento.

El bit de paridad y la suma de verificación son métodos sencillos aunque no detectan todos los errores. Un método más sofisticado es el *Códigos de Redundancia Cíclica (CRC)*, considerado actualmente como uno de los más eficientes. La característica más importante del CRC es que la información transmitida depende de sus valores anteriores, por lo que es poco probable que una ráfaga de errores produzca un cálculo de CRC idéntico al transmitido antes de la ocurrencia de errores. Los métodos CRC más utilizados son CRC-12, CRC-16, CRC-CCITT dependiendo de la longitud del mensaje transmitido. Por su alta eficiencia en la detección de errores, este método es ampliamente utilizado en los sistemas de telecomunicaciones.

Otro método utilizado frecuentemente, y de desempeño eficiente es el código de *Hamming*. Este método está basado en una serie de operaciones sobre la palabra mensaje para su codificación, decodificación, detección y corrección de errores. Para este propósito utiliza puertas XOR para generar paridad par, para el inversor programable y para el detector de paridad par. Este código se basa en teoría matemática avanzada y tiene poca difusión pese a su efectividad.

- **El modelo de referencia ISO/OSI:** Como se mencionó, un protocolo bien estructurado puede ser construido de varias pequeñas partes definidas para llevar a cabo tareas específicas de manera efectiva. Esta es tarea del modelo de referencia OSI. Para fines de la década de 1970, el desarrollo creciente de sistemas informáticos conllevó a la creación de un modelo de referencia, con el

objetivo de asegurar el intercambio de información entre ellos, independientemente de su fabricante, hardware o sistema operativo. En general, se dice que son sistemas "Abiertos" los que pueden entenderse entre sí, empleando los principios establecidos por la Organización Internacional de Estándares (*International Standards Organization*, ISO) y la interconexión entre estos sistemas se conoce como "Interconexión de Sistemas Abiertos" (*Open Systems Interconnection*, OSI).

El modelo de referencia OSI (modelo OSI) define las reglas, mecanismos y formatos usados para determinar como los datos fluyen de un dispositivo a otro permitiendo la comunicación entre diferentes redes del mismo tipo o de tipos diferentes, de modo que la comunicación se establezca tan fácilmente por una combinación de redes como por una sola red. El modelo contempla una arquitectura basada en siete capas o niveles (técnica llamada estratificación) donde se define las funciones necesarias de cada nivel aunque no establece como se llevan a cabo dentro de ellos. Cada nivel sólo se comunica sólo con sus niveles adyacentes a través de su frontera común, añadiendo valor a los niveles anteriores, hasta que el sistema superior sea un compendio de servicios aplicativos. Así, al nivel N solo le interesa utilizar los servicios del nivel N-1 y realizar los servicios para el nivel N+1. La estratificación permite reducir el impacto sobre el modelo total al realizar cambios, puestos que estos se desarrollan localizadamente. Cada capa del modelo OSI le da el formato apropiado a los datos recibidos (añadiendo ya sea una cabecera, un CRC o cualquier otro mecanismo de detección de errores) para llevar a cabo las funciones propias de esa capa. Al paquete de datos que transportado a través de las capas se le denomina *Unidad de Datos de Protocolo* (PDU, por las siglas en inglés *Protocol Data Unit*), cuyos nombres varían dependiendo de la capa.

A continuación se describe las características de cada capa:

- **CAPA 1: Capa física:** Se encarga de las características del medio físico (eléctricas y mecánicas), del formato de la información (codificación de señal, modulación, etc.) y establece procedimientos para activar, mantener y desactivar las conexiones físicas de la transmisión de información entre entidades* de la capa enlace de datos. La PDU en este nivel es el bit.
- **CAPA 2: Capa de enlace:** Es la responsable de la interconexión directa, transparente y libre de errores entre dos puntos de la red. Esta capa se encarga del direccionamiento físico, de la topología de la red, del control del acceso a la red y permite la detección y recuperación de errores ocurridos en la capa física. La PDU en este nivel es la trama.
- **CAPA 3: Capa de red:** Asegura que los datos alcancen su destino, aún cuando el origen no esté conectado con este, administrando la congestión de red, definiendo los procesos usados para enrutar la data en la red y transfiriendo de manera transparente los datos entre entidades pares de la capa transporte. Esta capa es la encargada de identificar las conexiones de la red, inicializar y terminar las conexiones de red y de direccionar y enviar los paquetes de información entre redes seleccionando el camino en base a prioridades y tipo de red. Se dice que la capa de red articula el conjunto de enlaces físicos, mejorados por la capa de enlace de datos, para constituir lo que se entiende por red de comunicaciones. La PDU en este nivel es el paquete o datagrama.
- **CAPA 4: Capa de transporte:** Provee una transmisión de datos confiable y recibe los datos de la capa sesión, los segmenta para retransmitirlos a la capa de red proporcionando un medio de transferencia de datos transparente y confiable para los niveles superiores.

* *Entidades: Componentes de hardware o software perteneciente a una misma capa del modelo OSI.*

A esta sólo le interesa la calidad de servicio recibido sin importarle el tipo de red o el medio de transporte elegido. La calidad de servicio se expresa en parámetros como el flujo medio en bps, la tasa de error, la probabilidad de desconexión espontánea, el tiempo máximo de establecimiento, etc.

Esta capa aísla a las capas superiores de las posibles implementaciones a nivel de red, por lo que se le considera el corazón de la comunicación. Su PDU es el segmento.

- **CAPA 5: Capa de sesión:** Permite estructurar y enriquecer el diálogo entre los procesos de aplicación. Debido al servicio integral que ofrece la capa de transporte, los niveles de aplicación pueden dispensar de esta capa y trabajar con la capa de transporte directamente (por ejemplo, el protocolo TCP/IP que utiliza Internet, no cuenta con capa de sesión). La PDU en este nivel es conocida genéricamente como PDU.

Esta capa es la encargada de controlar la sesión establecida entre el emisor y el receptor (quién transmite, quién escucha), de controlar la concurrencia (que no existan comunicaciones críticas simultáneas), de mantener puntos de verificación (*checkpoints*), para que la transmisión se pueda reanudar en caso de una interrupción y de gestionar los permisos (*tokens*) para la realización de ciertas acciones.

- **CAPA 6: Capa de presentación:** Es la encargada de la modificación del formato de los datos para que sean reconocibles y correctamente interpretados por todos los equipos conectados a la red y se enfoca en la semántica y sintaxis de los datos transmitidos, y no en como se establece la comunicación. Brinda los medios de seguridad en el intercambio de

información (autenticación, protección y privacidad) y las acciones de cifrado. La PDU en este nivel es conocida genéricamente como PDU.

- **CAPA 7: Capa de aplicación:** Se encarga de la interacción directa con los procesos de aplicación (servicios de aplicación) para proveer servicios al software a través del cual el usuario solicita los servicios de red. Un proceso de aplicación es la parte de un sistema que procesa información invocado por un usuario y se divide en agente de aplicación (fuera del entorno OSI, dependiente del sistema local que actúa como interfaz con el usuario) y la entidad de aplicación (pertenece a la capa de aplicación OSI). Puesto que la aplicación interactúa con el usuario, el objetivo de cualquier arquitectura de comunicaciones es poner en contacto sus procesos de aplicación. En la mayoría de los casos, el usuario no interactúa directamente con el nivel de aplicación sino que lo hace con programas de interfaz amigable que a su vez interactúan con el nivel de aplicación, por la complejidad inherente. La PDU en este nivel es conocida genéricamente como PDU.

6.1.1. Los tres niveles en la automatización:

En las industrias automatizadas se distinguen tres niveles bien definidos, clasificados por sus tareas y requerimientos particulares. Estos niveles son: nivel de campo, nivel de control y nivel de supervisión.

Cada nivel tiene funciones específicas y es necesario para el control operacional y estratégico de la producción. Las necesidades que diferencian los niveles incluyen la velocidad de transmisión, distancias de comunicación, temas de seguridad, etc. En el punto más alto de esta jerarquía, se encuentra el sistema de supervisión, encargado de la transmisión al nodo final de análisis y utilización para la toma de decisiones.

Las redes de nivel de campo toman el lugar de los protocolos tradicionales para instrumentos inteligentes y subsistemas E/S, mientras que la red a nivel de supervisión toma el lugar de las redes estratégicas y de negocio. Por su parte, el nivel de control, en el nivel intermedio, es el encargado de la regulación de las variables por lo que requiere de una alta disponibilidad.

Pese a la diferencia en los requerimientos de protocolos, debe tenerse siempre en mente su integración. En este sentido, se busca implementar en cada nivel, protocolos capaces de interactuar con los de los otros dos niveles. Para esto, y de manera fácil y precisa, es importante seleccionar una arquitectura de red homogénea en la cual los protocolos en cada nivel sean esencialmente los mismos, aunque viajen en diferentes medios. Esto asegura la transparencia y minimiza los problemas de mapeo de comunicaciones e interoperabilidad. Por tanto, dependiendo de las prestaciones y funcionabilidad de cada nivel y para la integración de la información necesaria para la automatización, existen tipos de protocolos correspondientes a cada escalón jerárquico. A continuación se explica en detalle las propiedades de los protocolos en cada nivel.

6.2. Nivel de campo: integración de los instrumentos:

Más conocidos como buses de campo, fueron diseñados para la integración de los equipos de campo para la medición y control de las variables de proceso, sustituyendo las conexiones existentes (punto a punto), basadas en el tradicional lazo de corriente 4 – 20mA y 0-10Vdc, en menor escala.

Su principal ventaja es la reducción de costos en la instalación y el mantenimiento del sistema del que forman parte, estimándose una reducción en los costos, sólo en el cableado, de 5 a 1. Además, permiten el monitoreo remoto de los dispositivos del sistema, facilitando la detección de errores, y por consiguiente, disminuyen el tiempo dedicado al mantenimiento. Otra ventaja de los buses de campo es que sólo incluyen 3 capas (física, enlace y aplicación), y un conjunto de servicios de administración (o capa

de usuario). Para el usuario, las capas de enlace y de aplicación son transparentes, por lo que sólo requiere de conocimiento básico de la capa física y de la capa de usuario para la reparación de fallas e integración al sistema.

Diseñados para trabajar con grandes longitudes de cables (para el transporte de la información de los instrumentos distribuidos por toda la planta, hacia un cuarto de control o procesador central), muchos de los buses de campo utilizan la línea de datos para el transporte de alimentación de potencia de los instrumentos. Esto constituye un ahorro significativo en costos de instalación ya que sólo un par de líneas transportan la información necesaria y la alimentación de los instrumentos, eliminando la necesidad de cable de potencia separado y manteniendo el cableado simple y económico. Además de su capacidad de operar en ambientes industriales severos, disponen de soluciones para trabajos en ambientes de procesos peligrosos, mediante instrumentos e instalaciones con seguridad intrínseca. Las redes con seguridad intrínseca están diseñadas para trabajar con muy bajos niveles de voltajes o corrientes, evitando causas desencadenantes en una explosión, además de crear barreras de seguridad en el bus. El concepto de seguridad intrínseca es más utilizado en protocolos de campo, debido a que son los instrumentos los que están ubicados en las áreas de producción, susceptibles a explosiones o en medio de áreas peligrosas. Entre los protocolos con esta opción se encuentran HART y PROFIBUS.

Puesto que los instrumentos consumen baja potencia, generan bajas caídas de voltaje, haciendo posible colgar múltiples dispositivos en la red incluso para largas distancias de cable.

Los protocolos dominantes a nivel de instrumento son HART, FOUNDATION FIELDBUS H1, PROFIBUS PA y MODBUS. A diferencia del resto, HART es la combinación de una señal digital superpuesta a una señal convencional 4-20mA, mientras que FOUNDATION, PROFIBUS y MODBUS son protocolos completamente digitales.

- **Características de los buses de campo:** Entre las principales características de los buses de campo, se encuentran:
 - **Determinismo:** Es importante conocer de antemano el comportamiento de un lazo de control, para la determinación de las constantes e intervalos de muestreo, y evitar retrasos inesperados durante el arranque.
 - **Tiempo de respuesta:** Para satisfacer la eficiencia requerida por las plantas industriales, el tiempo de respuesta debe ser muy rápido (en el orden de los milisegundos).
 - **Diversidad de fabricantes:** El soporte local es importante para la respuesta inmediata ante fallas y para la rápida obtención de repuestos, necesarios para una producción continua. Otro beneficio es la reducción de precios con mayor cantidad de opciones sobre las cuales decidir.
 - **Disponibilidad:** Es la certeza de comunicación ininterrumpida. Dependiendo del caso, puede requerirse de redundancia.
 - **Eficiencia:** Es el porcentaje de información útil con respecto del total de información transmitida.
 - **Expansión:** Las combinaciones de cantidad, velocidad y arquitectura de los elementos que conforman la red, deben ser altas para dar más opciones como solución de un problema o respuesta de una necesidad de variación de la producción.
 - **Arquitectura reducida:** Los buses de campo, por lo general, trabajan sólo a nivel de la capa física, de enlace y aplicación del sistema de referencia OSI.
 - **Prioridad para mensajes:** Discernimiento de las señales de alta prioridad como la de alarma y parada de emergencia, sobre las de trabajo en condiciones normales de operación.
 - **Diagnóstico:** Registro histórico de fallas para tareas estadísticas propias del mantenimiento predictivo.

- **Ventajas de los buses de campo:** Las principales ventajas de los buses de campo, son:
 - Reducción de costos: Existe una significativa reducción de costos. En el hardware, al utilizar un cable en lugar de cientos; en el montaje por la facilidad en la instalación por reducción de cableado; en puesta en marcha por el menor tiempo de comisionamiento; en la ingeniería por el diseño y planos eléctricos más sencillos; en el diagnóstico por disponer de herramientas para ellos y en la operación por el menor tiempo de parada para mantenimiento y disminución de paradas de planta por errores.
 - Trabajo en caliente (no en todos los casos)
 - Interfaces abiertas normalizadas: Integración de marcas y tecnologías (con convertidores de medio)
 - Adaptación óptima de las topologías de red para los requerimientos de la instalación.
 - Estándares industriales abiertos e internacionales para las interfases y los protocolos de comunicación.

Los buses de campo más difundidos en la industria son PROFIBUS PA, MODBUS, FOUNDATION FIELDBUS H1 y HART. La tabla 6.1 muestra la comparación entre ellos.

Como se mencionó, las ventajas de la utilización de buses de campo son diversas, desde ahorros de dinero, hasta funcionalidades avanzadas para el control e incremento de seguridad. Sin embargo, muchas aplicaciones mantienen sus lazos de corriente para la transmisión de información analógica. Esto puede parecer paradójico, pero resulta de un análisis costo – beneficio.

Es usual utilizar lazos de corriente en aplicaciones con pocos nodos, que además se encuentren cercanos de las estaciones de control o módulos E/S. Las aplicaciones de control no críticas, con pocas señales o que no demanden altas velocidades, pueden

General	PROFIBUS PA	MODBUS	FIELDBUS H1	HART
Cableado	Par trenzado Fibra óptica	Par trenzado Coaxial	Par trenzado Fibra óptica	Par trenzado
Topología	Bus, estrella, anillo.	Bus, estrella, árbol.	Bus, estrella.	Punto a punto, bus.
Máxima distancia	24km.	Con RS-232: 15-60m Con RS-422/485: 1200m	1900m.	3000m.
Velocidad máxima	31.25 kbps	19.2 kbps	31,25 kbps	1.2 kbps
Repetidores	Sí	Sólo en RS-485.	Sí.	No
Máximo número de nodos (sin repetidores)	32	2 (RS-232), 10 (-RS-422) y 32 (RS-485)	32	15
Máximo número de nodos (con repetidores)	14400	248 (RS-485)	240	---
Comunicación entre nodos.	Maestro / Esclavo	Maestro / Esclavo	Editor / Suscriptor	Maestro / Esclavo
Ventajas	Amplia base instalada. Puede integrar muchos dispositivos.	Sencillo de instalar.	Distribuye funciones de control. Permite control continuo.	Aprovecha cableado existente. Permite configuración remota.
Vulnerabilidades	Nodos terminales removidos o apagados, cortocircuitados en el bus, uso repetido de las direcciones de red.	Nodos terminales removidos o apagados, cortocircuitados en el bus, uso repetido de las direcciones de red.	Acortamiento de distancias para muchos nodos.	Acortamiento de distancias para muchos nodos. Velocidades bajas.
¿Posible remover nodos en caliente?	Sí.	Sí.	Sí.	No.
¿Posible instalar nodos en caliente?	Sí.	Sí.	Sí.	No.

Tabla 6.1: Comparación entre buses de campo.

trabajar eficientemente con el lazo analógico de corriente. El método utilizado en cada caso, depende del estudio de las características, necesidades o requerimientos (como calibración remota) hardware disponible y capacidad de inversión de cada proyecto.

En la aplicación es posible la utilización de los buses de campo pero antes de implementarlo, han de evaluarse las características y consideraciones particulares.

1. Cantidad de instrumentos: El número de instrumentos de campo, oscila entre 2 y 5. Además, deben “comunicarse con el controlador” el analizador de redes, el variador de frecuencia y el panel de operador. Con la evaluación del hardware disponible, será posible una selección adecuada.
2. Locación de instrumentos: Todos los instrumentos se encuentran dentro de la estación. Las distancias hacia los controladores oscilan en el valor de los 15m (tomando en cuenta la ruta exacta del cable). La distancia máxima recomendada para la utilización del lazo de corriente es de 300m (sin repetidor). La solución con lazo de corriente es aún apropiada.
3. Hardware disponible: El controlador utilizado AC800M (PM856) dispone de un puerto RS-232 y 2 puertos Ethernet el panel de operador, de un RS-232 y un RS-485 (apartado 5.3.1), el analizador de redes y el variador de frecuencia seleccionados disponen de un módulo RS-485 (apartado 4.2.3 y 4.1.2 respectivamente).

El transmisor de caudal, marca ABB, modelo MAGMASTER, cuenta con un puerto RS-232, el transmisor de nivel, marca SIEMEMNS, modelo SITRANS PROBE LU sólo dispone de salida analógica. Por último, el transmisor de presión, marca DANFOSS, modelo MBS3000 también dispone únicamente de salidas analógicas (apartados 5.2.1, 5.2.2 y 5.2.3).

Con el lazo de corriente utilizado para todos los instrumentos mediante el módulo de entradas analógicas, quedan disponibles los puertos RS-232 y Ethernet del controlador. Puesto que el panel de operador puede utilizar ambos puertos de comunicación de manera independiente, se utiliza su

puerto RS-485 para la comunicación con el analizador de redes y el variador de frecuencia (por red MODBUS) y el RS-232 (mediante protocolo propietario ABB, COMLI) para su comunicación con el controlador. Los datos que obtenga del analizador son enviados con la conexión RS-232 al controlador para su publicación. Esto es posible aprovechando que estos paneles de operador contienen registros de datos independientes para cada puerto, que además son capaces de manejar protocolos diferentes mediante una simple configuración interna. Estos registros pueden intercambiar información y es así como los parámetros del analizador llegan de manera indirecta al controlador. Puesto que los parámetros eléctricos son de supervisión, están disponibles localmente y no afectan el control directo del sistema; su obtención de manera indirecta no significa peligro para el funcionamiento normal de la planta. La configuración planteada, aprovecha todos los puertos disponibles y además, deja libre el puerto Ethernet para su uso posterior.

4. **Requerimientos adicionales:** Esta aplicación es sencilla. No requiere calibración remota ni velocidades de transmisión elevadas. De las señales transmitidas, sólo el nivel se utiliza en el control, y aún este no requiere velocidad elevada de transmisión. Tampoco se requiere de seguridad intrínseca puesto que el área de trabajo no es peligrosa ni explosiva. Ningún requerimiento funcional existe en las especificaciones.
5. **Análisis de costos:** El hardware necesario para la utilización de un bus de campo (por ejemplo, MODBUS) requiere, en este caso, de un conversor de medio físico RS-232 -RS-485 a la salida del controlador, para la conexión del medidor de caudal. Puesto que el resto de instrumentos no cuenta con puerto de comunicación, el módulo de entradas analógicas es aún necesario y su cableado también. El puerto RS-485 del analizador y del variador de frecuencia puede ser colgado de esta red MODBUS, pero esto no hace diferencia de hardware ni costo con respecto a la solución

planteada en 3. No es posible utilizar otro protocolo de comunicación ya que ningún instrumento cuenta con puerto alguno. Por tanto, la utilización de cualquier protocolo de campo, en esta aplicación, resulta más costosa que el lazo de corriente y no ofrece mayor funcionalidad ni beneficios.

Puesto que todos los aspectos son favorables, se utiliza la tecnología de lazo de corriente para los instrumentos, y se aprovechan los puertos del panel de operador, del analizador de redes y del variador de frecuencia para la integración. Esto demuestra que aunque los protocolos de campo realmente tienen muchas ventajas, depende de la aplicación en particular, el poder aprovecharlas de manera eficiente. La arquitectura de integración de campo para una estación de bombeo, se observa en la figura 6.4:

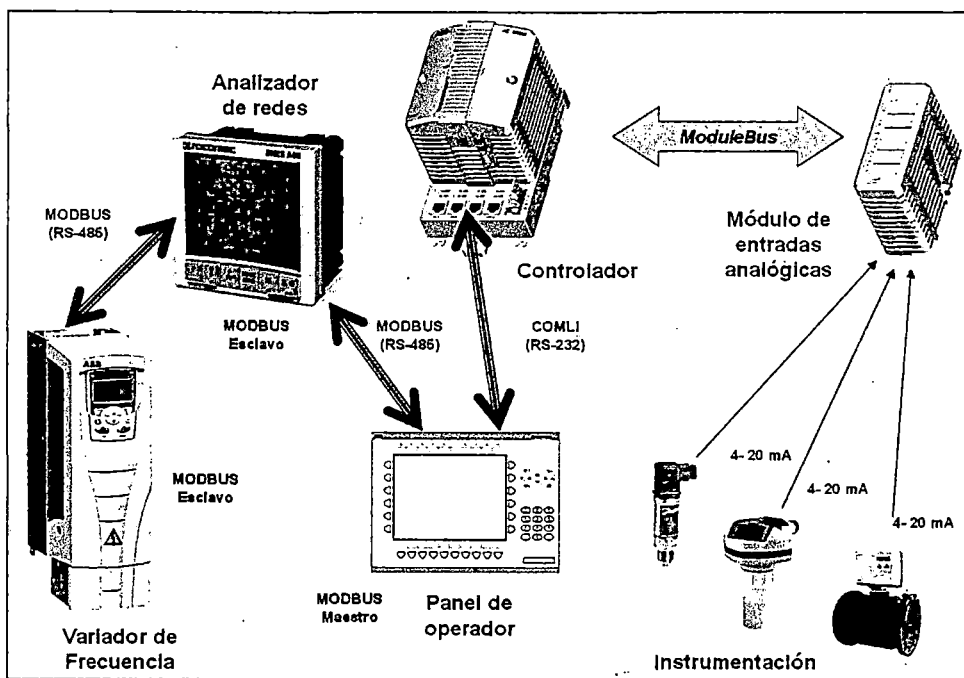


Figura 6.4: Arquitectura de integración de campo.

Con la arquitectura de campo definida, el siguiente paso es la integración de control.

6.3. Nivel de control: integración de los controladores:

Una vez que los datos de los transmisores, de las estaciones remotas y del resto de equipos de las estaciones locales han sido recolectados; los controladores utilizan esta información para toma de decisiones de control en base a la lógica programada en ellos. En aplicaciones como esta, en la que existen subsistemas que interactúan, cada cual con sus entradas y salidas, es necesaria el intercambio de información, para el funcionamiento y seguridad. El protocolo encargado de intercambiar información entre los controladores es el protocolo de control.

Puesto que las estaciones se encuentran físicamente separadas, este protocolo debe ser capaz de soportar distancias largas sin comprometer la velocidad de transmisión y manteniendo los precios razonables. Dependiendo de la cantidad de información que requiera transmitir, y del tiempo mínimo necesario para esto, el protocolo deberá ser capaz de trabajar con alto ancho de banda. A veces también es necesaria la redundancia de comunicación para asegurar un funcionamiento continuo. Este punto no es considerado para esta aplicación.

- **Principales protocolos de control:** Puesto que este protocolo se encarga de comunicar los controladores, generalmente su selección está limitada a los que estos puedan soportar. Si se utiliza una única marca, el protocolo usualmente es propietario. De lo contrario, se utiliza un protocolo común para todas las marcas. Algunas veces, debido a esta configuración, algunos de los controladores deben ser configurados como esclavos y otros como maestros. Ejemplos de los protocolos utilizados son, por ejemplo, para los controladores *Allen Bradley*, *ControlNet*, *DH plus*, etc.

En el caso de ABB, dependiendo del controlador, se utiliza el protocolo *MMS (Manufacturing Message Specification)*, o los protocolos propietarios *MB300* y *Satbuss*. Los tres corren sobre Ethernet. También es posible utilizar *MODBUS*,

FOUNDATION FIELDBUS HSE o PROFIBUS pero demandan de alto esfuerzo de diseño en la creación de librerías o rutinas.

- a. **Ethernet:** Basado en la norma IEEE 802.3, a este nivel, Ethernet es ya una de las tecnologías dominantes y más difundidas en la actualidad. Su facilidad de entender, implementar y administrar; manteniendo los costos de instalación bajos y con gran flexibilidad en su topología, hacen de Ethernet una alternativa muy tentadora. Además, dispone en el mercado de una amplia variedad de equipos y soluciones disponibles, facilitando funciones de mantenimiento y actualizaciones inmediatas.

Ethernet no es un protocolo completo puesto que sólo especifica las diferentes opciones para los cables y como estos dispositivos acceden al bus, sin especificar los formatos o la semántica de los datos, es decir trabaja a nivel de capa 1 y 2 del modelo de referencia OSI. Por eso, se dice que los protocolos "corren" sobre Ethernet, cuando lo utilizan para la transmisión, y utilizan características particulares en el resto de las capas. Ejemplo de estos protocolos son FOUNDATION FIELDBUS HSE, PROFINET, ETHERNET IP y MODBUS/TCP.

Ethernet puede transmitirse por cable trenzado, coaxial, fibra óptica y radiofrecuencia, a velocidades desde 10Mbps (10 Base Ethernet), 100Mbps (Fast Ethernet) y 1000Mbps (Gigabit Ethernet). Dependiendo de la aplicación, se utilizará uno u otro medio físico y topología, determinando indirectamente la máxima velocidad permitida. Lo que permite que Ethernet trabaje altas velocidades de transmisión de manera eficiente, es el medio de acceso al medio que utiliza, llamado CSMA/CD*.

* *Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection.*

Este método de acceso determina que los dispositivos de la red que desean transmitir, deben primero “escuchar”, para determinar si los medios de red están ocupados. Si la red está ocupada, se sigue esperando. Una vez que el medio está libre se comienza la transmisión. Si pese a esto, existiese una colisión durante la transmisión, entonces las estaciones detienen la comunicación y envían la señal de congestión respectiva, indicando este estado.

Luego de emitida la señal, las estaciones colisionadas ejecutan un algoritmo en el que generan un tiempo de espera aleatorio, luego del cual, retransmiten la data. El que tenga el tiempo menor, transmite mientras el otro espera nuevamente a que los medios se liberen. Si bien este método reduce drásticamente las colisiones, y plantea su manejo en caso existiesen; hace de Ethernet, un estándar no determinístico (no se conoce el tiempo exacto en el que se realiza una transmisión válida). Una de las principales razones por las que Ethernet no es muy difundido a nivel de campo.

- b. **MMS:** Es un estándar internacional (ISO 9506) para el intercambio en tiempo real de información de control y supervisión entre los nodos de la red. Como protocolo de la capa de aplicación, MMS provee los servicios de aplicación a las funciones de transmisión, sin intervenir en los servicios de conectividad. Las ventajas de MMS, son:
1. **Interoperatividad:** Permite el intercambio de información de supervisión y control entre dos o más aplicaciones de la red, sin la necesidad de crear ambientes de comunicaciones específicos.
 2. **Independencia:** Permite la interoperatividad de manera independiente de la aplicación, de la marca desarrolladora de esta, de los dispositivos conectados y de la conectividad de red. Puesto que MMS es en realidad la interfaz de las aplicaciones a las redes, sólo trabaja

con la capa de aplicación, sin importarle el resto de las capas ni sus funciones.

3. Acceso de datos: Mientras la mayoría de estándares proveen un mecanismo para transmitir un mensaje por la red, MMS además provee definición, estructura y significado a los mensajes, permitiendo la interoperatividad entre dos aplicaciones desarrolladas independientemente, en tiempo real.
4. El protocolo MMS es un estándar ISO9506, lo que significa que soporta cualquier comunicación ISO9506, sin importar el tipo de red ni los dispositivos conectados.

La red de control ABB utiliza el protocolo MMS y un modelo OSI reducido con el protocolo TCP/IP en la capa de red y transporte, y Ethernet y/o RS-232 como medio físico. MMS define los mensajes de comunicación utilizados entre controladores y entre el controlador y la estación de ingeniería. Si bien, MMS puede ser usado en diversas redes, es preferible hacerlo sobre una red TCP/IP, que es la red más común utilizada actualmente.

El desempeño de la red de control ABB por MMS, depende de la velocidad de transmisión, de la longitud del mensaje y de la carga de la aplicación. Los canales RS-232, puede escogerse una velocidad entre 2400 y 19200bps. Para enviar un byte se requiere 11 bits (bit inicio, 8 bits de dato, bit de paridad y bit de fin). Por tanto, en el mejor de los casos, $1900/11 = 174.5$ bytes por segundo pueden ser enviados. Los canales Ethernet AC800M soportan 10Mbps y es *half duplex*. Estos controladores dan la prioridad más alta al servicio *ModuleBus* con los módulos E/S S800. La ejecución del programa de aplicación tiene la segunda prioridad. Dependiendo de la cantidad de código y de los intervalos de ejecución requeridos, el programa de aplicación

puede requerir hasta un 70% de la capacidad del controlador. Las funciones de comunicación tienen la prioridad más baja, aunque al menos 30% de la capacidad del controlador se reserva para este propósito. Un mensaje largo toma más tiempo de ser transmitido que un pequeño, pero es siempre más eficiente utilizar mensajes largos si la cantidad de datos a transmitirse es alta. El máximo tamaño de mensaje MMS es 1024bytes. Las variables requieren diferentes cantidades de bytes, dependiendo de su tipo, como es muestra en la tabla 6.2. Adicional a las variables debe considerarse un encabezado de 60 – 70bytes por mensaje.

Aunque Ethernet soporta velocidad de transmisión de 10Mbps, 100Mbps y 1000Mbps; el controlador AC800M sólo soporta 10Mbps. La máxima cantidad de nodos conectados a este tipo de red es 50.

Tabla 6.2: Requerimientos de espacio para los tipos de variables.

Tipo de Variable	Cantidad de bytes	Máximos por mensaje
Bool	3	319
Dint, int, word, dword	6	159
Real	7	136
String	4 + 1 por caracter	Depende
Struct (IO)	4 + componentes de acuerdo a esta tabla	Depende

- **Integración de los controladores:** Puesto que los controladores utilizados son AC800, se utiliza la red de control ABB explicada líneas arriba. Esta red de control trabaja con Ethernet y RS-232, y sólo es necesario determinar el medio físico adecuado para esta aplicación. La elección del medio físico depende de la velocidad de transmisión requerida, de la cantidad de estaciones, la cantidad (y tipo) de datos, la expansibilidad del proyecto y de la distancia entre los nodos. Según los requerimientos del apartado 3.4.1, la velocidad de transmisión mínima

deberá ser al menos de 1Mbps. Hasta este punto, aún es posible utilizar RS-232, pero puesto que la comunicación es entre más de 2 nodos y que además el puerto no está disponible, esta opción se descarta, quedando como única alternativa el uso de Ethernet. La expansibilidad con Ethernet se hace muy sencilla, agregando el hardware necesario, Ethernet está limitado sólo por la cantidad de nodos que el controlador soporta en la red (50). El 10% adicional requerido por el apartado 3.4.1 es cumplido holgadamente por esta tecnología, ya que: $50 \gg 1.1$ (cantidad de nodos) = $1.1 * 7 \approx 8$. La cantidad de datos transmitidos entre estaciones es reducida, y se compone de pocos valores analógicos y niveles de alarmas.

Para el peor de los casos, la comunicación entre RPA-2 - CR-1, la cantidad y tipo de variables se muestran en la tabla 6.3. Debe tomarse en cuenta que se envía sólo el campo *Value* de las variables estructura tipo IO.

Tabla 6.3: Intercambio de variables RPA2-CR1.

Reservorio	Variable	Total
RPA-2	N-RPA-2, Q1-RPA-2, Q2-RPA-2, P1-RPA-2, P2-RPA-2,	5 real + 23 bool
	Falla Bomba1 (2), Manual1 (2), Automático1 (2), Mantenimiento1 (2), Confirmación de arranque 1(2), Parada de emergencia1 (2), Pérdida 220, Baterías bajas, Rebose, Intrusión, Nivel Alto, Nivel Bajo, Local, Remoto, Bomba 1(2), Sirena.	
RPA-3	N-RPA-3, Q-RPA-3, P-RPA-3	3 real + 16 bool
	Falla Bomba, Manual, Automático, Mantenimiento, Confirmación de arranque, Parada de emergencia, Pérdida 220, Baterías bajas, Rebose, Intrusión, Nivel Alto, Nivel Bajo, Local, Remoto, Bomba, Sirena.	
RPA-5	N-RPA-5, Q-RPA-5	2 real + 6 bool
	Pérdida 220, Baterías bajas, Rebose, Nivel Alto, Nivel Bajo, Sirena.	
RPA-6	N-RPA-6, Q-RPA-6	2 real + 6 bool
	Pérdida 220, Baterías bajas, Rebose, Nivel Alto, Nivel Bajo, Sirena.	
Total de variables entre RPA-2 y CR-1		12 real + 61 bool

Según la tabla, la cantidad de bytes utilizados en este caso es:

$$\text{Total}_{\text{bytes}} = 12 \times 7 + 61 \times 3 = 267 \text{ bytes} \quad (6.1)$$

Incluyendo los bytes de cabecera, se tiene:

$$\text{Total}_{\text{bytes transmitidos}} = 267 + 70 = 337 \text{ bytes} \quad (6.2)$$

A una velocidad de 1Mbps (considerando el peor de los casos) y si, 1byte = 8 bit:

$$\text{Tiempo mensaje} = \frac{337 \text{ bytes}}{1 \text{ Mb/s}} = \frac{(337 * 8) \text{ b}}{1048576 \text{ b/s}} = 2.57 \text{ ms} \quad (6.3)$$

Transmitir todos los datos necesarios, en el peor de los casos, toma un tiempo de 2.57ms y aún con variables adicionales, el tiempo requerido se mantiene en el orden de los milisegundos.

De acuerdo a las especificaciones del apartado 3.4.1, el tiempo máximo para la actualización de los datos entre controladores es de 0.5s, condición cumplida holgadamente. Este es el tiempo mínimo requerido, pero el controlador puede ser configurado para refrescar los datos cada determinado tiempo (parámetro *Send Period*) de manera que no recargue el programa con acciones de comunicación innecesarias. El parámetro se configura a 0.5s, valor que cumple con el requerimiento, no recarga el programa y es válido para el tiempo necesario en transmitir cada mensaje (no hay traslape en el envío de información).

La distancia entre nodos cableada se muestra en el apartado 3.1.1. La distancia cableada corresponde a la longitud de la tubería utilizada si la comunicación se realizara sobre cables. La distancia directa toma en cuenta la posibilidad de comunicación wireless, en la que no se consideran distancias de enrutamiento de tuberías, y por tanto, es menor a la primera. De las figuras 3.3 y 3.4, la distancia directa máxima es de 600m, mientras que la distancia cableada

máxima sería de 690m. Ethernet 10 Base-T utiliza cable UTP (categoría 3 o mayor), con una distancia máxima de 100m, por lo que esta solución se descarta. El cable coaxial RG-58 (más utilizado) sólo soporta hasta 180m y tampoco resulta suficiente. Si en lugar de cable de cobre, se utiliza fibra óptica (multimodo) se puede alcanzar distancias de hasta 2km. Entonces, para este caso, la fibra óptica es un medio adecuado de transmisión y debe ser tomada en cuenta. Si bien, dependiendo de las distancias pueden mezclarse tecnologías, se recomienda utilizar siempre la misma por cuestiones de mantenimiento. Es más sencillo manejar un único protocolo de mantenimiento para el hardware y tecnología utilizados en todas las líneas, que combinar varios en diferentes tramos.

Independientemente de las distancias, debe tenerse en cuenta la factibilidad del tendido de cable o fibra. El tendido de cable es una tarea laboriosa no necesaria si se tiene en cuenta opciones wireless. El cableado se recomienda para distancias cortas y en plantas o industrias cerradas. En este caso, por tratarse de una zona pública y en proceso de urbanización, los trabajos de alumbrado y agua y desagüe representan un peligro para la instalación del tendido de cable. Por tanto, en este caso, es conveniente la tecnología wireless. Naturalmente, debe evaluarse la factibilidad de esta solución, mediante análisis topológicos propios a la zona, análisis de interferencias o ruido de radiofrecuencia; para definir si la solución es práctica y factible. Por ejemplo, si se tratara de una zona con edificios altos interfiriendo la línea de vista; deberá considerarse torres para las antenas, considerando además el crecimiento de los edificios existentes o la creación de nuevos. Esta evaluación no es cubierta por este trabajo, y se parte de la idea que esta solución es posible y práctica.

Existen diversas tecnologías wireless como Bluetooth, satélite, microondas, radiofrecuencia, etc. Por las distancias de esta aplicación y por la velocidad de trabajo, se utiliza la radiofrecuencia de acuerdo al estándar IEEE 802.11b.

- **IEEE 802.11-b:** Pertenece a la familia de protocolos de comunicaciones IEEE, conocida como IEEE 802.11 o Wi-Fi. Este protocolo define la estructura de las capas física y enlace del modelo de referencia OSI, para su trabajo en una WLAN. El protocolo IEEE 802.11b es una evolución del IEEE 802.11, y trabaja a velocidades entre 5 y 11Mbps en la banda de frecuencia libre de 2.4Ghz, con distancias de hasta 10km. IEEE 802.11b utiliza técnicas de modulación para reducir la interferencia mediante la dispersión del espectro, que proveen simultáneamente un método de encriptación de datos inherente. Hay dos formas de hacer una emisión de espectro disperso, el salto de frecuencia o FHSS, en la cual el emisor cambia continuamente de canal y el emisor sigue estos cambios y la secuencia directa o DSSS, en la que el emisor emplea un canal muy ancho. Ya que el ancho de banda del espectro disperso es amplio, este método es más inmune a las interferencias o ruidos. Este método utiliza 11 canales entre 2.412 y 2.484Ghz para Estados Unidos y América Latina; aunque se utilizan generalmente sólo 3 (1,6 y 11) para evitar interferencias entre ellos. Actualmente este método es el más empleado.

Este estándar es compatible con el IEEE 802.11g, que trabaja a velocidades de hasta 54Mbps. Algunos términos importantes para el trabajo con esta tecnología son descritos a continuación:

- Potencia relativa:** Cuando la potencia absoluta P_a está referida a un valor definido de potencia P_1 , se utilizará el término: "nivel de potencia relativo en dB", y se calcula así:

$$[P_a]_{dB} = 10 \log_{10} \left(\frac{P_a}{P_1} \right) \text{dB} \quad (6.4)$$

El segundo término de la ecuación, se conoce como Nivel de Potencia Relativa en dB.

b. Potencia absoluta: Existen dos:

Si la potencia absoluta P_a es mayor que 1W, este valor se toma como referencia, así:

$$[P_a]_{\text{dBW}} = 10 \log_{10} \left(\frac{P_a}{1} \right) \text{dBW} \quad (6.5)$$

El segundo término de la ecuación, se conoce como potencia absoluta referida a 1W.

En este caso, la potencia de referencia es 1mW, es la más utilizada de todas, y se calcula así:

$$[P_a]_{\text{dBm}} = 10 \log_{10} \left(\frac{P_a}{10^{-3}} \right) \text{dBm} \quad (6.6)$$

$$P_{\text{mW}} = 10^{\left(\frac{\text{PdBm}}{10} \right)} \quad (6.7)$$

El segundo término de la ecuación, se conoce como potencia absoluta referida a 1mW. De (6.6) y (6.7) se deduce que 1mW = 0dBm.

La ventaja de las mediciones absolutas es que reflejan una medición verdadera de la potencia y no sólo una relación entre potencias como la medición relativa. Además, el uso de estas unidades logarítmicas reduce a sumas y restas los cálculos de potencias al existir ganancias o atenuaciones, respectivamente.

c. Decibelio isotrópico: O dBi, es la unidad utilizada para medir la ganancia de una antena tomando como referencia una antena isotrópica teórica. Esta medición no considera ganancias ni pérdidas adicionales de potencia. Una unidad de medición más real es el dBd, que aunque es menor que el dBi, por razones prácticas para esta aplicación, se consideran iguales.

d. PIRE: De las siglas potencia isotrópica radiada equivalente (PIRE), es la potencia realmente irradiada por el sistema. Algunas normativas legales limitan un valor máximo para el PIRE, sobre todo para zonas urbanas para limitar la interferencia generada. El PIRE es el resultado de la potencia transmitida de la radio, más la ganancia de la antena, menos las pérdidas de transmisión en el cable y los conectores. Se expresa en dBm.

e. Problemas afrontados: Entre los problemas más comunes encontrados al usar esta tecnología, se encuentran:

- 1. Interferencias:** Las más usuales son las de Bluetooth y los hornos de microondas, aunque sólo afecta a la modulación FHSS. Otros dispositivos que trabajan a 2.4Ghz tienen potencias demasiado bajas como para interferir con las redes WLAN.
- 2. Atenuación:** Reducción de la potencia de transmisión. Se incrementa con la disminución de la longitud de onda y la existencia de obstrucción entre el receptor y el transmisor.
- 3. Reflexión:** Es el rebote de la onda ocasionado al interceptar con objetos. Se incrementa con la disminución de la longitud de onda y la existencia de obstrucción entre el receptor y el transmisor. Para reducir este problema debe asegurarse la línea de vista sin obstáculos ni actuales ni potenciales.
- 4. Difracción:** Es la dispersión de las ondas al interceptar con obstáculos. Para reducir este problema debe asegurarse la línea de vista sin obstáculos ni actuales ni potenciales. El concepto de "Zona de Fresnel" está relacionado con la difracción. Esta zona debe tomarse en cuenta además de la línea de vista directa entre dos antenas, puesto que permite definir la condición de visibilidad entre antenas, de manera que mientras no exista obstáculo alguno dentro de la zona, se considera que la trayectoria no ha sido obstruida y no

existe una disminución apreciable en la potencia recibida con respecto a la transmitida. La difracción y la reflexión ocasionan que se reciban señales en diferentes tiempos provocando la cancelación parcial de la señal directa.

5. **Refracción:** Es el cambio de dirección que experimentan las ondas al cambiar de un medio material a otro. Depende de la temperatura, la presión y el vapor de agua contenido en la atmósfera.
6. **Precipitaciones:** La longitud de onda para una señal de 2.4Ghz es:

$$\lambda = \frac{C}{f} \quad (6.8)$$

Donde: λ es la longitud de onda en cm., C es la velocidad del sonido en cm/s (3×10^{10} cm/s) y f es la frecuencia de onda en hz. Para este caso, se tiene:

$$\lambda = \frac{3 * 10^{10}}{2.4 * 10^9} \approx 12.5 \text{cm} \quad (6.9)$$

Y como 12.5cm es mucho mayor que el tamaño de una gota de lluvia, la atenuación de la señal es mínima.

7. **Vientos:** El viento puede causar que la antena o la torre o mástil giren o se ladeen ocasionando que la dirección del objetivo de la antena cambia, reduciendo la fuerza de la señal. Para eliminar este problema se suelen colocar vientos fijos a la base de la torre o mástil.

f. Consideraciones de seguridad: Se utilizan diferentes métodos en la red para asegurar la integridad y secreto de la información transmitida. Desde métodos de autenticación de usuarios hasta encriptación de datos, son diversos los sistemas utilizados en la actualidad, implementados en las radios transmisoras y receptoras. La elección del método de seguridad depende de la aplicación y requerimientos del cliente.

g. Hardware utilizado: El hardware utilizado en esta tecnología debe ser tal que su funcionamiento asegure un buen desempeño bajo las condiciones planteadas en el capítulo 3. En general, se estima que la potencia de transmisión PIRE es buena si entre logra un valor de al menos 25dBm, tomando en cuenta las pérdidas en el cable. No debe olvidarse, no obstante, la regulación legal en el Perú establecida por el Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones mediante el Decreto Supremo N° 027-2004-MTC, de no superar un PIRE de 36dBm en espacios abiertos. Además, la potencia de la radio no debe superar los 30dBm, respetando siempre el límite de PIRE máximo de 36dBm.

- 1. Antena:** Existen las omnidireccionales y las direccionales para enlaces multipunto y punto a punto, respectivamente. Dentro de las direccionales, las más importantes son las de tipo Yagi y las de tipo Grid o parrilla. Por regulación del Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, también mediante el Decreto Supremo N° 027-2004-MTC; en zonas urbanas (como en esta aplicación) no está permitido el uso de antenas omnidireccionales. Para enlaces multipunto deberá instalarse una antena direccional por cada conexión deseada. En la aplicación, la cisterna y el reservorio RPA-2 necesitan de dos enlaces wireless, para su comunicación con RPA-1 - RPA-2 y CR-1 – RPA-3, respectivamente.

Por tanto, la cisterna y RPA-2 necesitan de dos antenas instaladas en la estación. En este caso, se recomienda el uso de las Grid, por que contienen reflectores de rejilla (generalmente de aluminio) para reducir la interferencia entre las dos conexiones. Para el resto de estaciones, se utilizan las de tipo Yagi por su menor precio con respecto a las de tipo Grid. La marca utilizada por su reconocimiento y base instalada local, es HyperLink (figura 6.5).

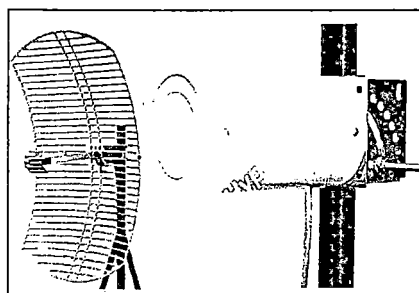


Figura 6.5: Antenas marca HyperLink. Izquierda: tipo Grid. Derecha: tipo Yagi.

En esta marca, las potencias disponibles para las antenas del tipo Grid a 2.4Ghz son de 15, 19, 24 y 30dBi, y para el tipo Yagi a 2.4Ghz son de 9, 12 y 14.5dBi. La selección de la potencia se hará de acuerdo a los cálculos tomando en cuenta el resto de los equipos.

2. **Radio:** Otorga potencia a la transmisión e incluye las funciones de seguridad. Las radios utilizadas en el proyecto fueron las FLC810E+ de la marca Data-Linc como el mostrado en la figura 6.6.

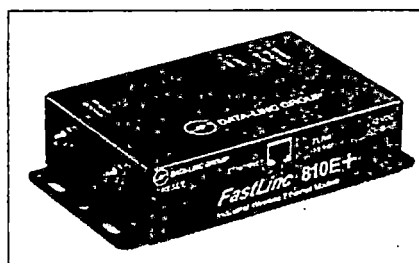


Figura 6.6: Radio FLC810E+.

Sus características principales son:

- Compatible con IEEE 802.11b, trabajo en rango de frecuencias de 2.412 – 2.462Ghz bajo el sistema de modulación DSSS, canal 11.
- Distancia de hasta 9.7km con línea de vista sin obstáculos.
- Conexión Wireless con PLC, HMI y cualquier sistema Ethernet.
- Soporta topologías punto a punto y multipunto.

- Incluye opciones de encriptación y autenticación de usuario.
- Velocidad neta de transmisión RF: 1, 2, 5.5 o 11Mbps.
- Rendimiento en la transmisión de datos: De 800kbps hasta 6Mbps.
- Interfaz: 10 Base-T o 100 Base-T autoseleccionable.
- Potencia de salida del transmisor: 300mW (+24.7dBm)
- Sensitividad del receptor: A 11Mbps – 89dBm; 5.5Mbps – 91dBm; 2Mbps – 93dBm; 1Mbps – 94dBm.
- Temperatura de operación: -40° a 65° C.

La radio provee el sistema de seguridad WEP (*Wired Equivalency Privacy*) mediante encriptación de los datos, en 64 y 128 bits, para evitar que otros sistemas puedan acceder a los datos. Si bien esta opción puede ser deshabilitada, se recomienda su uso. Dependiendo de la encriptación utilizada, el usuario dispone de una cantidad de caracteres para la contraseña (5 para 64 bits y 13 para 128 bits). En esta aplicación se utilizó la encriptación de 64 bits como balance desempeño-seguridad.

Otro medio de seguridad ofrecido por estas radios es la *Access Control Table*, que consiste en una tabla conteniendo los números de MAC (*Media Access Control*) de los equipos que están autorizados a comunicarse con determinada radio. De esta manera, únicamente los equipos cuya MAC se encuentre en la lista de una radio, será capaz de establecer enlace con esta.

Por último, para el ingreso a la configuración por software de la radio, existe una contraseña de acceso para brindar seguridad.

3. **Cable:** Se refiere al cable coaxial tendido entre la antena y la radio. El parámetro más importante en la selección del cable es la relación precio – pérdida. El más utilizado es el RG-8 con una impedancia

relativamente baja de 50ohm, permitiendo que las pérdidas sean bajas. En este caso, se utiliza el RG-8 de la marca Belden modelo 9913, que tiene una pérdida de 0.253dB por metro a 2.4Ghz. Otra opción es la ofrecida por *Times Microwave* con su modelo LMR-400 con una pérdida de 0.2175dB por metro a 2.4Ghz. Sin embargo, el stock local de este cable en el mercado local es reducido.

4. **Torre o mástil:** Dependiendo de la altura de las estaciones, deben escogerse las alturas de las torres o mástiles para asegurar las líneas de vista, tomando en consideración el crecimiento de las edificaciones locales.
5. **Accesorios:** Incluyen los conectores necesarios para hacer posible la conexión de la radio con la antena. Los conectores utilizados en las antenas son del tipo N o BNC dependiendo del modelo, en este caso, son del tipo N. Se utilizan de la marca Amphenol por su pin central recubierto de oro, para la disminución considerable de las atenuaciones en la señal. La radio tiene un conector tipo SMA, haciéndose necesario el uso de un "adaptador" de tipo SMA / N.

Este conector-adaptador es un cable coaxial de baja pérdida tipo WBC-195R (0.4db por metro a 2.4Ghz), llamado cable *pigtail*, y que es mucho más flexible y delgado que el cable Belden9913. Usualmente es de 60cm de longitud y brinda mayor facilidad y libertad en la conexión. Algunos casos en los que son comunes los rayos o tormentas, y sabiendo que las antenas son receptoras potenciales de los mismos, se instala un supresor de transientes entre el cable *pigtail* y el cable coaxial. Este supresor de transientes se conecta a la tierra eléctrica para dar un camino a las altas corrientes generadas. Estos accesorios se muestran en la figura 6.7.

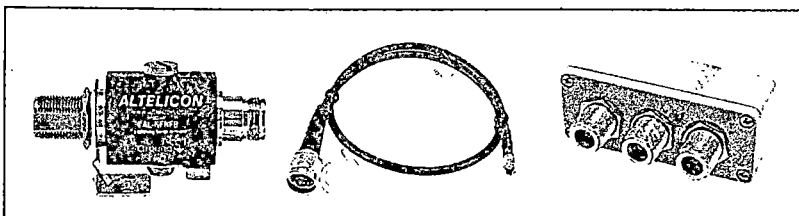


Figura 6.7: Accesorios para la instalación: De izquierda a derecha:

Pigtail, supresor de transientes, splitter.

Aunque este no es el caso, se utilizan los supresores de transientes como medio de aterramiento del sistema de comunicación. Además, para el caso en el que se utilizan más de una antena por estación, se coloca un *splitter* para que ambas antenas se conecten a la misma radio. Los hay de hasta 3 vías, pero en este caso, sólo es necesario 2. Los *splitter* se instalan al lado de las antenas, antes de los cables coaxiales.

Con todos los equipos utilizados seleccionados, es posible calcular el PIRE total.

h. Cálculo del PIRE: Se mencionó que el PIRE de un sistema es igual a la suma de la potencia de la radio y de la antena, menos las pérdidas ocasionadas en el cable.

Los datos para el cálculo del PIRE promedio son:

- Potencia de transmisión de la radio: +24.7dBm.
- Distancia de cable coaxial promedio: 18m. (considerando pigtail)
- Tipo de cable coaxial: RG-8 Belden 9913.
- Pérdida de potencia en el cable por metro: 0.253dBm @ 2.4Ghz.

Además, por requerimiento del cliente y legislación peruana, debe cumplirse:

$$\text{PIRE} = 25\text{dBm} < [24.7 + \text{Pantena} - 18(0.253)]\text{dBm} < 36\text{dBm} \quad (6.10)$$

Para las antenas tipo Yagi, con potencias disponibles de 9, 12 y 14.5dBi, cumplen la ecuación los tres valores, pero se escoge 9dBi, obteniendo:

$$\text{PIRE} = [24.7 + 9 - 18(0.253)]\text{dBm} = 29.15 \text{ dBm} \quad (6.11)$$

Para las antenas tipo Grid, con potencias disponibles de 15, 19, 24 y 30dBi, sólo cumplen la ecuación el valor de 15dBi, obteniendo:

$$\text{PIRE} = [24.7 + 15 - 18(0.253)]\text{dBm} = 35.15 \text{ dBm} \quad (6.12)$$

Aunque estos valores para las potencias de transmisión son bastante buenos, no se han considerado las pérdidas en los conectores. Por tanto, las potencias de transmisión reales serán ligeramente menores a las calculadas.

De todo lo mencionado, la estructura final para los reservorios de bombeo, se muestra en la figura 6.8.

Es interesante notar que una vez que el sistema se encuentra instalado, el envío de información es gratuito. No existen cobros por conexión, datos transferidos, licencia u otros en general. Esta es una gran ventaja con respecto a otros sistemas. Naturalmente, el mantenimiento es tan necesario como para cualquier otro hardware empleado en otras configuraciones, y es un costo que debe considerarse.

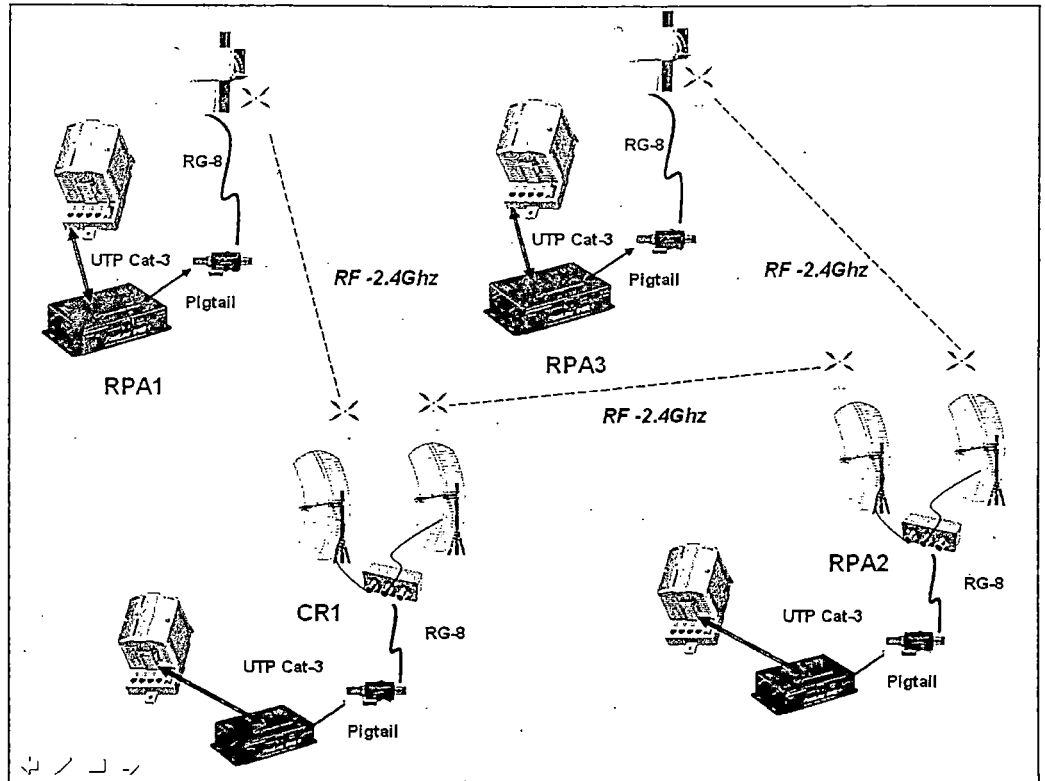


Figura 6.8: Arquitectura de integración de los controladores.

La figura 6.9 se muestra esta instalación en RPA-3, con línea de vista hacia RPA-2.

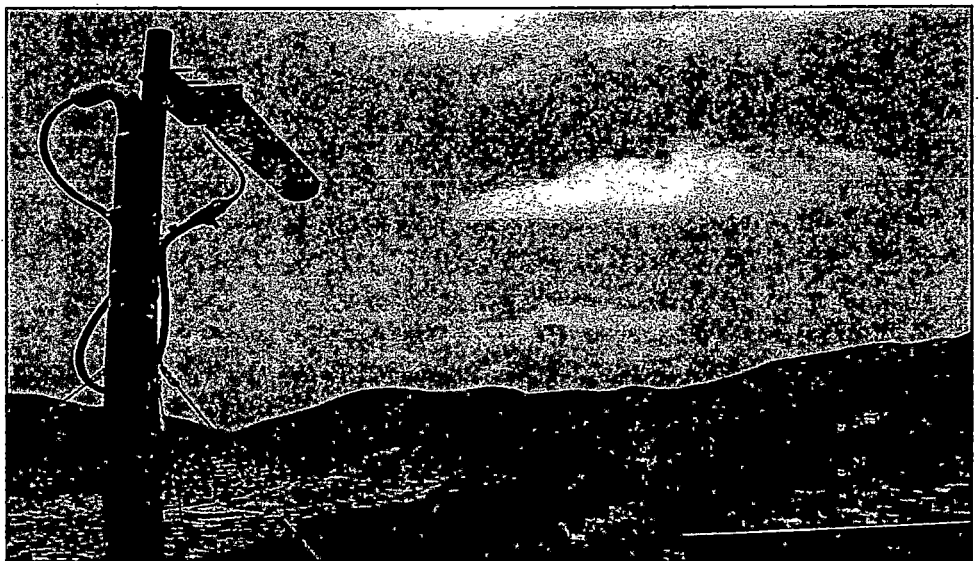


Figura 6.9: Instalación RPA-3 – línea de vista hacia RPA-2.

La figura 6.10 muestra la instalación en RPA-2. Una de las antenas con línea de vista con CR-1 y la otra con RPA-3.

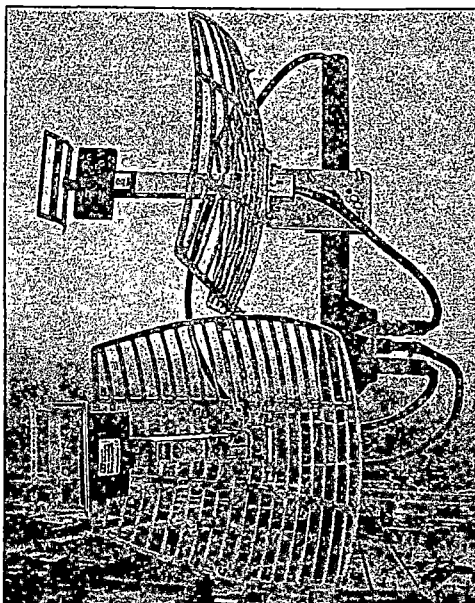


Figura 6.10: Instalación RPA-3 – línea de vista hacia RPA-2.

Con la integración de la instrumentación se hizo posible la obtención de los datos de campo y, con la integración de los controladores, la lógica programada genera salida de control en base a datos locales y remotos. Además, la integración de control hace posible el monitoreo de variables, el comando remoto y la configuración de parámetros de operación desde la cisterna. Hasta este punto, el sistema está trabajando pero hace necesaria la presencia del usuario en campo para la operación y manipulación de las variables de control, o de variaciones en la lógica programada.

Como parte final del sistema de comunicaciones se toma en cuenta el sistema de supervisión, encargado de transmitir información a un centro de control remoto en el cual se centraliza la información y desde donde se monitorean los datos, se comandan los actuadores, se verifican los estados de

alarmas, se modifica la lógica del programa, etc. Esto se ve en detalle en el siguiente apartado.

6.4. Nivel de supervisión:

Este nivel pertenece a la red estratégica de la empresa. Su función es la de comunicar una estación de control "aislado" con el punto estratégico (centro de control, en este caso) para el análisis de la información y la toma de decisiones. Este punto "estratégico" puede estar ubicado a grandes distancias de las estaciones de control que deseen monitorearse.

Cualquier sistema de automatización moderno requiere de este tipo de redes para centralizar la información en un punto estratégico, y es de vital importancia para las empresas con centro de operaciones disperso geográficamente, como es el caso de los sistemas de distribución de energía eléctrica, o la supervisión de refinerías e instalaciones petroleras.

Los objetivos de estos protocolos son la recolección de datos instantáneamente desde las localidades remotas, la transmisión de los datos hasta los centros de control de operaciones y de procesamiento de la información. De esta manera, proveen los recursos necesarios para aumentar la confiabilidad y seguridad en los procesos de producción mediante detección oportuna de condiciones de alarma, verificación del estado de las instalaciones y seguimiento de las condiciones de operación de estaciones remotas. Para lograr esto, puede entenderse la supervisión como dos partes importantes: El medio de transmisión remoto y el centro de control y supervisión; temas de los cuales tratan los siguientes apartados.

La transmisión de los datos desde las estaciones remotas hacia el centro de control puede ser llevada a cabo de diferentes maneras. Por la distancia entre los puntos de comunicación, la solución cableada resulta impráctica para su implementación y por sus costos; por lo que se toma en cuenta la alternativa wireless. Dentro de este tipo de tecnologías, existen también muchas opciones como GSM,

802.11g, 802.11b, GPRS, EDGE, CDMA, Satélite, etc. Estas tecnologías se clasifican en grandes grupos como los de la Evolución WLAN (como 802.11g, 802.11b, 802.11a) y los de la Evolución GSM (al que pertenece el GSM, GPRS, EDGE). En general, la tecnología WLAN logra velocidades mayores que las GSM, aunque las distancias de cobertura usualmente son mucho menores. El satélite, para estas aplicaciones, resulta impráctico por su alto precio de instalación y mantenimiento. La elección entre una u otra alternativa depende de la distancia entre los puntos, de la velocidad de transmisión, de los requerimientos de funcionamiento, etc.

Por su balance distancia-velocidad-desempeño, en esta aplicación se utiliza la tecnología GPRS que logra distancias de hasta 10000km con una velocidad de transmisión aproximada de 50kbps. Una explicación a detalle de esta tecnología sigue a continuación.

6.4.1. GPRS:

De las siglas en inglés *General Packet Radio Service*, es la evolución de la tecnología GSM (*Global System for Mobile Communications*). GSM es el estándar más importante y difundido para la comunicación celular. El servicio más relevante de esta tecnología es la telefonía de voz. La voz es codificada digitalmente y llevada a través de la red GSM como una cadena digital en lo que se conoce como modo *circuit-switched*. Aunque GSM también es capaz de transportar datos en general, no ha sido muy implementado debido a la baja velocidad de transmisión (alrededor de 14.4kbps). Las mismas estaciones de celular que soportan las llamadas de voz son utilizadas para soportar GPRS y como consecuencia, GPRS puede ser usado donde sea que es posible realizar una llamada de voz.

Agregando GPRS a redes GSM, los operadores pueden ofrecer acceso wireless eficiente a redes externas basadas en tecnología IP, como Internet e Intranets corporativas.

Las velocidades más comunes de transmisión en una conexión GPRS varían en un promedio de 56kbps. Esto se debe a que los usuarios que no están enviando o recibiendo información, ocupan pocos recursos de la red, permitiendo que múltiples usuarios compartan los mismos recursos de radio (conocidos como *time-slots*). Esto se conoce como modo *packet-switched* y ofrece muchas ventajas sobre el modo *circuit-switched* utilizado por la tecnología GSM, en el que un canal de radio es dedicado a un usuario por un periodo de tiempo determinado.

El modo de transmisión *packet-switched* no sólo permite compartir los recursos de la red por muchos usuarios (la cantidad depende de la aplicación y cantidad de información transferida), sino que además ofrece un nuevo sistema de cobro por transmisión efectiva, reflejado en el uso de la red en lugar del tiempo de conexión; como el utilizado por el modo *circuit-packet* y un estado de conexión permanente eliminando tiempos perdidos en establecimiento de transmisión. GPRS cobra efectivamente por la cantidad de datos enviados, no por el tiempo de conexión.

GPRS permite mejorar la calidad de los servicios de datos como medición en términos de confiabilidad, tiempo de respuesta y propiedades funcionales, y ofrece soluciones a clientes industriales, para el control y monitoreo remoto de sus equipos y estaciones distribuidas en campo, como se observa en macro en la figura 6.11.

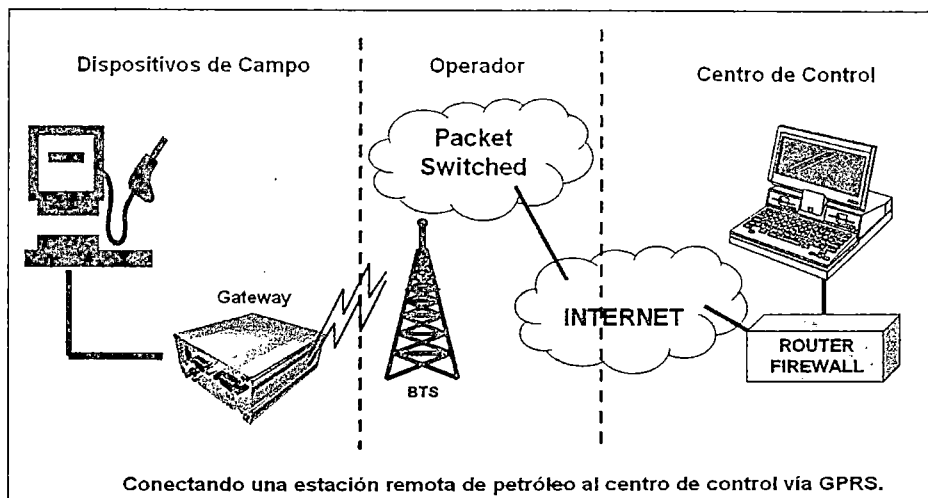


Figura 6.11: Esquema de conexión remota vía GPRS.

Arquitectura de la red GPRS: La arquitectura GPRS se observa en la figura 6.12. GPRS, puede ser pensado como una red trabajando sobre otra de generación menor y menor funcionalidad, la red GSM. Esta adaptación permite el transporte de datos en modo *packet-switched* a velocidades comprendidas entre 9.6 y 171kbps. Para lograrlo, se requiere la adaptación de algunos de los elementos existentes de la red GSM y de la adición de dos componentes nuevos: el SGSN y el GGSN.

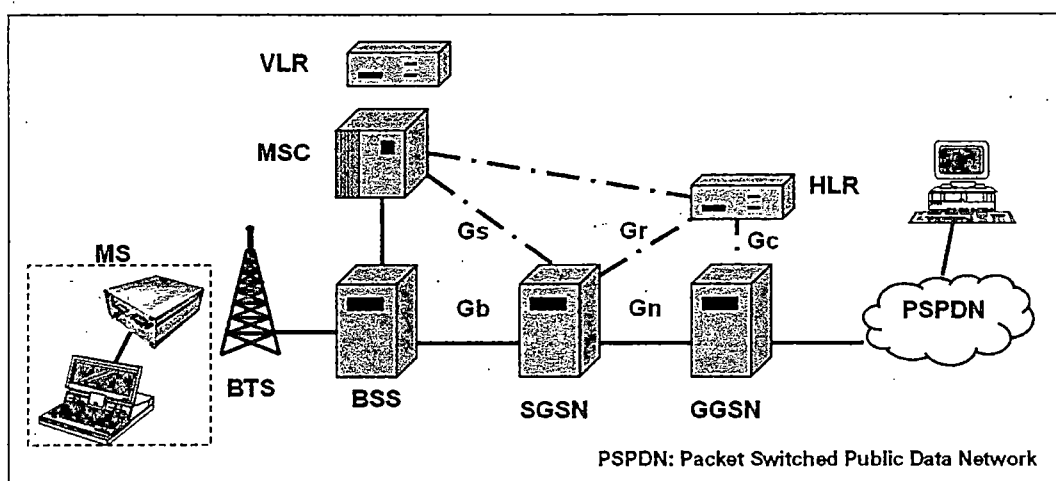


Figura 6.12: Arquitectura GPRS.

- a. **SGSN:** El *Serving GPRS Support Node* transporta los paquetes de datos hacia las estaciones móviles (MS). El SGSN envía solicitudes a los HLR para obtener información del perfil de los suscriptores GPRS. Lleva a cabo la administración de la movilidad para las MS (administración de ubicación, detección de MS, *attach/detach*) en un área geográfica determinada, funciones de seguridad (autenticación, cifrado) y define la ruta para la transferencia de paquetes de datos entre los MS y el GGSN.
- b. **GGSN:** El *Gateway GPRS Support Node* es utilizado como la interfaz para las redes IP externas como Internet y las Intranet empresariales. GGSN mantiene la información de la ruta necesaria para las PDUs hacia la SGSN. Cada red externa dispone de un único *Access Point Name* (APN) utilizado por el usuario para la autenticación de los usuarios necesaria para establecer la conexión con la red destino.
- c. **MS:** La *Mobile Station* para GPRS tiene tres componentes: un equipo terminal (TE, generalmente un computador), un adaptador de terminal (TA) y un terminal móvil (MT) para acceder a la interfaz de radio (generalmente un celular). Algunos MS incluyen ambas funcionalidades en un único equipo.
- d. **BSS:** El *Base Station Controller* (BSC) utilizado en redes GSM, es el único elemento que requiere hardware adicional además de una actualización de software. Con respecto al hardware, el BSC requiere de una o más unidades de control de paquetes (PCU) para administrar los paquetes GPRS, dando como resultado el *Base Station System* (BSS). El PCU provee la interfaz física y lógica para la salida de los paquetes de datos de la BSS hacia el SGSN; y

controla y administra la distribución de los recursos de radio a los usuarios de la red.

- e. **BTS:** La *Base Transceiver Station* (BTS) requiere de una actualización de software para soportar la comunicación GPRS. No es necesario cambio alguno en el hardware.
- f. **HLR:** El *Home Location Register* es responsable de soportar la movilidad de los terminales. Su software debe ser actualizado para incluir funciones para la interconexión al SGSN y cumplir las funciones de un HLR en una red GPRS.
- g. **MSC / VLR:** Como el HLR, el software en el MSC / VLR (*Mobile Services Switching Center / Visitor Location Register*) debe ser actualizado para GPRS. Esto le permite conectarse con el SGSN y administrar con el HLR la movilidad de los terminales.

Acceso a una red GPRS: Para que un usuario GPRS se conecte con una red externa, es necesaria la ejecución de dos procedimientos conocidos como GPRS *attach* y la activación del contexto PDP.

- a. **GPRS attach:** Se utiliza para el reconocimiento de la MS en la red. Primero, la MS solicita recursos de radio suficientes para establecer el mensaje de solicitud de attach. Una vez que se le asigne el canal de radio apropiado, la solicitud es enviada. En la solicitud se incluye la identificación del MS, sus capacidades y su ubicación. Luego, el SGSN genera un mensaje de actualización de ubicación y lo envía al HLR adecuado. El HLR completa el proceso de actualización de ubicación y envía a la SGSN la relación de usuarios GPRS suscritos. La SGSN envía la señal a la MS de que el procedimiento ha sido completado. Hasta este punto, la red es

capaz de seguir el MS y reconoce los servicios y las redes a las que el usuario tiene acceso. Sin embargo, no es capaz aún de recibir o enviar datos. Este proceso se observa en la figura 6.13.

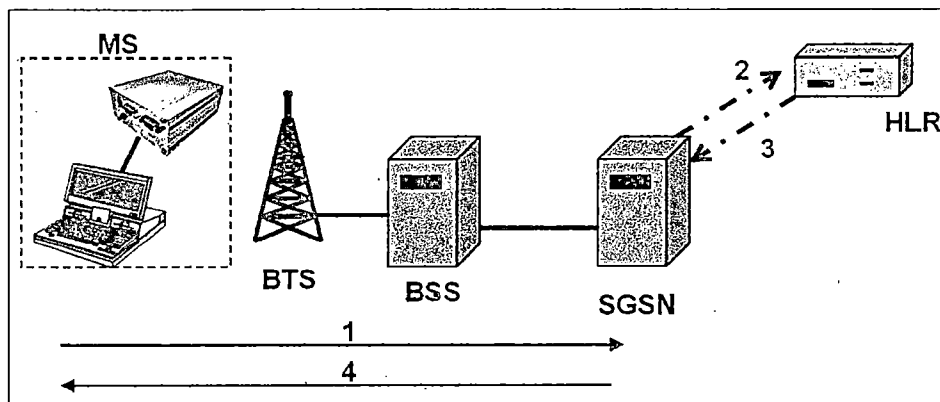


Figura 6.13: Procedimiento GPRS attach.

- b. **Activación del contexto PDP:** Para lograr la transferencia de datos se requiere el contexto PDP activado en el MS, el SGSN y el GGSN. Este procedimiento es iniciado por el usuario mediante una aplicación en el MS. Este solicita los recursos de radio suficientes. Asignados estos recursos, el MS envía al SGSN la solicitud de activación del contexto PDP. Aquí se incluye la información de la red externa, su tipo, dirección, APN, calidad de servicio QoS y cualquier parámetro de configuración IP necesario. El SGSN recibe la solicitud y lo valida en base a la información de los suscriptores, obtenida en el GPRS attach. Si la solicitud es válida, la SGSN envía el APN al servidor DNS (*Domain Name Server*). El DNS utiliza la APN para determinar la dirección IP de la GGSN que proveerá la conectividad con la red externa. Esta red IP es enviada de vuelta al SGSN. El SGSN utiliza la dirección IP para solicitar la conexión (túnel) con el GGSN, quien completa el establecimiento del mismo y

retorna la dirección IP asignada a la MS. El SGSN envía la respuesta de la activación del contexto PDP al MS y el intercambio de información es posible. Completado este procedimiento, se establece una conexión virtual entre el MS y el GGSN. Puesto que el GGSN establece el túnel y la interfaz física hacia la red externa, la transferencia de datos es posible entre esta y la MS.

Este procedimiento se observa en la figura 6.14:

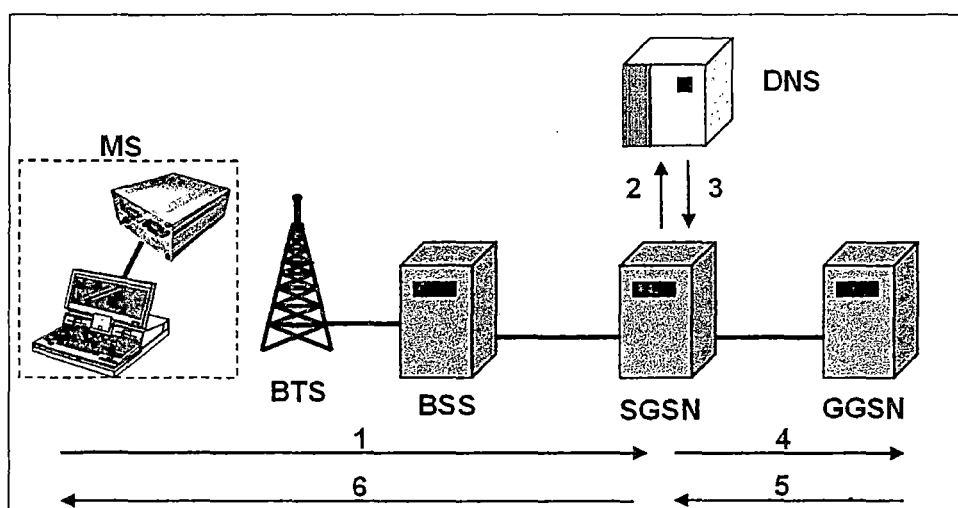


Figura 6.14: Procedimiento de activación del contexto PDP.

Funcionamiento de una red GPRS: Como se mencionó, una red GPRS es capaz de soportar comunicación de datos y voz en cualquier lugar en el que el usuario se encuentre, aunque generalmente la comunicación de voz tiene prioridad. En adelante, se enfoca el trabajo en la comunicación de datos.

La interfaz física consiste en un número flexible (de 1 a 8) de *time-slots* que provee teóricamente una velocidad de transmisión de 171kbps, aunque la velocidad real depende de la información enviada, del MS utilizado y de la cantidad de usuarios conectados a la red, y generalmente; oscila entre los valores de 56kbps.

Es posible que los usuarios utilicen más de un *time-slot* simultáneamente, dependiendo de su disponibilidad. El cobro basado en el volumen de datos transferidos, es posible con la información de transmisión generada por el SGSN y el GGSN indicando con que red externa se estableció la conexión, el volumen de datos transferidos, la fecha y hora de la conexión y la duración de la sesión. Así se elimina el sistema de cobro en base al tiempo de conexión como el utilizado por el modo *circuit-switched*, centrándose en el volumen efectivo de información transmitida.

El modo *packet-switched* designa al menos un *time-slot* para la transmisión de un usuario. Si además, existieran en ese momento otros *time-slot* libres, serán también asignados a la transmisión en curso, aumenta la velocidad de transferencia de datos. Esta es la principal diferencia con el modo *circuit-switched*, donde un canal es designado para un único usuario durante una determinada cantidad de tiempo de conexión. En este caso, no existe la opción de utilizar otros *time-slot* aunque estos se encuentren libres.

Los MS se clasifican de acuerdo al número de *time-slot* que pueden ser utilizados simultáneamente. Esta clase define implícitamente, la velocidad de transmisión que el equipo puede soportar para recibir datos (*uplink*) o para transmitirlos (*downlink*) y se indica por dos números. El primero indica la cantidad de *time-slots* para el *downlink*, y el segundo para el *uplink*. GPRS siempre trata de proveer el máximo número de *time-slots* que el dispositivo puede soportar sin importar la cantidad de datos a ser transferidos.

El funcionamiento de la red GPRS, implica que a menor número de usuarios activos, se dispone de un ancho de banda mayor. Conforme el número de usuarios activos crece, el ancho de banda para cada uno,

decrece. Comparado con el servicio del modo *circuit-packet*, donde se asigna un ancho de banda fijo a un número limitado de usuarios, GPRS ofrece un desempeño superior para las aplicaciones. Naturalmente, para evaluar la eficiencia se necesita el modelo de tráfico de los usuarios de la red. Para alcanzar el valor teórico de 171kbps, se requiere la asignación de los ocho *time-slot* a un único usuario, lo que no es permitido por la mayoría de operadores de red. Incluso si la máxima asignación de *time-slot* fuese permitida, los MS también se ven restringidos por su clase. Incluso, para algunos momentos de transmisión "pico", es posible que no existan *time-slot* disponibles para la comunicación GPRS, por lo que se pierde la conectividad por aproximadamente un minuto.

Esto debe tomarse en cuenta para no utilizar GPRS en estaciones donde la conectividad continua es una necesidad. No obstante, comparado con las conexiones dial-up convencionales, GPRS ofrece una conectividad casi continua (99%), siendo capaz de enviar y recibir mensajes de manera espontánea. Esto es generalmente suficiente para aplicaciones con pocas estaciones (alrededor de 20), como en esta aplicación.

Para casos en los que se tengan más de 100 estaciones, se recomienda una negociación especial con el proveedor del servicio GPRS. Esta negociación debe llegar a una relación simbiótica para prioridad del tráfico GPRS contra un incremento no elevado de los costos.

Seguridad en GPRS: GPRS provee medios de seguridad para la confidencialidad e integridad del usuario. Entre estos medios se cuentan:

- **Autenticación de usuario:** Prevé que usuarios ilegítimos utilicen la red, mediante el uso de un código PIN (*Personal Identification Number*). Este método no es muy seguro dado que es posible capturar el número PIN y romper la confidencialidad del usuario.

Este peligro crece para números PIN que se asignan sólo una vez. Por eso, para disminuir el riesgo, GPRS asigna un número de acceso diferente en cada conexión.

- **Cifrado:** Se realiza entre el MS y el SGSN y comienza sólo después de que el MS haya sido autenticado. Para esto, se utiliza un valor secreto en el MS y el SGSN para encriptar el intercambio de mensajes y protegerlos contra el acceso indebido.
- **IPSec:** Es una función opcional que provee conexiones seguras entre el SGSN y el GGSN y hacia las redes externas, para las redes IP.
- ***GPRS Tunnelling Protocol (GTP)*** para la protección del enlace entre el SGSN y el GGSN mediante la utilización de túneles (camino) dinámicos para el transporte de los paquetes de datos.
- ***Servidores RADIUS (Remote Access Dial-In User Service)***, utilizado para la autenticación de los MS conectados a una red en particular mediante la asignación de una dirección IP a los MS conectados a su APN. Esta IP es utilizada para corroborar el derecho del usuario a intercambiar datos.
- Instalación de Firewall entre el GGSN y la red externa.

Eficiencia de GPRS: En general GPRS es idóneo para aplicaciones de datos con transmisiones frecuentes con pocos datos y para transmisiones infrecuentes con alto volumen de datos. Según los requerimientos del apartado 3.4, el tiempo de actualización de los datos en el centro de control debe ser de no más de 2 minutos.

Tomando en cuenta que CR-1 recopila la información de todas las estaciones para enviarlas al centro de control, la tabla 6.4 muestra la cantidad total de variables enviadas, esto es 96 variables tipo bool y 22 tipo real. De la tabla 6.2, es posible conocer la cantidad de bits enviados para toda la planta.

$$\text{Total Bytes} = (\text{bytes por bool})(\text{total bool}) + (\text{bytes por Real})(\text{total Real}) + 70 \quad (6.13)$$

El último término de (6.13) corresponde a los bytes de cabecera de los mensajes.

$$\text{Total Bytes} = (3)(96) + (7)(22) + 70 = 512 \text{ bytes} = 4096 \text{ bits} = 4 \text{ kb} \quad (6.14)$$

Puesto que esta cantidad es menor que la máxima permitida en un mensaje MMS (1024bytes), los bytes de cabecera se mantienen.

Considerando uno de los peores casos de transmisión, esto es, 10kbps, se tiene:

$$\text{tiempo transmisión} = \frac{4\text{kb}}{10\text{kbps}} = 0.4\text{s} \quad (6.15)$$

De (6.15), GPRS cumple los requerimientos del cliente de manera holgada aún para el peor de los casos. Para evitar gastos innecesarios, se configura la red para transmitir cada 55 segundos, y cumplir con lo solicitado por el cliente, incluso si se pierde la comunicación por 1 minuto.

Tabla 6.4: Cantidad total de variables hacia centro de control.

Estación	Variable	Total
RPA-1	N-RPA-1, Q-RPA-1, P-RPA-1	3 real + 16 bool
	Falla Bomba, Manual, Automático, Mantenimiento, Confirmación de arranque, Parada de emergencia, Pérdida 220, Baterías bajas, Rebose, Intrusión, Nivel Alto, Nivel Bajo, Local, Remoto, Bomba, Sirena.	
RPA-2	N-RPA-2, Q1-RPA-2, Q2-RPA-2, P1-RPA-2, P2-RPA-2,	5 real + 23 bool
	Falla Bomba1 (2), Manual1 (2), Automático1 (2), Mantenimiento1 (2), Confirmación de arranque 1(2), Parada de emergencia1 (2), Pérdida 220, Baterías bajas, Rebose, Intrusión, Nivel Alto, Nivel Bajo, Local, Remoto, Bomba 1(2), Sirena.	
RPA-3	N-RPA-3, Q-RPA-3, P-RPA-3	3 real + 16 bool
	Falla Bomba, Manual, Automático, Mantenimiento, Confirmación de arranque, Parada de emergencia, Pérdida 220, Baterías bajas, Rebose, Intrusión, Nivel Alto, Nivel Bajo, Local, Remoto, Bomba, Sirena.	
RPA-4	N-RPA-4, Q-RPA-4	2 real + 6 bool
	Pérdida 220, Baterías bajas, Rebose, Nivel Alto, Nivel Bajo, Sirena.	
RPA-5	N-RPA-5, Q-RPA-5	2 real + 6 bool
	Pérdida 220, Baterías bajas, Rebose, Nivel Alto, Nivel Bajo, Sirena.	
RPA-6	N-RPA-6, Q-RPA-6	2 real + 6 bool
	Pérdida 220, Baterías bajas, Rebose, Nivel Alto, Nivel Bajo, Sirena.	
CR-1	N-CR-1, Q1-CR-1, Q2-CR-1, P1-CR-1, P2-CR-1,	5 real + 23 bool
	Falla Bomba1 (2), Manual1 (2), Automático1 (2), Mantenimiento1 (2), Confirmación de arranque 1(2), Parada de emergencia1 (2), Pérdida 220, Baterías bajas, Rebose, Intrusión, Nivel Alto, Nivel Bajo, Local, Remoto, Bomba 1(2), Sirena.	
Total de variables hacia el centro de control		22 real + 96 bool

GPRS responde a un balance costo – beneficio, en comparación con otras soluciones. Puesto que la planta se encuentra dentro de Lima, es posible aprovechar las líneas celulares ya implementadas, por lo que la ampliación del número de estaciones se restringe sólo al área de cobertura del operador telefónico. Por otra parte, una solución por radiofrecuencia

requiere de muchos repetidores para cubrir largas distancias y es más propenso a pérdidas de línea de vista por construcción de edificaciones en su trayectoria. Otras soluciones son mucho más costosas (satelital, microondas) y la inversión que demandan no se ve compensado con los beneficios funcionales que ofrecen con respecto a GPRS.

Por último, no debe olvidarse que las ventajas de GPRS tienen también su contraparte. Un ejemplo clásico es la pérdida de comunicación en ocasiones de emergencia (como terremotos) por congestión de red. Además las estaciones son propensas a sabotajes poniendo en riesgo la comunicación con el centro de control. Estas consideraciones deben ser analizadas para cada caso en particular antes de tomar la decisión final.

Implementación de GPRS: La manera estándar para la interfaz de datos GPRS es mediante el uso de Internet. En la mayoría de los casos, la línea de Internet del usuario se utiliza reduciendo aún más los costos. La implementación en macro, se observa en la figura 6.15. En esta figura se observa que se utiliza la red local del usuario. Para prescindir de una línea de acceso a Internet dedicada, se utiliza la misma conexión a Internet de la red de oficina. Entre la red de oficina y la red de control del proceso, existe un router firewall VPN para establecer los túneles seguros de cada router firewall instalado en las estaciones. Como se observa, sólo se utiliza una red Internet para conectar todas las estaciones GPRS simultáneamente. Como esta línea es pre-existente, no existen costos adicionales excepto por el router firewall VPN. En cada estación se instala un gateway GPRS para lograr la conectividad del controlador con la red.

Para esta aplicación, se instala en CR-1 un switch Ethernet Industrial para repetir los puertos y conectar el controlador con el gateway

GPRS. Si existiese algún puerto serial disponible, podría utilizarse un gateway GPRS con esta opción.

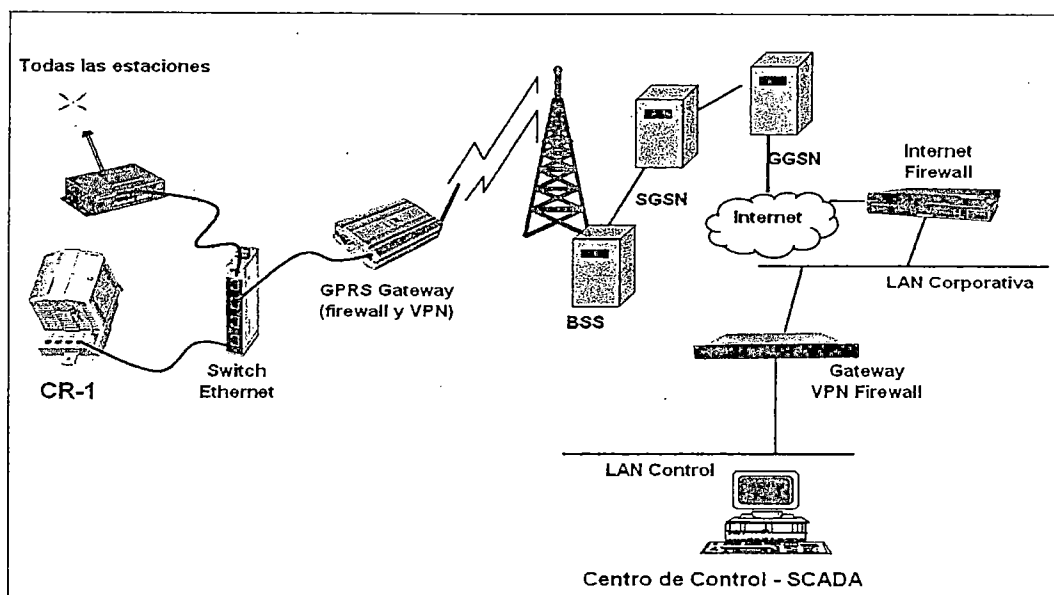


Figura 6.15: Implementación GPRS.

Con la mayoría de los proveedores del servicio GPRS, debe tenerse en cuenta el costo de suscripción, la tarifa mensual fija que incluye un volumen de transferencia máximo y el costo adicional por Mb extra. Para el cálculo de los gastos implicados al utilizar esta tecnología, debe conocerse el volumen de datos enviados mensualmente y establecer el tiempo máximo permitido por el sistema para la actualización de la información.

En el Perú, una de las empresas que ofrece el servicio GPRS es Claro. Claro, permite la transmisión de información a través de la red GSM de Claro Perú utilizando el mismo canal por el que se transmite la voz, aunque no puede realizarse de manera simultánea las llamadas de voz y transmisión de datos. Con este servicio se pueden recibir llamadas de voz mientras se esté conectado, a excepción del momento en el que se esté

efectuando una transmisión de datos. En general, este servicio está cobrando popularidad por el progreso de las comunicaciones celulares en el país y aún más notoriamente a nivel de Lima Metropolitana (donde se encuentra la planta).

Las marcas utilizadas son decisiones del cliente, y puesto que aún no ha sido implementado, no se mencionan.

6.4.2. Sistema SCADA: OPC:

Una vez que los datos son recibidos en el centro de control, inicia el trabajo del sistema de control de supervisorio y adquisición de datos; o SCADA. El sistema SCADA centraliza y procesa, en tiempo real, la información recibida desde los procesos industriales remotos en una sala o centro de control. Gracias al SCADA es posible monitorear (acciones de supervisión), comandar los actuadores y cambiar parámetros de control (acciones de control) simultáneamente procesos distribuidos en grandes áreas, para su presentación gráfica. El hardware del SCADA está compuesto por:

- **Estaciones de operación:** Son los computadores dedicados a tareas operativas para el funcionamiento del sistema. Permiten el mando remoto de actuadores y el reconocimiento y desactivación de las alarmas. La cantidad de estaciones de operación está definida por el cliente y depende de la complejidad del proceso. En procesos grandes es usual distribuir las tareas o áreas de control en varias estaciones de operación para facilitar el trabajo de los operadores. Las estaciones de operación pueden ser utilizadas como estaciones de ingeniería (y viceversa). Para obtener los privilegios de ingeniería se establecen niveles de trabajo cuyo acceso se permite con el ingreso de contraseñas (generalmente personalizadas).

- **Estaciones de ingeniería:** Son computadores dedicados a tareas de ingeniería como creación o modificación de la lógica implementada, ingreso de parámetros de control avanzados, creación de alarmas o establecimiento de niveles de seguridad.
- **Interfaz hombre – máquina:** O HMI por sus siglas en inglés (*Human Machine Interface*), permite la interacción del usuario con el sistema para la ejecución de diferentes funciones. Puede tratarse de una pantalla de computador o un panel de procesos con botones para comando y pantalla de visualización. Las funciones del HMI incluyen el control y supervisión del proceso, el control del mantenimiento de operaciones (visualización de estados), la presentación gráfica de datos, alarmas, tendencias, informes de eventos críticos, interfaz para comandos de actuadores y la generación, reconocimiento y desactivación de alarmas.
- **Computadores de aplicación:** Son computadores no incluidos en los componentes listados pero utilizados en la sala de control. Ejemplos son los conectados a las cámaras de seguridad, o administración de impresoras o generación de facturación, etc.
- **Interfaces de salida:** Es cualquier dispositivo capaz de transmitir información del centro de control, fuera de sus límites funcionales. Ejemplos lo constituyen las impresoras.

Existen tantas arquitecturas para los sistemas SCADA como fabricantes.

ABB utiliza la estructura aspectos – conectividad para el desarrollo y soporte del software de supervisión. Las tareas de estos servidores se explican brevemente a continuación.

- **Servidor de aspectos:** Contiene la información de los objetos manejados en la aplicación, detalles de los tags, y en general; la información con la que

trabaja el sistema para la interacción con el usuario (aspectos). En este servidor se almacenan las librerías para las ventanas de interacción de los actuadores, la definición de los bloques de control, el acceso a los campos de las variables tipo estructura, etc. Dependiendo del tamaño de la aplicación, puede utilizarse sólo un computador convencional en lugar de un servidor.

- **Servidor de conectividad:** Soporta las comunicaciones del sistema y como su nombre lo indica, la conectividad, mediante el software OPC correspondiente. Al igual que el servidor de aspectos, este puede utilizar un computador convencional para aplicaciones e incluso, el servidor de conectividad puede ser el mismo que el de aspectos.

En este caso, el SCADA no es ABB, y estos servidores no son utilizados.

Existen muchas aplicaciones que requieren datos de dispositivos, cuyo acceso sólo se realiza mediante el desarrollo de un controlador o driver. Existen muchas desventajas de necesitar un controlador por hardware instalado. Primero, el esfuerzo demandado para la instalación. Segundo, en caso se desee cambiar el hardware en modelo o marca, debe también variarse el driver, repitiendo el esfuerzo inicial. Tercero, instalados los drivers, existen conflictos de acceso, puesto que dos programas no podrán acceder al mismo dispositivo por tener drivers independientes. Debido a estos problemas, se creó un estándar que proporciona un medio para extraer datos de una fuente y comunicarlos a cualquier aplicación cliente. Este estándar se conoce como OPC.

- **OPC:** De las siglas en inglés *OLE for Process Control*, es un estándar de comunicación basado en la tecnología OLE/COM de Microsoft. El estándar OPC traduce en un formato común, toda la información extraída de los equipos, eliminando la necesidad de drivers dedicados a la conectividad entre diferentes fabricantes.

Los fabricantes ya no necesitarían de invertir esfuerzos para la conectividad y se enfocarían en las propiedades particulares del software de su aplicación. Los usuarios consiguieron, por su parte, flexibilidad. Ahora podían escoger los proveedores de software en base a sus características funcionales y no en la facilidad que ofrecían para la conectividad con otros fabricantes. Las especificaciones OPC están en continua evolución y son ampliamente utilizadas por el mercado.

La figura 6.16 muestra la comparación de sistema sin y con OPC:

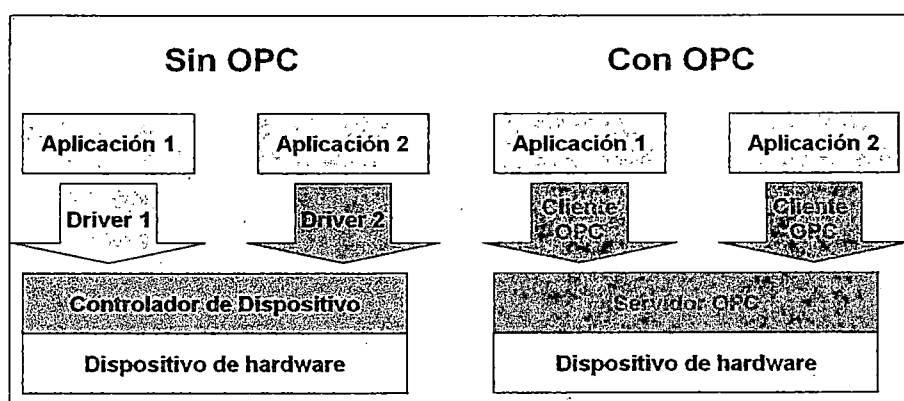


Figura 6.16: Sistemas sin y con OPC.

La arquitectura OPC es de la forma cliente – servidor, donde el cliente accede a los datos que el servidor ofrece, obtenidos de un sistema de control independiente. El estándar OPC se encarga de convertir los datos en accesos simbólicos compatibles con las capas superiores, de manera que el cliente pueda leer y escribir los ítems. Una vez que OPC cliente accede a los datos, puede modificar los parámetros y leer la información de estados de las variables conectadas en el OPC servidor.

La arquitectura OPC se observa en la figura 6.17.

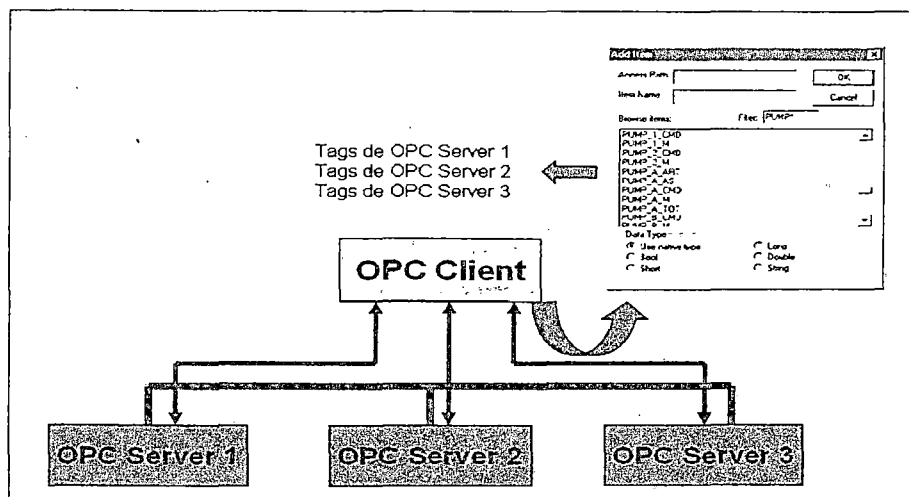


Figura 6.17: Acceso de datos OPC.

En esta aplicación, el sistema SCADA es RSVIEW de *Allen-Bradley*.

Para lograr la integración de los equipos ABB al SCADA mediante OPC, el SCADA debe ser capaz de comunicarse vía OPC. Confirmada la capacidad de este SCADA para comunicarse vía OPC; es necesaria la instalación del software *OPC Server AC800M* en el computador que tiene instalado el OPC Cliente del SCADA. Este servidor o computador debe estar conectado con el sistema de control remoto (las estaciones de control) como se muestra en la figura 6.18. El *OPC Server AC800M* genera el archivo de la lista de datos, compatible con el estándar OPC, para su acceso y procesamiento por el OPC cliente de *Allen-Bradley*.

La estructura utilizada para la integración de los datos de las estaciones remotas al sistema SCADA, se muestra en la figura 6.18.

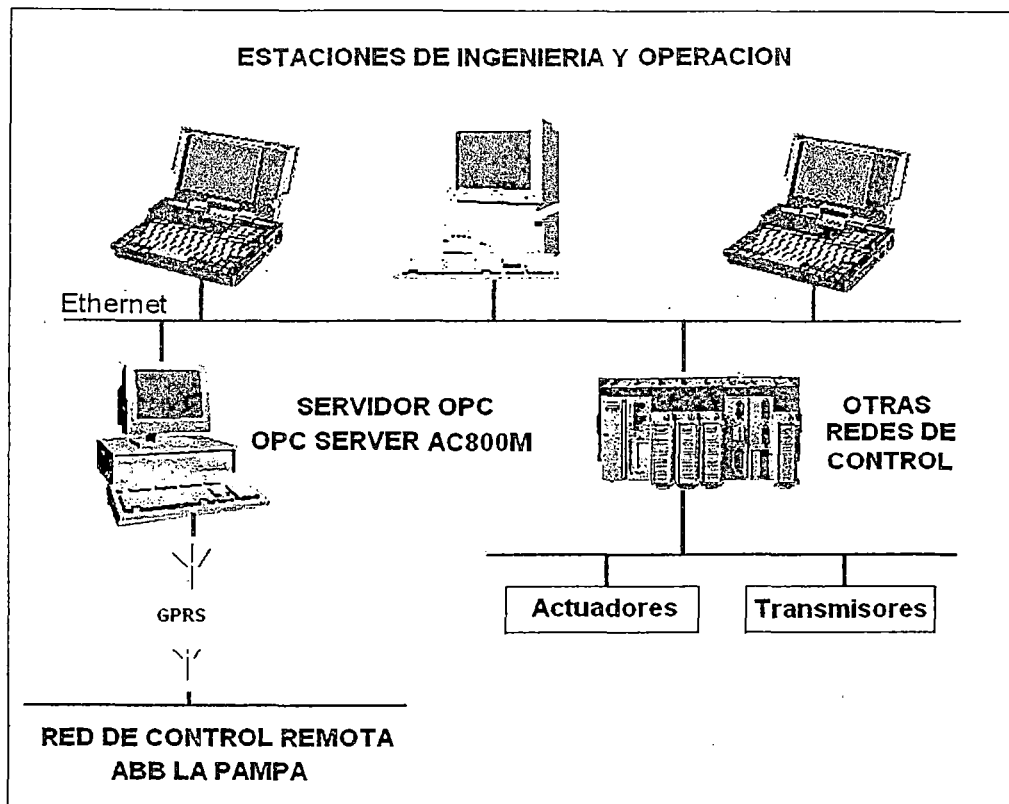


Figura 6.18: Integración de los datos remotos al SCADA

Con este punto se concluyen los aspectos de comunicación necesarios para el trabajo del sistema, desde el nivel de campo hasta el sistema de supervisión.

CAPÍTULO VII

MANTENIMIENTO DEL SISTEMA

La puesta en marcha del sistema conforme lo requerido es el objetivo inicial del proyecto. El mantener los equipos y evitar el envejecimiento prematuro de ellos es el segundo paso importante. Deben existir directrices que encaminen procedimientos para el cuidado organizado del hardware de acuerdo a las condiciones y al tiempo de servicio, así como procedimientos a seguirse en caso los equipos fallen para limitar el tiempo de parada causado por ellos.

Al fin y al cabo, el mantenimiento evita muchas pérdidas por paros de producción.

A continuación se presentan brevemente las acciones a seguir para el mantenimiento correctivo (y en algunos casos, predictivo) del hardware involucrado en el sistema, tanto eléctrico como de control.

Lista de procedimientos generales para la detección de fallas: La detección de los errores puede tornarse tediosa y perjudicial para los planes productivos de la empresa. A continuación, se muestran algunos puntos a tomarse en cuenta para la rápida identificación de fallas.

- 1. Ubicación del error:** La experiencia indica que aproximadamente el 85% de las fallas ocurren en el proceso, 10% en el programa de control y 5% en el hardware del sistema de control. Es siempre recomendable localizar los errores teniendo en cuenta esto, para minimizar el tiempo muerto.

2. **Factores externos:** En un sistema electrónico al cual se le ha dado un servicio satisfactorio, la mayoría de errores provienen de un factor externo, como manipulación incorrecta del equipo, cortocircuitos, soldaduras o algún error con la alimentación.
3. **Seguridad al inicio / parada:** Fallas de voltaje o componentes o el reinicio manual, usualmente afectan la función del sistema de control. La falla del sistema E/S afecta al proceso en diferentes maneras. Por ejemplo, en un sistema de monitoreo, aunque los cambios en el estado del proceso no son registrados, no hay un peligro inmediato en la operación del proceso. Sin embargo, en un sistema que controla un proceso continuo (por ejemplo, una empresa papelera) y una falla de este tipo puede ocasionar problemas graves.

Un reinicio del sistema E/S o del controlador puede tener muchas consecuencias serias. Es importante ser conciente de los requerimientos locales de seguridad cuando se arranca o detiene el sistema E/S o el controlador.

7.1. **Mantenimiento hardware de control:**

Comprende el mantenimiento del controlador, de los módulos entrada / salida, de la batería de back-up, de las baterías de autonomía y de las antenas. Para la instrumentación deberá hacerse referencia a la documentación técnica respectiva.

- **Controlador AC800M:** El controlador debe ser revisado frecuentemente, donde debe llevarse a cabo una inspección visual de todo el hardware, de los conectores y del cableado. Debe chequearse el deterioro o daño físico, una fijación segura, y el funcionamiento de los LEDs. Cualquier defecto, debe ser inmediatamente corregido.

Algunos de los cambios pueden realizarse en modo online, es decir, añaden o remueven unidades E/S y de comunicación, en un controlador sin

perturbar la ejecución de la aplicación. Debe recordarse que las bases terminales no deben ser cambiadas en línea.

El controlador contiene indicadores para facilitar el diagnóstico de las fallas en el controlador AC800M, cuyas causas y acciones correctivas son descritas en la tabla 7.1:

Tabla 7.1: Acciones correctivas para fallas en el AC800M.

FALLA	POSIBLE CAUSA Y ACCIÓN CORRECTIVA
<i>LED F (Falla) ON</i>	Reinicio del controlador (INIT) en progreso: <ul style="list-style-type: none"> - Esperar que finalice el reinicio del controlador. Firmware faltante o no actualizado. <ul style="list-style-type: none"> - Actualizar firmware.
<i>LED R (Corriendo) OFF</i>	Ninguna aplicación en el controlador. <ul style="list-style-type: none"> - Cargar aplicación. - Restaurar controlador (Botón INIT) Falla en la aplicación cargada en el controlador. <ul style="list-style-type: none"> - Cargar nuevamente la aplicación. - Restaurar controlador (Botón INIT)
<i>LED B (Batería) Parpadeando</i>	Nivel de batería (Interna o Externa) debajo del aceptable o no existente. <ul style="list-style-type: none"> - Instalar batería nueva. Cable de batería externa desconectado. <ul style="list-style-type: none"> - Conectar el cable de la batería externa.

- **Módulos de E/S:** La figura 7.1 muestra ejemplos de paneles frontales para diferentes tipos de módulos E/S. En cada uno de los módulos existen al menos tres LEDs (*fault*, *run* y *warning*) indicando el estado del módulo. Adicionalmente algunos módulos tienen LEDs indicando OSP (*output set predefined*) o *primary*.

El led *FAULT* deberá indicar cuando el módulo E/S detecte un error fatal o antes del primer acceso después del arranque. El led *RUN* deberá indicar cuando

el módulo E/S esté operativo. El led *WARNING* deberá indicar cuando se detectó un error no fatal y el módulo continúa operativo. El led *OSP* indicará que el módulo está en el estado OSP, esto es, los canales del módulo (de salida solamente) toman valores seguros para el proceso cuando existió pérdida de comunicación con el controlador. El led *PRIMARY* indicará cuando el módulo es primario (en una configuración redundante).

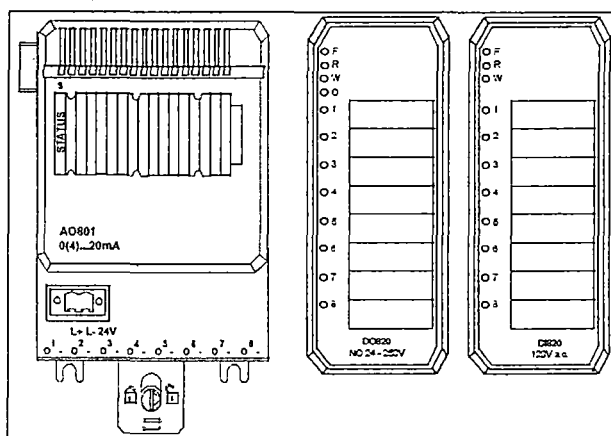


Figura 7.1: Paneles frontales de módulos E/S de S800.

La tabla 7.2 resume los significados de la señalización para el diagnóstico de fallas:

Tabla 7.2: Señalización en los módulos E/S S800.

SEÑALIZACIÓN	COLOR	DESCRIPCIÓN
F (Falla)	Rojo	Falla interna en el módulo afectando todos los canales.
R (Corriendo)	Verde	Módulo operativo.
W (Alarma)	Amarillo	Falla externa o error interno de canal.
O (OSP)	Amarillo	Estado OSP.
P (Primario)	Amarillo	El módulo trabaja como primario en configuración redundante.
Estado del canal	Amarillo / Rojo	Muestra el estado del canal: Correcto (amarillo), incorrecto (rojo)

Además de estas consideraciones generales, deben tenerse en cuenta los siguientes puntos particulares por modelos de la línea S800, como se muestra en la tabla 7.3:

Tabla 7.3: Consideraciones de mantenimiento correctivo para la línea S800.

MÓDULO - AJUSTES	COMENTARIOS
AI810, AI820 Sin ajustes. AI825, AI830, AI835 AI843 AI845, AI880, AI890, AI895 Entradas Análogas	Reemplazo con alimentación aplicada es posible. El mecanismo de seguro desactiva el módulo.
AO810, AO820 Sin ajustes. AO845, AO890, AO890 Salidas Análogas	Reemplazo con alimentación aplicada es posible. Puede ser necesario ajustar el módulo a modo seguro antes de extraerlo. El mecanismo de seguro desactiva el módulo.
DI810, DI811 Sin ajustes. DI814, DI820, DI821, DI890 Entradas Digitales	Reemplazo con alimentación aplicada es posible. El mecanismo de seguro desactiva el módulo.
DI825, DI830 Sin ajustes. DI831, DI840, DI880, DI885 Entradas Digitales con SOE.	Reemplazo con alimentación aplicada es posible. El mecanismo de seguro desactiva el módulo.
DO810, DO814 Sin ajustes. DO815, DO820 DO840, DO880 DO890 Salidas Digitales	Reemplazo con alimentación aplicada es posible. Puede ser necesario ajustar el módulo a modo seguro antes de extraerlo. El mecanismo de seguro desactiva el módulo.

Pese a que se utilizan sólo los módulos E/S DI810, DO820 y AI810, se muestran todos los módulos para asegurar las condiciones necesarias ante cambios posteriores de hardware.

- **Batería de back-up:** Existen dos baterías de backup. La primera es interna al controlador y la segunda externa y recargable (SB822).
 - **Batería interna:** Está montada dentro del procesador PM8XX. Debido a que la batería no es recargable, es importante cambiarla regularmente

(aproximadamente 2 años). La polaridad correcta de la batería, se muestra en la figura 7.2:

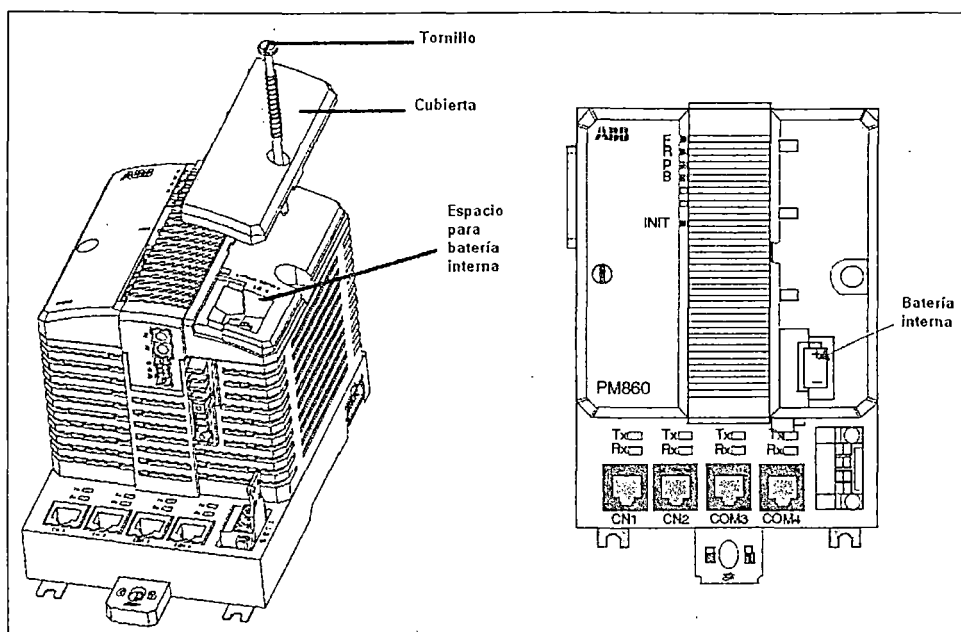


Figura 7.2: Posición correcta de la batería interna del controlador AC800M.

Además de los dos años, la batería debe ser cambiada, si el led B (batería) del PM8XX parpadee o esté apagado, o hayan ocurrido cortes de energía múltiples o largos o cuando hayan existido tiempos muertos del sistema por mantenimiento o mal funcionamiento.

Para cambiar la batería interna debe desajustarse, usando un destornillador plano, el tornillo del PM8XX y remover la cubierta (ver figura 7.2). Luego, se identifica y remueve la batería interna para colocar la nueva en la posición correcta. Cuando la alimentación se reestablezca, debe asegurarse que el led B esté iluminado. Finalmente, se coloca la cobertura en su lugar, se ajusta el tornillo y se desecha la batería de litio en un lugar apropiado.

- Unidad de batería externa SB822: La batería debe ser cambiada después de tres años de operación normal o después de 400 ciclos de descarga, cualquiera que ocurra primero. Siempre debe utilizarse una batería original. No debe desecharse las baterías en fuego porque pueden explotar. También pueden explotar si están dañadas. Disponer de las baterías de acuerdo a las regulaciones locales. Esta batería es del litio recargable, 3.75Vdc, 2.3A-h.

Es posible reemplazar la batería interna con el controlador AC800M online. Sin embargo, debe estar seguro de observar las prácticas estándares de trabajo seguro en todo momento.

Debido a que las baterías están conectadas en paralelo, es necesario, cuando se use la batería externa recargable SB822, remover la batería interna del PM8XX, para evitar reducir el tiempo disponible de respaldo de memoria. Además, el monitoreo sólo se provee para una batería.

- **Baterías de autonomía:** Las baterías utilizadas son selladas de plomo ácido, también conocidas como tipo SLA, por sus siglas en inglés *Sealed Lead Acid*. Se dice en general que estas baterías son libres de mantenimiento (puesto que al fallar deben ser cambiadas), aunque debe tenerse en cuenta:
 - La batería debe mantenerse siempre cargada. No debe almacenarse con menos de 2.10Volts/celda.
 - Deben evitarse las descargas profundas, puesto que las recargas demandan mucho esfuerzo y disminuyen el tiempo de vida de las baterías.
 - Debe prevenirse la sulfatación y la corrosión de placa eligiendo la carga y tensión de flotación adecuadas.
 - Las baterías deben ser almacenadas en un lugar cálido y seco y totalmente cargadas.

- La temperatura de trabajo ideal para las baterías es de 20 a 25°C. Superada esta temperatura debe tenerse en cuenta la disminución de la vida útil, conforme los datos técnicos provistos por el fabricante.
 - El tiempo de vida útil de las baterías a temperatura permisible es de 10 a 15 años, aunque esto depende del fabricante y de las condiciones de trabajo, por lo que debe consultarse la ficha técnica correspondiente.
- **Antenas:** En general, debe hacerse revisiones periódicas de la antena y de los accesorios. Algunas consideraciones que deberían tenerse en cuenta son:
- Al fijar las antenas se recomienda hacer marcas entre las piezas (figura 7.3), para que, en caso la antena cambie de posición, al hacer coincidir las marcas se obtenga nuevamente la posición necesaria y se reestablezca la señal.

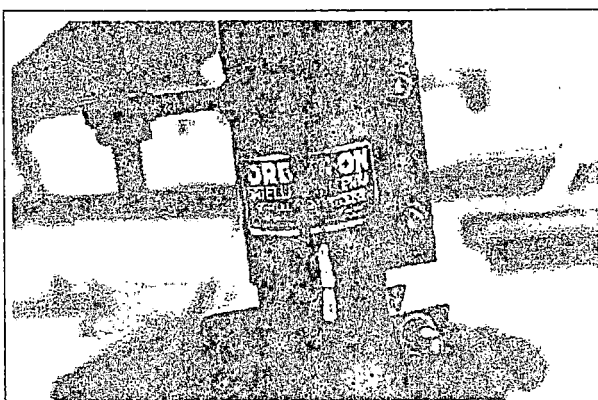


Figura 7.3: Marcas de instalación en las piezas de una antena.

- Las antenas deben estar limpias de polvo y agua para no comprometer la cantidad de energía reflejada. no será la misma. La limpieza debe realizarse con un trapo con cuidado de no deformar la antena por esfuerzos realizados sobre ella.
- Es importante verificar que la tornillería de la montura y de la base se encuentren apretados con el torque necesario, de acuerdo a lo especificado por el fabricante. Los tornillos oxidados o flojos deben ser cambiados.

- Otro de los problemas para la durabilidad de las antenas es la corrosión, ya que es capaz de inmovilizar los tornillos o dañarlos de manera definitiva. Para prevenir esto, se utilizan ciertas sustancias como aceites o grasas. Si la corrosión está presente, se recomienda lijar las partes dañadas hasta quitar la corrosión, luego limpiar bien la parte lijada y utilizar cualquiera de las sustancias mencionadas anteriormente.
- La antena debe estar aterrizada para la protección contra cargas estáticas, descargas eléctricas y picos de voltaje. En este caso, se dispone de un supresor de transientes conectado a tierra para protección contra tormentas eléctricas.

7.2. Mantenimiento hardware eléctrico:

El equipo más importante del sistema de fuerza es el variador de velocidad, cuyo mantenimiento se describe a continuación.

Importante: No debe olvidarse que por tratarse de un equipo de fuerza, se manejan altas tensiones y corrientes, por lo que debe operarse bajo normas de seguridad estrictas.

- **Intervalos de mantenimiento:** El variador de frecuencia requiere de poco mantenimiento si está instalado en un entorno adecuado. El intervalo de mantenimiento rutinario recomendado por ABB se muestra en la tabla 7.4.
- **Disipador:** Las aletas del disipador acumulan polvo del aire de refrigeración lo que disminuye su eficacia de refrigeración y lo hace más propenso a producir fallas por sobrettemperatura. Para entornos sin polvo, el disipador debe comprobarse de manera anual, en un entorno polvoriento, con mayor frecuencia.

Para la limpieza del disipador debe primero desconectarse la alimentación del variador. Luego se extrae el ventilador de refrigeración

principal y se aplica aire comprimido limpio (no húmedo) de abajo a arriba y, de forma simultánea, utilizando una aspiradora para captar el polvo.

Tabla 7.4: Intervalos de mantenimiento rutinario para el variador de frecuencia ABB.

Mantenimiento	Intervalo
Comprobación de la temperatura y limpieza del disipador.	Dependiendo del polvo del entorno de 6 a 12 meses.
Sustitución del ventilador de refrigeración principal.	Cada cinco años.
Sustitución de condensadores.	Cada diez años.
Sustitución de la pila en el panel de control asistente.	Cada diez años.

- **Ventilador principal:** El ventilador de refrigeración principal del convertidor de frecuencia tiene una vida de servicio de 60.000 horas de funcionamiento aproximadamente, a la temperatura de funcionamiento y la carga del convertidor máximas especificadas. La vida de servicio prevista se duplica para cada reducción de 10°C de la temperatura del ventilador.

El fallo del ventilador puede predecirse gracias al creciente ruido que producen los cojinetes del ventilador y al aumento gradual de la temperatura del disipador, a pesar de las operaciones de limpieza del mismo. Si el variador pertenece a una parte crítica de un proceso, se recomienda la sustitución del ventilador cuando empiecen a aparecer estos síntomas. Para el cambio del ventilador se procede como sigue*:

* El procedimiento es válido para ventiladores de tamaño pequeños. Para variadores de mayor tamaño, referirse al manual respectivo.

1. Desconectar la alimentación del variador.
2. Retirar la cubierta principal.
3. Presionar a la vez todas las presillas de sujeción en los laterales de la cubierta del ventilador y levantarlo para extraerlo.
4. Desconectar el cable del ventilador.

El proceso mencionado puede observarse en la figura 7.4.

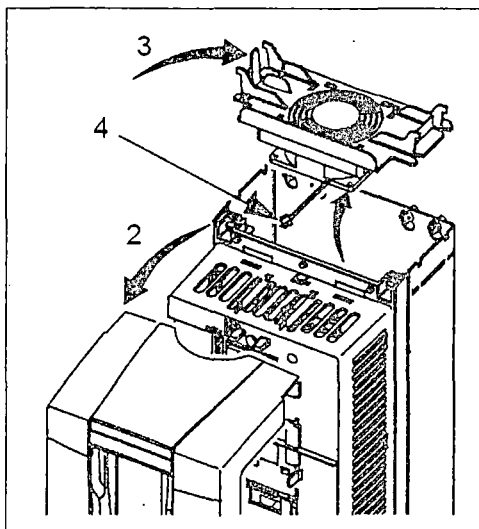


Figura 7.4: Procedimiento para el cambio del ventilador principal.

Al finalizar, instalar el ventilador en orden inverso y reconectar la alimentación.

- **Condensadores:** El circuito intermedio del convertidor emplea diversos condensadores electrolíticos. Su vida de servicio oscila entre 35.000 y 90.000 horas en función de la carga del variador y de la temperatura ambiente. La vida de los condensadores puede prolongarse reduciendo la temperatura ambiente.

No es posible predecir el fallo de un condensador. Tales fallos suelen ir seguidos de un fallo de fusibles de alimentación de entrada o un disparo por fallo. En este caso es necesario el cambio de los

condensadores de acuerdo a lo especificado por ABB (y en general, por el fabricante).

- **Panel de control:** El panel de control debe mantenerse limpio para lo que es posible utilizar un paño suave y húmedo, evitando el uso de limpiadores abrasivos que puedan rayar la pantalla.

La pila del panel de control mantiene el funcionamiento del reloj durante las interrupciones de suministro eléctrico y tiene una vida útil superior a los diez años. Aunque la pila sólo es necesaria para el reloj, se recuerda que la información horaria es indispensable en el historial de fallas del variador. Para extraer la pila, utilizar una moneda para hacer girar su soporte ubicado en la parte superior del panel de control. La pila utilizada es del tipo CR2032.

Con esto se tienen cubiertos los aspectos de mantenimiento más importantes para el sistema instalado.

OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES

Las observaciones y conclusiones incluyen además las recomendaciones para la implementación de trabajos similares, y están basados en la experiencia con las situaciones, retrasos y problemas generados a lo largo del desarrollo de este proyecto. El objetivo de esta retroalimentación es partir de una base sólida para ahorrar tiempo y dinero en la implementación de trabajos similares futuros.

OBSERVACIONES

- El desarrollo del trabajo fue delineado conforme a lo solicitado por el cliente. Sin embargo, los requerimientos puntuales, consideraciones técnicas y de seguridad son de mayor prioridad que las solicitudes de este. Es el ingeniero de aplicación quien conoce las prestaciones del sistema, y quien decide las medidas que han de tomarse para asegurar que el trabajo sea seguro, efectivo y coherente con lo solicitado. La decisión final se sustenta con el cliente quien autoriza los cambios o adaptaciones de sus requerimientos.
- El trabajo está basado en una planta real, pero no contiene los mismos datos, ni las mismas especificaciones, ni las mismas soluciones por protección de derechos de autor.
- A excepción del sistema de comunicación GPRS, toda la tecnología mostrada en este trabajo ha sido implementada y probada, si no en este, en otro proyecto de automatización similar.

- La factibilidad de un proyecto de lucro depende del tiempo de recuperación de la inversión que debe ser comparado con el tiempo estimado de vida útil del proyecto. Para que un proyecto sea económicamente factible, este último debe ser mayor al primero de manera considerable.
- Aunque en definitiva cada sistema es particular, este trabajo muestra los lineamientos generales a tomarse en cuenta para el desarrollo de trabajos de automatización de distribución de agua potable. Independiente al tipo de accionamiento utilizado para los actuadores, de la instrumentación seleccionada o de los controladores instalados; es necesaria la interacción eficiente mediante el uso de recursos disponibles en cada uno. Por ejemplo, para la comunicación de campo no se utilizó hardware adicional al que los equipos disponían.
- Los cálculos de diseño del sistema de autonomía son considerando la máxima carga. Este valor debe ser incrementado en 20%, valor de corriente utilizado para la carga de las baterías, como se observa en el capítulo 5.
- Para la comunicación de datos mediante radiofrecuencia, por tratarse de una frecuencia libre, esto es 2,4Ghz; no es necesaria la licencia de funcionamiento, aunque deben tenerse en cuenta las restricciones gubernamentales de las potencias de transmisión en zonas urbanas no mayores que 36dBm.
- A diferencia de la radiofrecuencia, GPRS soporta distancias muy largas sin el uso de repetidores. Sin embargo GPRS cobra por información enviada, mientras que en la radiofrecuencia no se incurren en mayores costos una vez este ha sido instalado. Esto se menciona en el capítulo 6.
- Según el capítulo 7, un programa de mantenimiento preventivo es necesario para asegurar el tiempo de vida del equipamiento ofrecido, reducir paradas de producción innecesarias y hacer proyecciones estratégicas precisas.

CONCLUSIONES

- Para este y en general, para todos los proyectos de lucro, el análisis económico es mandatorio en la elección del equipamiento. Este análisis considera los costos incurridos en corto (inmediato), mediano y largo plazo, para lo que es necesario el plan de mantenimiento y la información concerniente a la tecnología utilizada. En este caso en particular, el tiempo de recuperación de la inversión es de 3 años (cálculo mostrado en la presentación del trabajo). Puesto que el tiempo de vida de este proyecto se estima de 10 años, la inversión se encuentra holgadamente justificada.
- Teniendo en cuenta que en promedio el 65% de la energía eléctrica utilizada en aplicaciones industriales es consumida por motores eléctricos; el ahorro energético en el accionamiento de estos (trabajo a máxima eficiencia) es un factor predominante, y para el cual el variador de frecuencia está diseñado.
- Para cargas con torque cuadrático (como las bombas centrífugas) con regímenes entre 5 y 100%, el uso del variador de frecuencia se traduce en un ahorro energético evidente al entregarse sólo la energía necesaria para el proceso, como se menciona en el capítulo 4.
- Para sistemas con régimen de trabajo constante cercano al 100%, como este caso, el uso de variadores elimina la necesidad de válvulas de estrangulamiento. cuyas pérdidas son del orden del 20 al 40% (ver www.thermexcel.com o www.spiraxarco.com). Estas pérdidas están presentes aún cuando las válvulas se encuentren completamente abiertas, según lo indica el capítulo 4.
- No sólo el ahorro energético sustenta el uso de variadores de frecuencia, sino la mejora inherente en el control del motor, esto es de la calidad del proceso. Mejorar la controlabilidad del motor es reducir el esfuerzo mecánico y eléctrico

en el equipamiento y, por tanto, los costos de mantenimiento, incrementando su tiempo de vida útil, y reduciendo el calibre de cables y dimensiones eléctricas generales, esto es, ahorro de dinero.

- El uso de marcas determinadas delimita las opciones de solución. En este caso, por ejemplo, las opciones para el sistema de comunicaciones se limitaron a las disponibles de los equipos utilizados. Puesto que no todo el equipo utilizado era ABB, no fue posible el uso de protocolos propietarios. En general, se recomienda la utilización de protocolos abiertos para la versatilidad del sistema macro.
- De acuerdo a lo mostrado en el capítulo 5, la selección del controlador (PM856) se fundamenta en el hardware disponible (puertos de comunicación). La capacidad utilizada de procesamiento (33%) y de la memoria disponible (36%) es adecuada incluso para la estación de mayor complejidad. Sin embargo, es recomendable que estos valores no sean mayores a 80 y 50%, para utilización de procesamiento y memoria respectivamente.
- Los equipos de control por lo general consumen bajas corrientes (orden de las décimas de amperio), por lo que la capacidad del cargador y de las baterías para el sistema de autonomía es pequeña (8A, 33A-h respectivamente). Los valores disponibles en el mercado (8A, 40A-h) aseguran una autonomía incluso mayor a la exigida en los requerimientos, mencionado en el capítulo 5.
- Debido a la reducida cantidad de instrumentos (máximo 5 en la Cisterna), a la limitada data, y a las cortas distancias (menores que 15m) de estos con respecto al controlador, se utiliza el lazo de corriente 4-20mA. Puesto que la mayoría de instrumentos cuentan con salida analógica de este tipo, no es

necesario incluir hardware adicional para la lectura de datos de estos. Esto se explica en detalle en el capítulo 6.

- De acuerdo a lo expuesto en el capítulo 6, el protocolo MMS sobre Ethernet es utilizado para la comunicación de los controladores por las prestaciones que ofrece en las que se incluyen: librerías de programación pre-definidas, sin hardware adicional, velocidades de transmisión de 10Mbps y conexión multipunto.
- El uso de wireless a través de la radiofrecuencia es utilizado como medio de transmisión de datos por eliminar el tendido de cables a través de largas distancias. No sólo las distancias sino también el hecho de tratarse de una zona pública y en proceso de urbanización, hacen que algunos de los trabajos de alumbrado o de agua y desagüe pongan en peligro el tendido de cables.
- GPRS es propuesto por su amplia cobertura consecuencia de las mejoras actuales del sistema telefónico implementado a nivel de Lima, con mayor intensidad. Además, la implementación de GPRS no demanda altos costos al aprovechar un gran porcentaje del hardware instalado.
- La correcta implementación de un modelo preventivo de mantenimiento asegura el adecuado funcionamiento de los equipos, limita (o elimina) los tiempos de pérdidas de producción por fallas de equipo e incrementa el tiempo de vida de los mismos, tal como se detalla en el capítulo 7.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] ABB Automation Products. *1SDC007200E202. Building and Automation Products Catalogues*. 2007.
- [2] ABB Automation Products AB. *3BSE021358R201 Rev B. IEC 61131 Control Languages*. October 2001.
- [3] ABB Automation Technology Products AB Control. *3BSE020923R4101. General Information and Installation*. June 2005.
- [4] ABB Automation Technology Products AB Control. *3BSE020924R4101. Modules and Termination Units*. June 2005.
- [5] ABB Automation Technology Products AB Control. *3BSE035982R4001. Communication Protocols and Design*. October 2004.
- [6] ABB Automation Technology Products AB Control. *3BSE036351R4101.AC800M Controller Hardware. Hardware and Operation*. May 2005.
- [7] ABB Automation Technology Products AB Control 3BSE042517. *Communication performance with reduced speed on Control Network*. ABB. October 2005.
- [8] ABB Automation Technology Products AB Control *Guide2Q4 the lifecycle benefits of Fieldbus EN*. University of Wales College, Newport. 2006.
- [9] ABB Oy. *3AFE64804588.ACS550-01/U1 Drives*. December 2004.
- [10] Ablong Tony. *Wireless an Alternative Telecommunication Channel*. October 2004.
- [11] Bavosa Alan. *GPRS Security Threats and Solution Recommendations*. June 2001.
- [12] Brahim Ghribi, Luigi Logrippio. *Understanding GPRS: the GSM packet radio service Telecommunications Software Engineering Research Group, School of Information Technology and Engineering, University of Ottawa, Ottawa*. 2000.

- [13] Britton Gerald, Kubert Byron, Chapin John. *RF. Over ETHERNET for Wireless Infrastructure*. Vanu, Inc., Cambridge, MA, USA. 2005.
- [14] Chai Ning, Sain Yeo Boon, Huat Chew Yong. *Location management for GPRS*. September 2005.
- [15] Eichelburg Walter K. *Distributed Wireless Automation Using GPRS/3G*. November 2005.
- [16] Hesselbach Xavier, Altés Jordi. *Análisis de redes y sistemas de comunicaciones*. Universitat Politècnica de Catalunya. 2002.
- [17] IEEE Std. 519-1992. *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power System*.
- [18] Magnus Kjellberg, Sören Kling. *Softstarter Handbook*. ABB Automation Technology Products AB Control. February 2003.
- [19] Meo Michela, Ajmone Marco Marsan. *Resource management policies in GPRS systems*. 2004.
- [20] Ministerio de Transportes y Comunicaciones. *Decreto Supremo N° 027-2004-MTC*. 2004.
- [21] Organización Panamericana de la Salud. *Guía para el diseño de estaciones de bombeo de agua potable*. Lima, 2005.
- [22] Peng Chengyuan. *GSM and GPRS Security*. Helsinki University of Technology. 2000.
- [23] Ponce Enrique de Miguel, Molino Tortosa Enrique. *Redes inalámbricas IEEE 802.11*. Universidad Politècnica de Valencia. 2005.
- [24] Systems Integration Specialists Company, Inc. *Overview and Introduction to the Manufacturing Message Specification (MMS).Rev2*. 1995.
- [25] <http://www.abb.com>
- [26] <http://www.asturagua.com>
- [27] <http://www.amphenol.com>
- [28] <http://www.claro.com.pe>
- [29] <http://www.consorcioaa.com>

- [30] <http://www.danfoss.com>
- [31] <http://www.data-linc.com>
- [32] <http://www.dorot.com>
- [33] <http://www.eichelburg.com>
- [34] <http://www.engineeringtalk.com>
- [35] <http://www.fieldbus.org>
- [36] <http://www.hidrostal-peru.com>
- [37] <http://www.hyperlinktech.com>
- [38] <http://www.intel.com/network/connectivity>
- [39] <http://www.isa.org/books>
- [40] <http://www.morgandoyle.co.uk>
- [41] <http://www.mtc.gob.pe/portal/itramites.htm>
- [42] <http://www.ocarc.ca/coax.htm>
- [43] <http://www.opceurope.org>
- [44] <http://www.opcfoundation.org>
- [45] <http://www.samson.de>
- [46] <http://www.sedapal.com.pe>
- [47] <http://www.siemens.com>
- [48] <http://www.sisconet.com>
- [49] <http://www.smar.com>
- [50] <http://www.tessco.com>
- [51] <http://www.topworx.com/network/overview.html>
- [52] <http://www.violasystems.com>
- [53] <http://www.westermo.com>
- [54] <http://www.wi-fi.org>
- [55] <http://www.yuasaiberia.com>

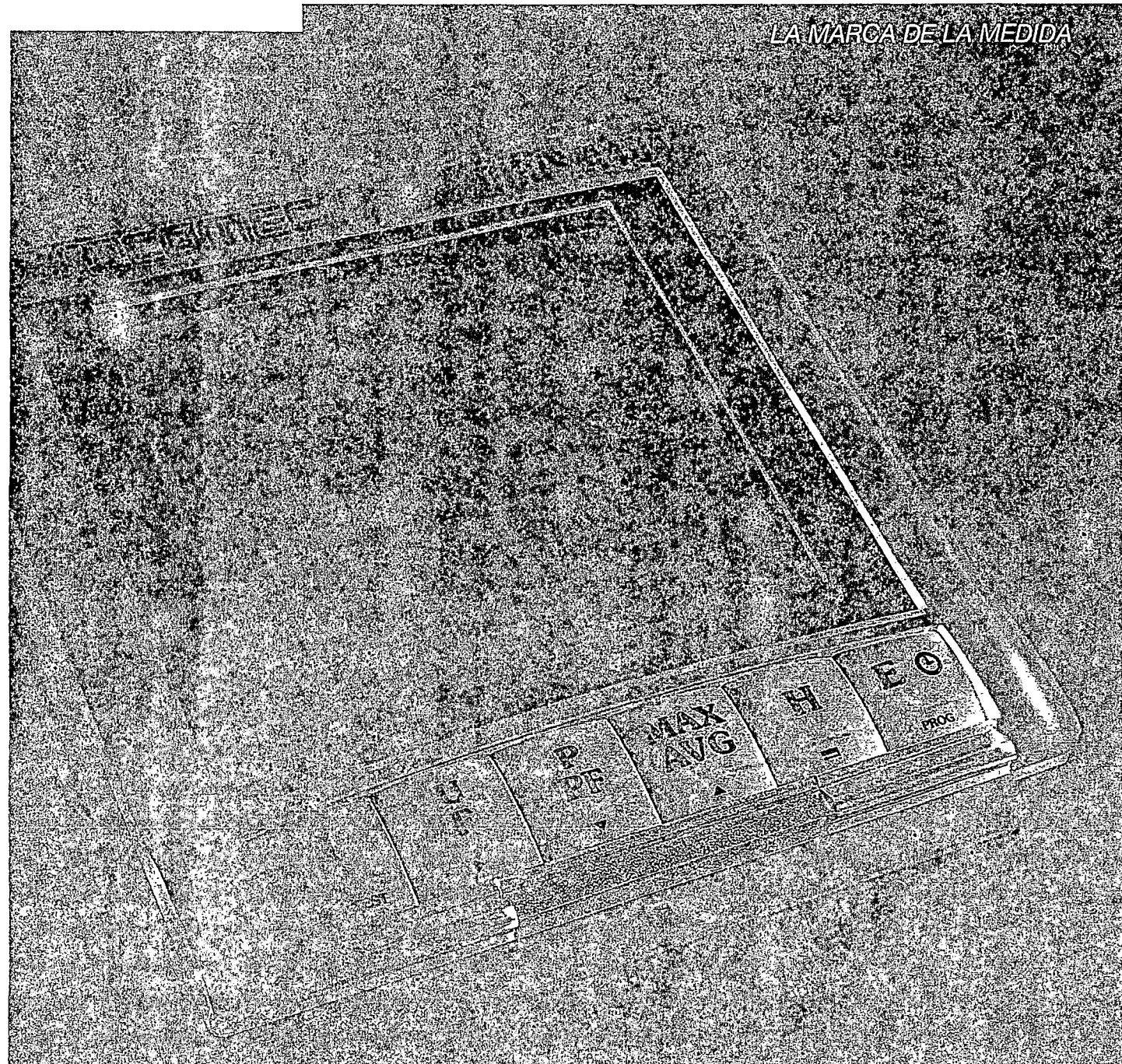
ANEXO

ANEXO 1

DIRIS[®] A

El analizador de redes multifunciones
PARA LA MEDIDA Y VIGILANCIA DE SUS REDES ELÉCTRICAS

LA MARCA DE LA MEDIDA



GRUPO SOCOMEC INTERRUPTORES INDUSTRIALES Y SAIS

SOCOMEC
Sistemas de Corte y Protección

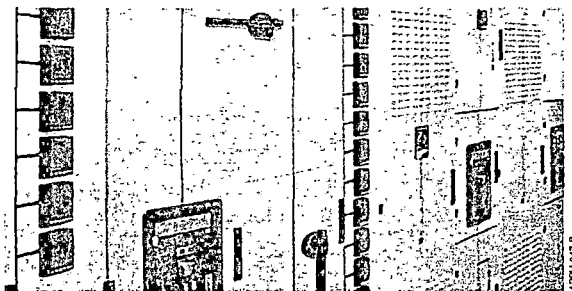
Sistema **DIRIS**[®]: la referencia

Las instalaciones eléctricas son cada vez más complejas siendo que los tiempos de intervención y los medios asignados son cada vez más limitados...

Con el sistema **DIRIS**[®], SOCOMEC desarrolla desde hace más de 10 años un sistema completo, compuesto de productos y programas destinados a asegurar el control y la vigilancia de todas las redes eléctricas, a saber:

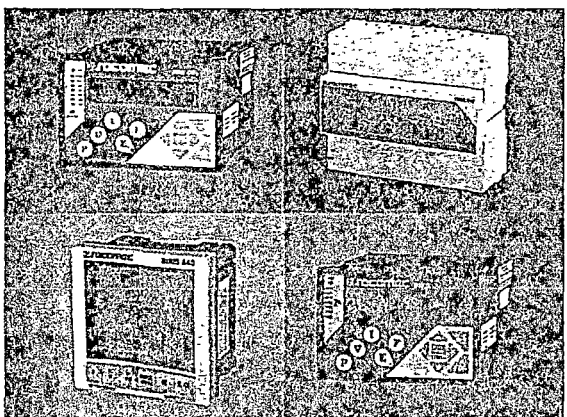
- la medición y la vigilancia de todos los parámetros eléctricos
- el contaje y la gestión de las energías (electricidad, agua, gas...)
- el control y el mando a distancia de los aparatos
- la protección de las redes.

Miles de usuarios, integradores, cuadristas y operadores optimizan actualmente el coste y el servicio de sus instalaciones gracias a las soluciones innovadoras del sistema **DIRIS**[®].



Control y gestión de la energía: una oferta completa

Líder en este mercado, SOCOMEC propone una gama de aparatos de control y de gestión de energía, utilizables en todos los tipos de redes eléctricas de los sectores industriales o terciarios.



La nueva generación **DIRIS**[®] A para la multimedia (**DIRIS**[®] A20), o el control (**DIRIS**[®] A40 o A41) impulsa las ventajas del producto hacia:

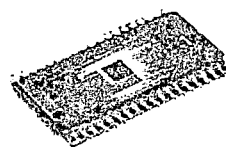
- mayor facilidad de instalación
- más precisión
- mayor visibilidad del display
- más facilidad de acceso a la información

Estos productos se pueden operar a distancia a partir del software **CONTROL VISION** u otros sistemas (Autómata, GTC...).

Para más información: www.socomec.com

PRECISIÓN DE LA MEDIDA

Se ha integrado una importante innovación, para mejorar la calidad de las medidas y los niveles de precisión, en forma de un componente electrónico (ASIC) estudiado especialmente para los analizadores de redes **DIRIS**[®].

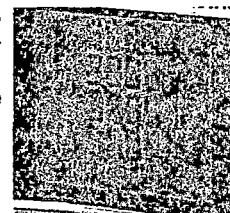


DIRIS 589 A

DISPLAY OPTIMIZADO

Los **DIRIS**[®] A han sido optimizados para la visualización de las medidas eléctricas de la instalación.

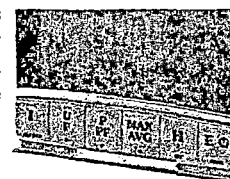
Disponen de un display LCD de alta visibilidad, de gran tamaño con retroiluminación programable.



DIRIS 591 A

RAPIDEZ DE ACCESO

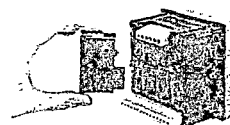
Gracias a sus teclados con teclas grandes, se puede acceder fácil y rápidamente a las informaciones deseadas sin pasar por menús de navegación fastidiosos.



DIRIS 601 A

EVOLUCIÓN SEGÚN NECESIDADES

Las necesidades evolucionan con el tiempo. Así los **DIRIS**[®] A disponen de módulos opcionales que permiten añadir en cualquier momento funciones adicionales como la comunicación digital y analógica, el análisis espectral de armónicos, la gestión de las alarmas, el control y el mando de aparatos, así como la transferencia de la información de los impulsos recibidos.

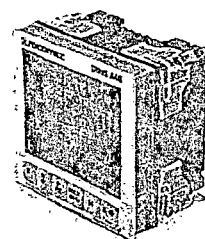


DIRIS 596 A

FACILIDAD DE INTEGRACIÓN

Los **DIRIS**[®] A han sido estudiados para facilitar al máximo su integración en todos los tipos de cuadros con:

- un caja de 96 x 96 x 60 mm y 80 mm con opción
- bornes de conexión fáciles de usar que aseguran un cableado rápido
- una fijación simplificada mediante clips.
- un diseño innovador que realiza la imagen de vuestros equipos
- un menú "test" para la corrección de una conexión incorrecta.



DIRIS 592 A

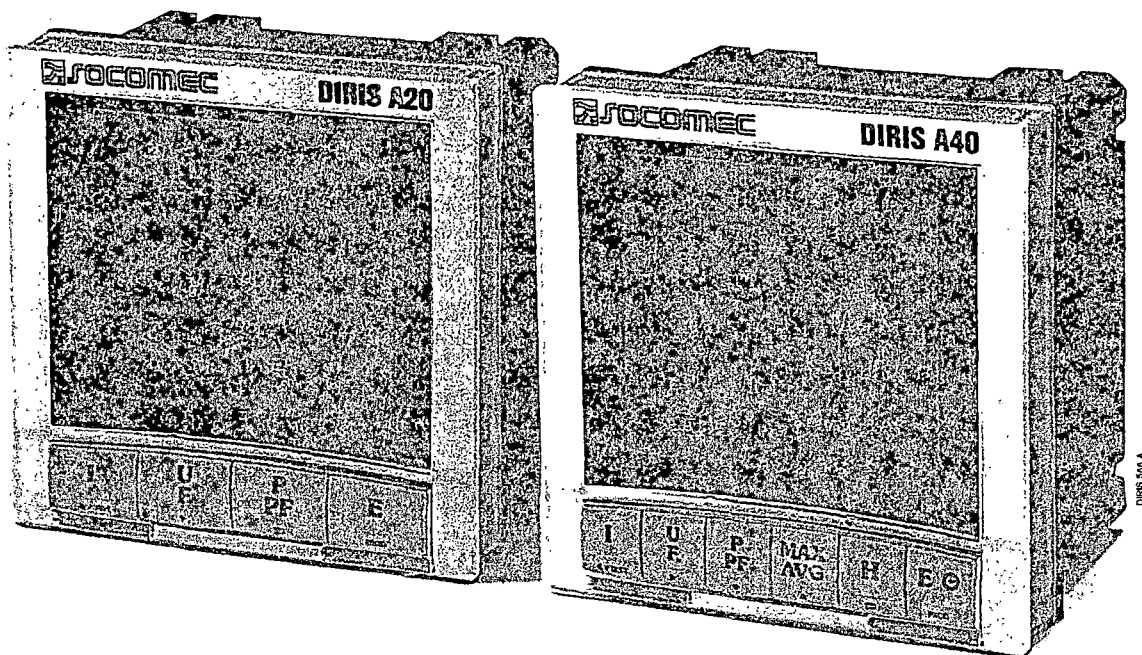
DIRIS[®] A20 y A40

LA MARCA DE LA MEDIDA

Una solución universal multifunciones

Los DIRIS[®] A son analizadores de redes que permiten optimizar el funcionamiento de sus redes eléctricas para:

- reducir los costes de funcionamiento
- disminuir las pérdidas de producción
- optimizar los costes de mantenimiento
- mejorar el rendimiento de la instalación



Medir

todos los parámetros eléctricos para verificar el buen funcionamiento de sus redes.

Vigilar

sus redes eléctricas mediante la gestión de alarma en función de los niveles de carga de las salidas o por pérdidas de fases.

Analizar

la calidad de la energía por la descomposición de los armónicos por fases para evitar el calentamiento de los cables, la sobrecarga de los transformadores o el envejecimiento del material.

Contabilizar

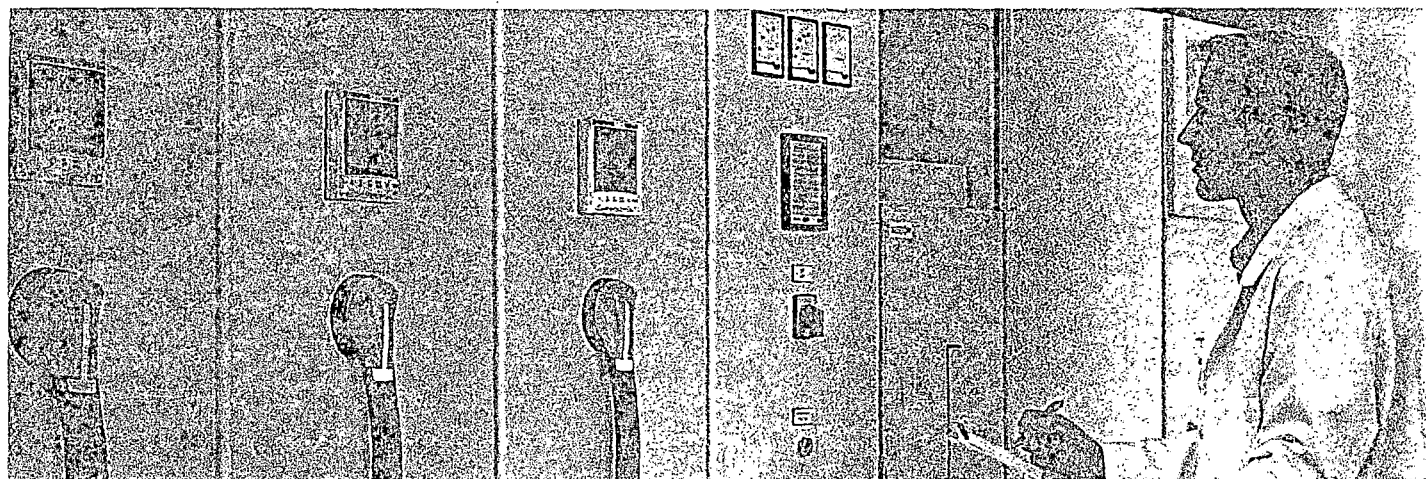
las energías consumidas por edificios o por líneas de fabricación para distribuir y optimizar los costes de energía.

Mandar

el disparo o el cierre a distancia de los equipos de protección de las salidas (iluminación, motor, línea de fabricación, calefacción, climatización, etc.).

Centralizar

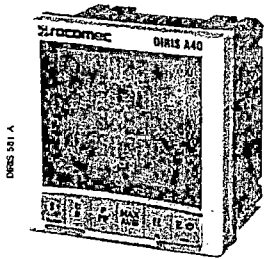
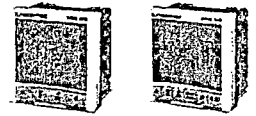
todas las informaciones vía un bus de comunicación (RS-485 JBUS/MODBUS o PROFIBUS-DP) o mediante salidas analógicas.



Una evolución inteligente

LAS FUNCIONES ESTANDARES

Los modelos **DIRIS® A** estándar están equipados con las funciones siguientes:

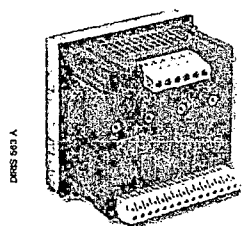


	DIRIS® A20	DIRIS® A40 / A41
MEDIDAS EFICACES INSTANTÁNEAS		
De la intensidad (3I, In)	•	•
4° TC para la medida de la intensidad del neutro (In) en las redes perturbadas con armónicos		A41
De la tensión simple y compuesta (3V, 3U)	•	•
De la frecuencia (F)	•	•
De la potencia activa, reactiva y aparente total (+ΣP, +ΣQ, ΣS)	•	•
De la potencia activa, reactiva y aparente por fase y total (±3P, ±3Q, 3S, ±ΣP, ±ΣQ, ΣS)		•
Del factor de potencia total (ΣPF)	•	
Del factor de potencia por fase y total (3PF ^{1/3} , ΣPF ^{1/3})		•
MEDIDAS DE LOS VALORES MEDIOS Y MÁXIMOS		
De la intensidad máxima (3I, In)	•	•
De la potencia activa total (ΣP+)	•	
De la potencia activa, reactiva y aparente total (±ΣP, ±ΣQ, ΣS)		•
MEDIDAS DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA		
Del grado de distorsión de armónicos hasta el rango 51 para las intensidades y la tensiones (THD 3I, In, 3V, 3U)		•
CONTADORES		
Energía activa y reactiva en 2 cuadrantes (+kWh, +kvarh)	•	
Energía activa, reactiva y aparente en 4 cuadrantes (±kWh, ±kvarh, KVAh)		•

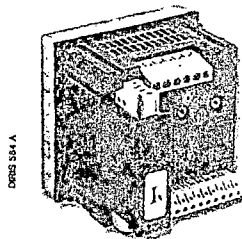
LAS FUNCIONES OPCIONALES

Para sus necesidades específicas, se podrán añadir funciones adicionales por módulos enchufables (máximo 4 para **DIRIS® A40** y 3 para **DIRIS® A41**).

DIRIS® A20/A40



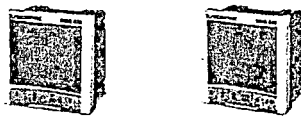
DIRIS® A41



	DIRIS® A20	DIRIS® A40 / A41
SALIDAS DE IMPULSOS		
1 salida de impulsos configurables (tipo, peso y duración del impulso)	•	
2 salidas de impulsos configurables (tipo, peso y duración del impulso)		•
SALIDAS DE IMPULSOS Y ARMÓNICOS		
2 salidas de impulsos configurables (tipo, peso y duración del impulso)		•
Análisis espectral de los armónicos por rango y por fase para los 3I, In, 3V y 3U hasta el rango 15		•
COMUNICACIÓN		
RS-485 con protocolo JBUS/MODBUS (velocidad hasta 38 400 baudios): 1 módulo	•	•
RS-485 con protocolo PROFIBUS DP (velocidad hasta 1,5 Mbaudios): 2 módulos		•
SALIDAS ANALÓGICAS		
2 salidas configurables en 3I, In, 3V, 3U, F, ±ΣP, ±ΣQ, ΣS y ΣPF ^{1/3}		•
Se pueden conectar como máximo 2 módulos, es decir 4 salidas analógicas.		
2 ENTRADAS - 2 SALIDAS		
2 salidas dedicadas a la vigilancia de los 3I, In, 3V, 3U, F, ±ΣP, ±ΣQ, ΣS, ΣPF ^{1/3} , THD 3I, THD In, THD 3V, THD 3U y del contador horario (memorización de las últimas 3 alarmas) o del mando a distancia. 2 entradas para el cálculo de los impulsos.		•
Se pueden conectar como máximo 3 módulos, es decir 6 entradas/salidas, pero únicamente 2 salidas para la vigilancia.		

Rendimiento y supervisión

CARACTERÍSTICAS



	DIRIS® A20	DIRIS® A40 /A41
TIPO DE MEDIDA		
Red utilizada (3 F, 3P+N, y monofásica)	BT	BT/AT
Eficacia verdadera hasta el armónico 51		51
PRECISIÓN DE LAS MEDIDAS*		
Corriente y tensión		0,2%
Potencia		0,5%
Frecuencia		0,1%
Energía activa		Clase 0,5S IEC 62053-22
Energía reactiva		Clase 2 IEC 62053-23
PERIODO DE ACTUALIZACIÓN		
Medición		1 s
ENTRADAS DE CORRIENTES		
Primario del transformador de corriente		5 a 10000 A
Secundario del transformador de corriente	5 A	5 A y 1 A
Rango de medición	5 mA a 6 A	10 mA a 20 A
Sobrecarga admisible		50 A - 1 s
Consumo	< 0,6 VA	< 0,1 VA
Aislamiento galvánico		2,5 kV
Secundario de los TC a la tierra		si
ENTRADAS DE TENSIONES		
Medida directa	50 a 500 V AC	17 a 700 V AC
Medida a partir de TP (secundario 60, 100, 110, 115, 120, 173 y 190 V)	nd	hasta 500 kV AC
Frecuencia		45 a 65 Hz
Aislamiento galvánico		2,5 kV
ALIMENTACIÓN AUXILIAR		
Estándar	110 a 400 V AC ±10% 120 a 350 V DC ±20%	
Otros	nd	12 a 48 V DC -6/+20%
ENTRADAS		
Tipo	nd	Optocopleadas (10 a 30 V DC)
SALIDAS DE VIGILANCIA O MANDO		
Tipo	nd	Relé REED (230 V AC - 0,5 A - 10 VA)
SALIDA(S) DE IMPULSOS		
Tipo		Relé REED (100 V DC - 0,5 A - 10 VA)
SALIDAS ANALÓGICAS 0/4 - 20 mA		
Resistencia de carga	nd	0 a 600 Ohms
Tiempo de respuesta	nd	1 s

*Aplicable en DIRIS® A40/A41 a partir de setiembre de 2005.

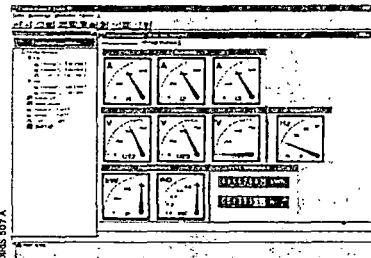
REFERENCIAS

DIRIS® A20	
DIRIS® A20 alimentación 110 a 400 V AC y 120 a 350 V DC	4825 0A20
Módulo salida de impulsos (DIRIS® A20)	4825 0080
Módulo comunicación JBUS/MODBUS (DIRIS® A20)	4825 0082
DIRIS® A40/A41	
DIRIS® A40 alimentación 110 a 400 V AC y 120 a 350 V DC	4825 0A40
DIRIS® A40 alimentación 12 a 48 V DC	4825 1A40
DIRIS® A41 alimentación 110 a 400 V AC y 120 a 350 VDC	4825 0A41
DIRIS® A41 alimentación 12 a 48 VDC	4825 1A41
Módulo salidas de impulsos (DIRIS® A40 & A41)	4825 0090
Módulo salidas de impulsos ± Armónicos (DIRIS® A40 & A41)	4825 0091
Módulo comunicación JBUS/MODBUS (DIRIS® A40 & A41)	4825 0092
Módulo comunicación PROFIBUS-DP (DIRIS® A40 & A41)	4825 0096
Módulo salidas analógicas (DIRIS® A40 & A41)	4825 0093
Módulo vigilancia o control/mando (DIRIS® A40 & A41)	4825 0094

SUPERVISIÓN DEDICADA

Para operar los DIRIS® A a distancia, el software CONTROL VISION permite:

- centralizar y visualizar todas las medidas eléctricas
- crear curvas de cargas
- realizar secuencias programadas de mediciones
- gestionar los históricos de las alarmas



Visualización de todos los parámetros eléctricos, mediante indicadores analógicos o digitales.

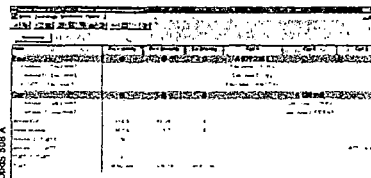
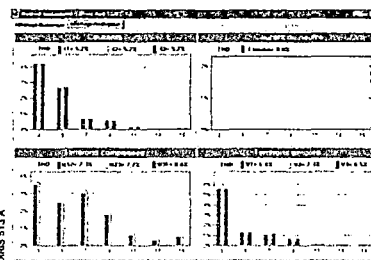
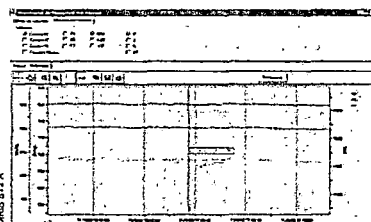


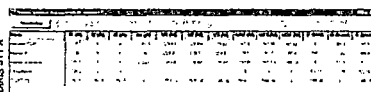
Tabla de consumos de las energías (electricidad, agua, gas, etc.) o de impulsos contabilizados por todos los DIRIS®.



Visualización de los armónicos del rango 3 al 15, a través de una tabla o un bargrafo.

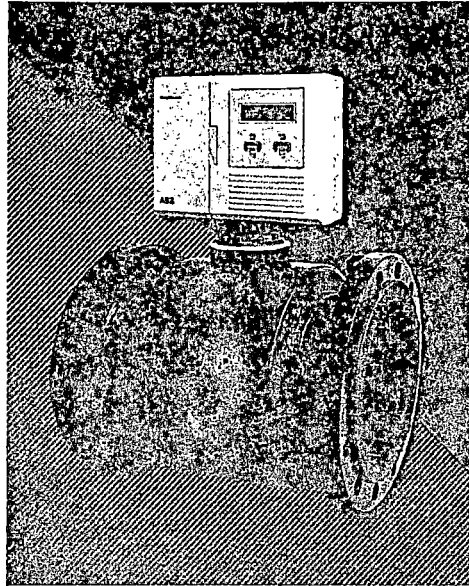


Memorización en una tabla almacenada en la base de datos de todas las medidas eléctricas definidas en los DIRIS® mediante una "exploración permanente" (visualizado en función de un periodo seleccionado).



Visualización mediante una tabla de todas las medidas eléctricas de cada DIRIS® presente en la red.

ANEXO 2



Factory
Mutual
System
Approved

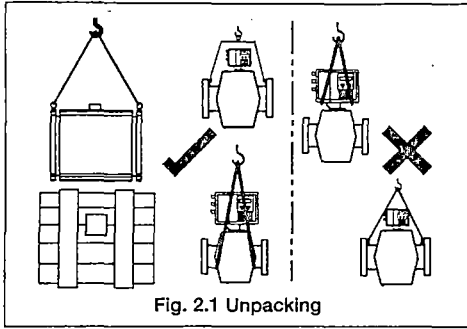


Cenelec/ATEX

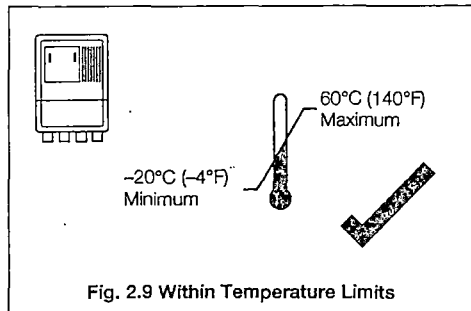
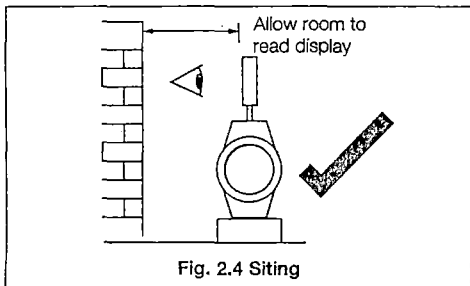
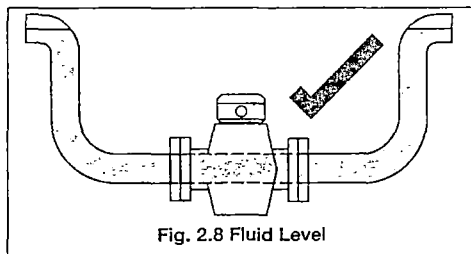
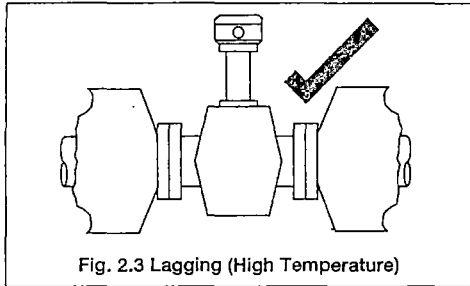
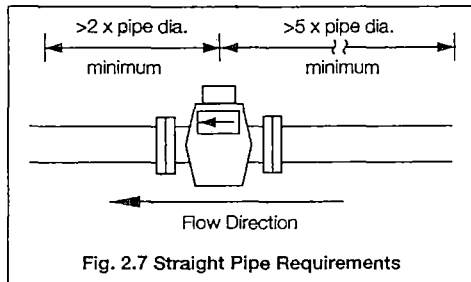
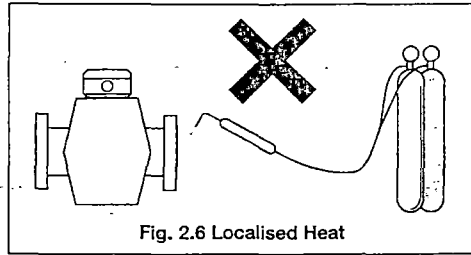
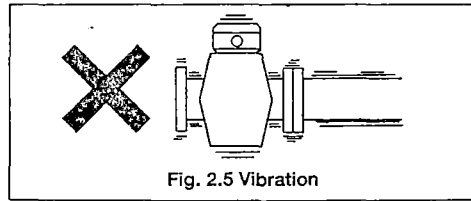
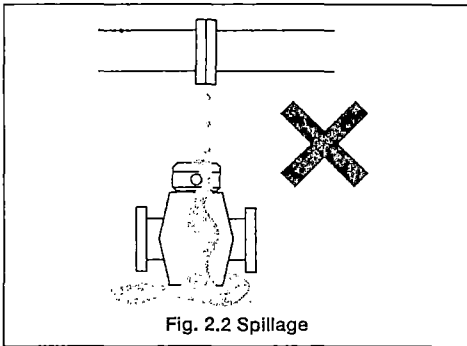
ABB
ABB

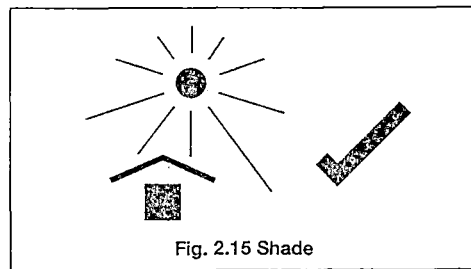
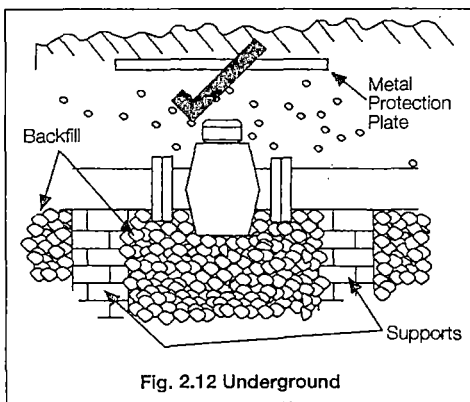
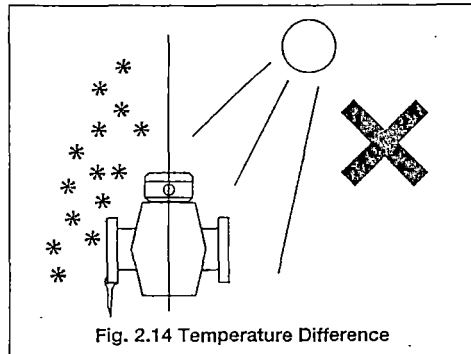
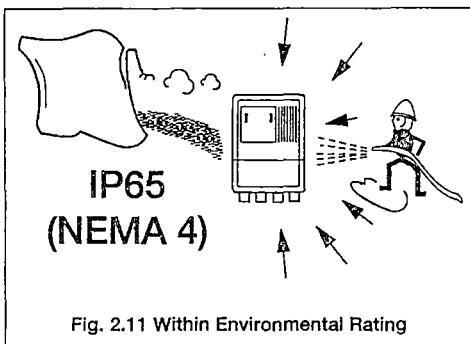
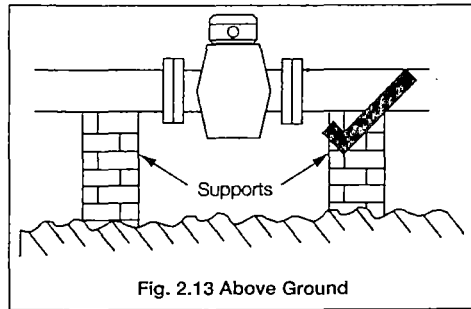
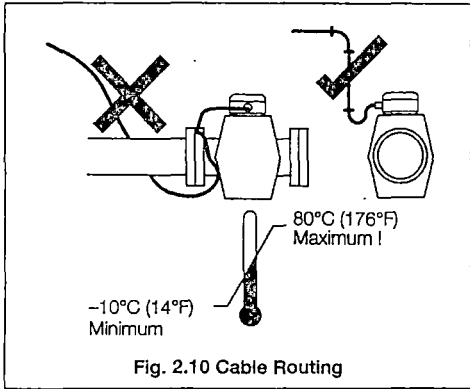
2 MECHANICAL INSTALLATION

2.1 Unpacking



2.2 Installation Conditions





SPECIFICATION

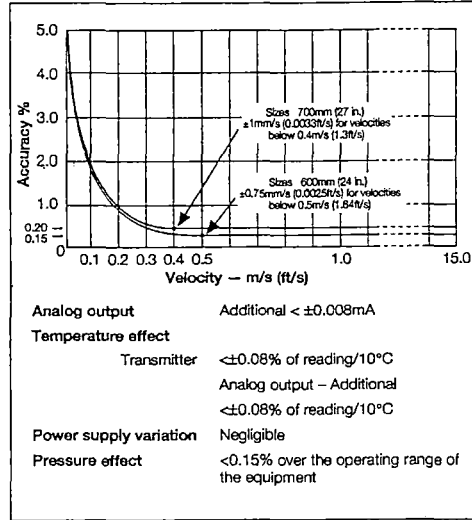
Specification – Sensor

Sizes

Sizes mm (in.)	Flow Range	
	Minimum m ³ /h (US g/min)	Maximum* m ³ /h (US g/min)
15 (0.6)	0.005 (0.021)	.6 (28)
20 (0.8)	0.009 (0.038)	11 (50)
25 (1)	0.014 (0.059)	17 (77)
40 (1.6)	0.035 (0.15)	45 (197)
50 (2)	0.053 (0.23)	71 (311)
65 (2.5)	0.089 (0.40)	119 (525)
80 (3)	0.136 (0.59)	181 (796)
100 (4)	0.21 (0.94)	283 (1243)
150 (6)	0.47 (2.10)	640 (2797)
200 (8)	0.84 (3.73)	1130 (4974)
250 (10)	1.32 (5.83)	1770 (7771)
300 (12)	1.91 (8.4)	2540 (11190)
350 (14)	2.60 (11)	3460 (15230)
400 (16)	3.39 (15)	4520 (19890)
450 (18)	4.29 (19)	5730 (25180)
500 (20)	5.3 (23)	7070 (31090)
600 (24)	7.6 (33)	10180 (44760)
700 (28)	14 (46)	13850 (60920)
760 (30)	16 (52)	15900 (69930)
800 (31)	18 (60)	18100 (79560)
900 (35)	23 (75)	22900 (100700)
1000 (39)	28 (93)	28300 (124300)
1050 (41)	31 (112)	34200 (150400)
1200 (47)	41 (134)	40700 (179000)
1400 (55)	55 (182)	55400 (243700)
1500 (59)	64 (208)	63600 (279700)
1600 (63)	72 (238)	72400 (318300)
1800 (71)	92 (302)	91600 (402800)
2000 (79)	113 (372)	113100 (497400)
2200 (87)	136 (451)	137000 (602000)

* Based on 10ms⁻¹ (33fts⁻¹), but instrument capability in excess of 15ms⁻¹ (50fts⁻¹)

Accuracy (under forward flow reference conditions)



...Specification – Sensor

Wetted Material

Lining

Suitable for potable water and waste water
(all materials UKWFS listed)
Contact factory for non-standard materials

Electrodes

Stainless steel 316
Contact factory for non-standard materials

Flanges

Carbon steel

Pressure limitations

≤800mm as flange rating
≥700mm 6, 10 or 16 bar

Environmental protection

IP68 (NEMA6)
Buriable to 5m (16 ft) depth

Pressure equipment directive 97/23/EC

This product is applicable in networks for the supply, distribution and discharge of water and associated equipment and is therefore exempt.

Conductivity

≥5µS/cm

End connections

PN6 ANSI B16-5 Class 150
PN10 ANSI/AWWA C207 Class B & D
PN16 AS2129 Table 'C'
or BS10/AS2129 Table 'D' & 'E'

Electronic Display Unit

Mounting

Integral with sensor
OR
Remote up to 100m (325 ft)
Longer lengths available on request

Housing

IP65 (NEMA4)
Glass-loaded polypropylene, polycarbonate window ULVO rated

Electrical connections

20mm glands, or accepts
1/2 in. NPT connections

Sensor cable

ABB cable supplied as standard
Armored version available on request

Power supply*

Voltage Type	Voltage Range (V) Absolute rating	Frequency (Hz)	VA
AC	85 to 265	47 to 440	<20
DC	11 to 40	-	<20

*Power supply fully isolated

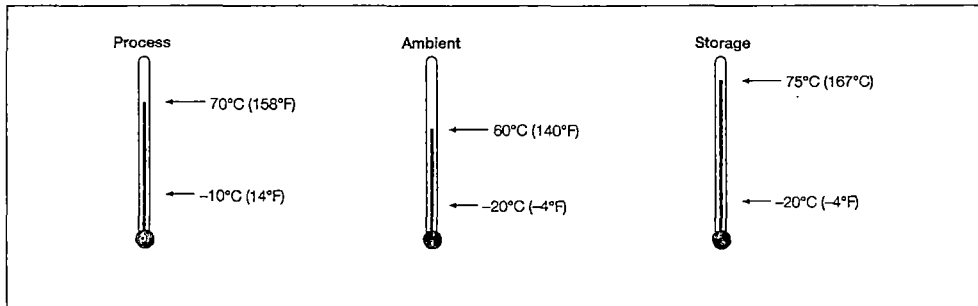
Liquid Sensing

Drives output to zero with an empty pipe

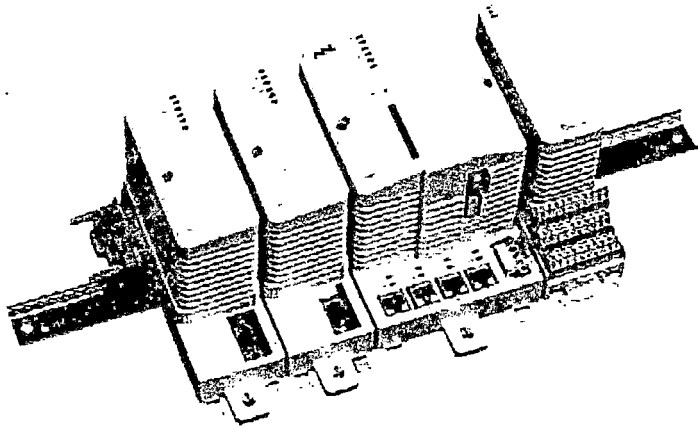
Languages

Operation in English, French, German, Spanish, Italian, Dutch plus others on application

Temperature Ranges



ANEXO 3



AC 800M is a family of rail-mounted modules, consisting of CPU:s, communication modules, power supply modules and various accessories. There are more than five CPU modules to choose from, from medium power and low cost to high power and support for full redundancy.

The AC 800M family does also include an IEC 61508-SIL2 certified controller (PM865), which supports controller configurations for:

- Safety application
- Combined Process Automation and Safety application

CPU's / Features (require Control Software 5.0 SP1)	PM851	PM856	PM860	PM861A	PM864A	PM865
Processor Unit	PM851K01 incl: 1 PM851 CPU and required optional items	PM856K01 incl: 1 PM856 CPU and required optional items	PM860K01 incl: 1 PM860 CPU and required optional items	PM861AK01 incl: 1 PM861A CPU and required optional items PM861AK02 incl: 2 PM861A CPUs and required optional items	PM864AK01 incl: 1 PM864A CPU and required optional items PM864AK02 incl: 2 PM864A CPUs and required optional items	PM865AK01 incl: 1 PM865K01 CPU and required optional items PM865AK02 incl: 2 PM865K02 CPUs and required optional items
Optional items (partly included in Processor Units, see Price List)	TP830 Baseplate, TP850 CEX-bus term., TK850 CEX-bus cable, TB807, ModulBus term, Battery RAM backup, TB852 RCU-link term, TB851 RCU-link cable, SB821 External Battery Unit, TK212 Tool cable, TC562 Short Distance Modem, TK853V020 Modem cable, BC810K02 CEX-bus Interconnection unit, TK851V010 Connection cable, SD821/SD822/SD823 Power Supply, SS822 Voiting Unit, Mains Breaker Kit, SM810 Safety module					
High Integrity Controller	No	No	No	No	No	Yes
Clock frequency	24 MHz	24 MHz	48 MHz	48 MHz	96 MHz	96 MHz
Memory (RAM)	8 Mb	8 Mb	8 Mb	16 Mb	32 Mb	32 Mb
RAM available for application	2.552 Mb	2.552 Mb	2.552 Mb	8.024 Mb	24.393 Mb	24.393 Mb
Processor type	MPC860	MPC860	MPC860	MPC860	MPC862	MPC862
Compact Flash memory for storage of application and data (CF memory: type 1; 3 mm thickness)	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	No
CPU redundancy support	No	No	No	Yes	Yes	Yes
Switch over time in red. conf.	-	-	-	max 10 ms	max 10 ms	max 10 ms
Performance, 1000 boolean operations (a=b and c)	0.46 ms	0.46 ms	0.23 ms	0.23 ms	0.15 ms	0.15 ms

Features / CPUs	PM851	PM856	PM860	PM861A	PM864A	PM865
No. controllers per control projects	32					
No. of applications per control project	256					
No. of applications per controller	8					
No. of programs per application	64					
No. of tasks per controller	32					
Number of different cycle times	32					
Cycle time per application programs	Down to 1 ms					
Flash PROM for firmware storage	2 Mb flash					4 Mb flash
Power supply	24 V DC (19.2-30 V DC) max 5 % ripple acc. to IEC 61131-2					
Power consumption +24 V	typ/max: 180/300 ma	typ/max 180/300 ma	typ/max 180/300 ma	typ/max 250/430 ma	typ/max 287/487 ma	typ/max 287/487 ma
Power dissipation	typ 5.0 W	typ 5.0 W	typ 5.0 W	typ 6.0 W	typ 6.9 W	typ 6.9 W
Power Reservoir	Internal 5 ms power reservoir, sufficient for the CPU to make a controlled power down					
Power supply connector	Detachable 4-pole screw terminal block					
Redundant power supply status inputs	Yes: 2 inputs designated SA, SB (Max 30 V, high level >15 V, low level < 8 V)					
Built-in back-up battery	Type: Lithium, 3.6 V, 0.95 Ah, size 1/2 AA, 0.3 g Lithium content					
Back-up time internal battery	min 48 hours	min 48 hours	min 48 hours	min 118 hours	min 235 hours	min 235 hours
Back-up time external battery (SB821)	min 4 weeks	min 4 weeks	min 4 weeks	min 12 weeks	min 24 weeks	min 24 weeks
Back-up time external rechargeable battery (SB822)	min 100 hours	min 100 hours	min 100 hours	min 240 hours	min 490 hours	min 490 hours
Real-time clock stability	100 ppm (approx. 1 h/year)					
Clock synchronization	1 ms between AC 800M controllers by CNCP protocol					
OPC Server subscriptions	Five (5) OPC clients with five (5) OPC groups each can be connected to the OPC Server and have subscriptions on 40,000 different <i>data</i> variables with a cycle time of 500 ms					
OPC Server update rate	0.1 s - 1 hour (1 s default)					
OPC Servers per controller	Max 2					
OPC clients per OPC server	Max 5					
Event queue in Controller per OPC client	Up to 3000 events					
AC800M transm. speed to OPC server	36-86 events/sec, 113-143 data messages/sec (PM864, 50 % load, 1 500 subscription queue)					
Comm. modules on CEX bus	1	12	12	12	12	12
Supply current on CEX bus	Supply current: Max 24 V - 2.4 A (fuse 3.15 A fast)					
I/O clusters on ModuleBus (local I/O)	1 el. + 1 opt.	1 el. + 7 opt.	1 el. + 7 opt.	1 el. + 7 opt.	1 el. + 7 opt.	1 el. + 7 opt.
I/O capacity on ModuleBus (local I/O) (Non redundant configuration only)	max 24 I/O modules	max 96 I/O modules	max 96 I/O modules	max 96 I/O modules	max 96 I/O modules	Limited; see user manual for details
ModuleBus scan rate	0 - 100 ms (actual time depending on number of I/O modules)					
Supply current on Electrical Modibus	Supply current: Max 24 V - 1.0 A (short circuit proof; fuse 2.0 A), Max 5 V - 1.5 A (short circuit proof)					
I/O capacity on Profibus (remote I/O)	Max 99 I/O stations (max 62 redundant I/O stations), max 24 I/O modules per I/O station (max 12 redundant I/O pairs)					
Ethernet channels	1	2	2	2	2	2
Ethernet interface	Ethernet (IEEE 802.3) - 10 Mbits/s, RJ-45, female (8-pole)					
Control Network protocol	MMS (Manufacturing Message Service)					
Control Network capacity	Up to 23 000 Boolean/s (<475 boolean/message) with 50 % CPU application load Up to 140 000 Boolean/s (<475 boolean/message) with <5 % CPU application load					
Recommended Control Network backbone	100 Mbit/s switched Ethernet					

Supported Communication modules	Profibus	Foundation Fieldbus	RS-232 C	MB300	INSUM	Drivibus	S100 I/O interface	Genius TRIO I/O	Satt I/O	Modbus TCP
Number of channels	1	1	2	2	1	1 main, 2 aux	1	1	1	2
Max units on CEX bus	12	6	12	12	6	2	12	12	4	12
Transmission speed	9.6 - 12,000 kbits/s	10/100 Mbits/s	75 - 19 200 b/s	10 Mbits/s, 200 Datasets/s	10 Mbits/s	4 Mbits/s	-	38.4 - 153.6 kbit/s	-	10/100 Mbits/s (Ch1), 10 Mbits/s (Ch2)
Cable redundancy	Yes	No	No	Yes	No	No	No	No	No	No
Module redundancy	Yes	Yes	No	No	No	No	No	No	No	Yes
Hot Swap	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Used together with High Integrity Controller	Yes	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	No	No	Yes
Connectors	DB female (9-pin)	RJ-45 female (8-pin)	RJ-45 female (8-pin)	RJ-45 female (8-pin)	RJ-45 female (8-pin)	Fiber-optic	Miniribbon (36-pin)	Phoenix (4-pin)	BNC	RJ-45 female (8-pin)
24 V current consumption	typ 190 ma	typ 100 ma	typ 100 ma	typ 150 ma	typ 150 ma	typ 200 ma	typ 200 ma	typ 190 ma	typ 120 ma	typ 160 ma
Protection class	IP20 according to EN60529, IEC 529									
Certification	Meets EMC directive 89/336 EEC acc. to EN 50081-2 and EN 61000-6-2									
- CE-marked	Meets EMC directive 89/336 EEC acc. to EN 50081-2 and EN 61000-6-2									
- UL508	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	No	Yes	Yes
- UL60079-15 (Class 1 Zone 2)	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	No	Yes	Yes
Dimensions	W 58 x H 186 x D 135 mm (2.3 x 7.3 x 5.3 in.)									
Weight (including base)	700 g (1.5 lb.)	455 g (0.9 lb.)	520 g (1.2 lb.)	700 g (1.5 lb.)	600 g (1.3 lb.)	700 g (1.5 lb.)	600 g (1.3 lb.)	600 g (1.3 lb.)	600 g (1.3 lb.)	700g (1.5 lb.)



ABB
 Process Automation Division
 Västerås, Sweden
 Phone: +46 (0) 21 32 50 00
 Fax: +46 (0) 21 13 78 45
www.abb.com/controlsystems
 e-mail: processautomation@se.abb.com

ABB
 Process Automation Division
 Wickliffe, Ohio, USA
 Phone: +1 440 585 8500
 Fax: +1 440 585 8756
www.abb.com/controlsystems
 e-mail: industrialitsolutions@us.abb.com

ABB
 Process Automation Division
 Singapore
 Phone: +65 6776 5711
 Fax: +65 6778 0222
www.abb.com/controlsystems
 e-mail: processautomation@sg.abb.com

ABB
 Process Automation Division
 Mannheim, Germany
 Phone: +49 (0) 1805 26 67 76
 Fax: +49 (0) 1805 77 63 29
www.abb.de/controlsystems
 e-mail: marketing.control-products@de.abb.com

3BSE047352 en B

© Copyright 2007 ABB. All rights reserved. Specifications subject to change without notice. Pictures, schematics and other graphics contained herein are published for illustration purposes only and do not represent product configurations or functionality. User documentation accompanying the product is the exclusive source for functionality descriptions. The Industrial[®] wordmark, Aspect Objects, and all above-mentioned names in the form XXXXXX[®] are registered or pending trademarks of ABB. All rights to other trademarks reside with their respective owners.

ANEXO 4

A.2 AI810 Analog Input Module, 0(4)...20 mA, 0(2)...10 V

A.2.0.1 Features

- 8 channels for 0...20 mA, 4...20 mA, 0...10 V or 2...10 V d.c., single ended unipolar inputs
- 1 group of 8 channels isolated from ground
- 12 Bit resolution
- Input shunt resistors protected to 30 V by PTC resistor
- Analog inputs are short circuit secured to ZP or +24 V
- EMC protection
- DIN rail mounting
- The input withstand HART communication.

A.2.0.2 Description

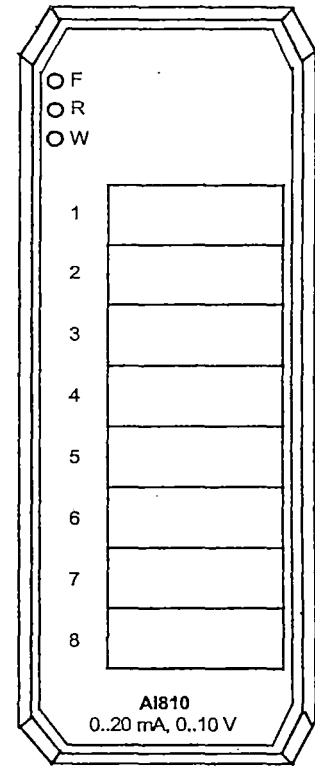
The AI810 Analog Input Module has 8 channels. Each channel can be either a voltage or current input.

The current input is able to handle a short circuit to the transmitter supply at least 30 V d.c without damage. Current limiting is performed with a PTC resistor. The input resistance of the current input is 250 ohm, PTC included.

The voltage input is able to withstand an over or undervoltage of at least 30 V d.c. Input resistance is 290 kohm. The EMC protection is placed on the module.

Transmitter supply can be connected to L1+, L1- and/or L2+, L2-.

The module distributes the external transmitter supply to each channel. This adds a simple connection to distribute the supply to 2- or 3-wire transmitters. There are no current limiting on the transmitter power terminals. Fused MTUs TU830, TU835 and TU838 provides groupwise and channelwise fusing.



All eight channels are isolated from the ModuleBus in one group. Power to the input stages is converted from the 24 V on the ModuleBus.

Three LEDs indicate module status Fault (Red), Run (Green) and Warning (Yellow). The RUN LED indicates normal operation and the WARNING LED indicates if any error input is active. The FAULT LED indicates that the module is in Init state or Not configured state. In Not configured state the FAULT LED is turned off after the first valid access to the module.

The reset circuitry gives a reset signal when the module is inserted until the BLOCK signal is inactive and the POWOK signal is active. The BLOCK signal is deactivated when the module lock mechanism is in the locked position. The POWOK comes from the ModuleBus master after power is applied.

Five different types of MTUs can be used. The TU830 Extended MTU enables three wire connection to the devices without additional terminals. The TU810 (or TU814) Compact MTU has terminals for 24 V process voltage inputs, but requires external terminals for distribution of 24 V power supply to the field devices. The extended MTU, TU835, and TU838 provides a fuse (3 A max.) per channel for process power out. The TU812 Compact MTU has a D-Sub 25 pin (male) connector for connection to the process.

A.2.0.3 Technical Data

Table A-3 AI810 Analog Input Module Specifications at 25°C

Feature	AI810 Analog Input Module
Number of channels	8
Type of input	Unipolar single ended
Measurement range	0...20 mA, 0...10 V, 4... 20 mA ⁽¹⁾ , 2... 10 V ⁽¹⁾
Under/over range	-5% / +15%
Input impedance (at voltage input)	290K Ω
Input impedance (at current input) (including PTC)	$\geq 230 \Omega$, $\leq 275 \Omega$
Maximum field cable length	600 meters, (656 yd.)
Voltage input, maximum non-destructive	30 V d.c.
NMRR, 50 Hz, 60 Hz	>40 dB
Error	Max. 0.1%
Resolution	12 bit
Temperature drift Current	Typ. 50 ppm/°C Max. 80 ppm/°C
Temperature drift Voltage	Typ. 70 ppm/°C Max. 100 ppm/°C
Update cycle time	8 ms
Current consumption 24 V	40 mA
Current consumption 5 V	70 mA
Power dissipation	1.5 W
Maximum ambient temperature	55/40°C (131/104°F) ⁽²⁾

Table A-3 AI810 Analog Input Module Specifications at 25°C (Continued)

Feature	AI810 Analog Input Module
Voltage supervision	Internal power supply
Fusing of transmitter supply	on MTU (TU830 max 1 AT per group)
Sensor power distribution	Max 1 A per connection
Input filter (rise time 0-90%)	140 ms
Isolation	Groupwise isolated from ground (RIV=50 V)
Module termination units	TU810, TU812, TU814, TU830, TU835 or TU838
MTU keying code	AE
Equipment class	Class I according to IEC 61140; (earth protected)
Protection rating	IP20 according to IEC 60529
Rated insulation voltage	50 V
Dielectric test voltage	500 V a.c.
Width	45 mm (1.77")
Depth	97 mm (3.8"), 106 mm (4.2") including connector
Height	119 mm (4.7")
Weight	0.2 kg (0.44 lbs.)

(1) Handled by the FCI or controller.

(2) 40°C (104°F) applies to compact MTUs with I/O-modules or S800L-modules mounted on vertical DIN rail.

ANEXO 5

A.17 DI810 Digital Input Module, 24 V, Current Sinking

A.17.0.1 Features

- 16 channels for 24 V d.c. inputs with current sinking
- 2 isolated groups of 8 with voltage supervision
- Input status indicators
- EMC protection
- DIN rail mounting.
- Also in a G3 compliant version

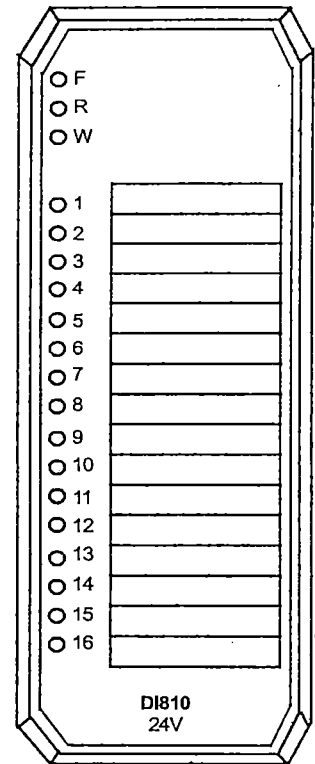
A.17.0.2 Description

The DI810 is a 16 channel 24 V digital input module for the S800 I/O. This module has 16 digital inputs. The input voltage range is 18 to 30 volt d.c. and the input current is 6 mA at 24 V. The inputs are divided into two individually isolated groups with eight channels and one voltage supervision input in each group.

Every input channel consists of current limiting components, EMC protection components, input state indication LED and optical isolation barrier.

Three LEDs indicate module status Fault (Red), Run (Green) and Warning (Yellow). One LED (Yellow) per channel (16) indicate input state (On = 1 and Off = 0). The RUN LED indicates normal operation and the WARNING LED indicates if any error input is active. The FAULT LED indicates that the module is in Init state or Not configured state. In Not Configured state the FAULT LED is turned off after the first valid access to the module.

The process voltage supervision input give channel error signals if the voltage disappears. The error signal can be read via the ModuleBus.



The reset circuitry gives a reset signal when the module is inserted until the BLOCK signal is inactive and the POWOK signal is active. The BLOCK signal is deactivated when the module lock mechanism is in the locked position. The POWOK comes from the ModuleBus master after power is applied.

The input channels can be digitally filtered. The different filter times that can be achieved are 2, 4, 8 and 16 ms. This means that noise pulses shorter than the filter time will be filtered out and pulses longer than 3, 6, 12 and 24 ms will get through the filter.

Five different types of MTUs can be used. The TU830 Extended MTU enables three wire connection to the devices without additional terminals. The TU810 (or TU814) Compact MTU has terminals for 24 V process voltage supervision inputs, but requires external terminals for distribution of 24 V power supply to the devices. The extended MTU, TU838, provides a fuse (3 A max.) per two channels for process power out. The TU812 Compact MTU has a D-Sub 25 pin (male) connector for connection to the process.

A.17.0.3 Technical Data

Table A-36 DI810 Digital Input Module Specifications

Feature	DI810 Digital Input Module
Number of channels	16 (2 x 8), current sinking
Rated voltage (process power supply range)	24 V d.c. (18 to 30 V d.c.)
Input voltage range, "1"	15 to 30 V
Input voltage range, "0"	-30 to +5 V
Nominal input channel current	6 mA @ 24 V d.c.
Input Impedance	3.5 kΩ
Maximum field cable length	600 meters (656 yd.)
Filter times (digital, selectable)	2, 4, 8, 16 ms
Process voltage supervision	2 channels (1 per group)
Current consumption +5 V	50 mA
Power dissipation ⁽¹⁾	1.8 W
Maximum ambient temperature	55/40°C (131/104°F) ⁽²⁾
Isolation	Groupwise isolated from ground (RIV=50 V)
Module termination units	TU810, TU812, TU814, TU830 or TU838
MTU keying code	AA
Equipment class	Class I according to IEC 61140; (earth protected)
Protection rating	IP20 according to IEC 60529

Table A-36 DI810 Digital Input Module Specifications (Continued)

Feature	DI810 Digital Input Module
G3 compliant version	According to ISA-S71.04. Marked with "Z" in the type designation.
Rated insulation voltage	50 V
Dielectric test voltage	500 V a.c.
Width	45 mm (1.77")
Depth	97 mm (3.8"), 106 mm (4.2") including connector
Height	119 mm (4.7")
Weight	0.15 kg (0.33 lbs.)

- (1) Power dissipation is calculated with 70 percent of the channels activated at nominal voltage of 24 Volts.
- (2) 40°C (104°F) applies to compact MTUs with I/O-modules or S800L-modules mounted on vertical DIN rail.

ANEXO 6

A.33 DO820 Digital Output Module, Relay Normally Open

A.33.0.1 Features

- 8 channels for 230 V a.c./d.c. relay Normal Open (NO) outputs
- 8 isolated channels
- Output status indicators
- OSP sets outputs to predetermined state upon error detection
- EMC protection
- DIN rail mounting.
- Also in a G3 compliant version.

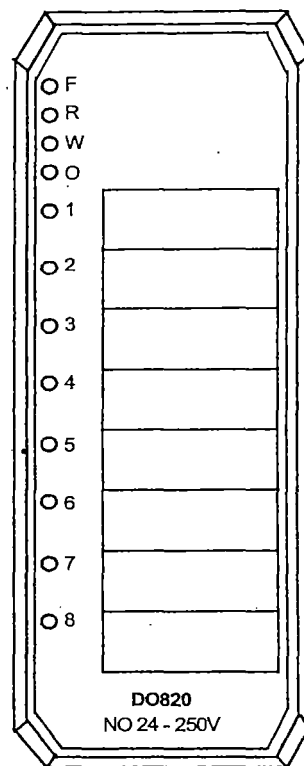
A.33.0.2 Description

The DO820 is an 8 channel 230 V a.c./d.c. relay (NO) output module for the S800 I/O. The maximum output voltage is 250 V a.c./d.c. and the maximum continuous output current is 3 A. All outputs are individually isolated.

Each output channel consists of optical isolation barrier, output state indication LED, relay driver, relay and EMC protection components.

Four LEDs indicate module status Fault (Red), Run (Green), Warning (Yellow) and OSP (Yellow). One LED (Yellow) per channel (8) indicate output state (On = 1 and Off = 0). The RUN LED indicates normal operation and the WARNING LED indicates if any error is active. The FAULT LED indicates that the module is in Init state or Not Configured state. In Not Configured state the FAULT LED is turned off after the first valid access to the module. The OSP LED indicates that the module is in the OSP state and that the outputs are set to their OSP values.

The relay supply voltage supervision, derived from the 24 V distributed on the ModuleBus, gives an error signal if the voltage disappears, and the Warning LED



turns on. The error signal can be read via the ModuleBus. This supervision can be enabled/disabled with a parameter.

The outputs of the module will be set to a predetermined value if the OSP-watchdog timer expires or if the SetOSPState command is received. The watchdog timer which is set by the controller and is used for ModuleBus supervision. The watchdog timer is re-triggered every time the correct node address has been decoded (or broadcast). If the watchdog timer expires or if the SetOSPState command is received, the module enters the OSP state and the active outputs (if any) are set to their OSP values which can be configured as a predefined value or to use the last good value sent.

The output values will be kept as long as the module stays in the OSP state. To change the outputs the module first has to leave this state. When reentering Operational State, the outputs are still kept with their OSP value until new valid values are written.

The reset circuitry gives a reset signal when the module is inserted until the BLOCK signal is inactive and the POWOK signal is active. The BLOCK signal is deactivated when the module lock mechanism is in the locked position. The POWOK comes from the ModuleBus master after power is applied.

Four different types of MTUs can be used. The TU831 Extended MTU and TU811 Compact MTU enables two wire connection to the devices without additional terminals. The extended MTUs, TU836, provides an individual fuse (3 A max.) per channel on the load outlet terminals. The extended MTUs, TU837, provides an individual fuse (3 A max.) per channel. Outputs can be individually isolated or grouped by bridging. Signal return terminals are provided in two groups of four terminals.

A.33.0.3 Technical Data

Table A-68 DO820 Digital Output Module Specifications

Feature	DO820 Digital Output Module
Number of channels	8
Type of output	Relay (NO)
Voltage range	5 - 250 V a.c./d.c.
Load current, maximum	3 A
Load current, minimum	5 mA
Max. make current	30 A, 200ms, L/R >10 ms
Max break power	a.c. 720 VA @ power factor > 0.4, d.c. 40 W L/R ≤ 40 ms
Maximum field cable length (d.c., a.c.)	600 meters (656 yd.)
Pick-up time, maximum	9 ms
Release time, maximum	5 ms
Number of operations per hour, maximum	2000
Number of operations per lifetime:	
Mechanical	>20 x 10 ⁶
Electrical	>1 x 10 ⁶
Current consumption +5 V	60 mA
Current consumption +24 V	140 mA
Power dissipation ⁽¹⁾	2.9 W
Maximum ambient temperature	55/40°C (131/104°F) ⁽²⁾
Output Set as Predetermined (OSP) timer	256 ⁽³⁾ , 512, 1024 ms

Table A-68 DO820 Digital Output Module Specifications (Continued)

Feature	DO820 Digital Output Module
Power supervision	24/12 V Relay power converter monitor
Isolation	Individually isolated from ground (RIV=250 V)
Module termination units	TU811, TU831, TU836 or TU837
MTU keying code	AD
Equipment class	Class I according to IEC 61140; (earth protected)
Protection rating	IP20 according to IEC 60529
G3 compliant version	According to ISA-S71.04. Marked with "Z" in the type designation.
Rated insulation voltage	250 V
Dielectric test voltage	2000 V a.c.
Width	45 mm (1.77")
Depth	97 mm (3.8"), 106 mm (4.2") including connector
Height	119 mm (4.7")
Weight	0.23 kg (0.5 lbs.)

- (1) Power dissipation is calculated with 70 percent of the channels activated.
- (2) 40°C (104°F) applies to compact MTUs with I/O-modules or S800L-modules mounted on vertical DIN rail.
- (3) 256 ms are used for Master. Set by the user for MOD.

ANEXO 7

Section 2 Configuration

2.1 Module Termination Units (MTU)

Each MTU is used with certain types of I/O Modules. Refer to Table 2-1 for a cross-reference between MTU and I/O Modules. Each MTU has two mechanical keys that have to be set for the type of I/O module that will be installed on it.

Table 2-1 MTU Usage and Key Settings

Module Type	TU810	TU811	TU830	TU831	TU835	TU836	TU838	TU842	TU844	Mech. Key Setting	
	TU812 TU814 Compact	TU813 Compact	TU833 Extended	Extended	Extended	TU837 Extended	Extended	TU843 Redundant	TU845 Redundant	Key 1	Key 2
AI810	X	-	X	-	X	-	X	-	-	A	E
AI820	X	-	X	-	-	-	-	-	-	B	B
AI825	-	X	-	X	-	-	-	-	-	D	A
AI830	X	-	X	-	-	-	-	-	-	A	F
AI835	X	-	X	-	-	-	-	-	-	B	A
AI843	-	-	X	-	-	-	-	X	-	B	A
AI845	X	-	X	-	X	-	X	-	X	C	C
AI880	-	-	-	-	-	-	-	-	X	F	F
AO810	X	-	X	-	-	-	-	-	-	A	E
AO820	X	-	X	-	-	-	-	-	-	B	C
AO845	X	-	X	-	-	-	-	X	-	C	C
DI810	X	-	X	-	-	-	X	-	-	A	A

Table 2-1 MTU Usage and Key Settings (Continued)

Module Type	TU810	TU811	TU830	TU831	TU835	TU836	TU838	TU842	TU844	Mech. Key Setting	
	TU812 TU814 Compact	TU813 Compact	TU833 Extended	Extended	Extended	TU837 Extended	Extended	TU843 Redundant	TU845 Redundant	Key 1	Key 2
DI811	X	-	X	-	-	-	X	-	-	B	D
DI814	X	-	X	-	-	-	X	-	-	B	E
DI820	-	X	-	X	-	-	-	-	-	A	B
DI821	-	X	-	X	-	-	-	-	-	A	C
DI825	-	X	-	X	-	-	-	-	-	A	B
DI830	X	-	X	-	-	-	X	-	-	A	A
DI831	X	-	X	-	-	-	X	-	-	B	D
DI840	X	-	X	-	-	-	X	X	-	C	D
DI880	X	-	X	-	-	-	X	X	-	F	F
DI885	X	-	X	-	-	-	-	-	-	B	F
DO810	X	-	X	-	-	-	-	-	-	A	A
DO814	X	-	X	-	-	-	-	-	-	B	E
DO815	X ⁽¹⁾	-	X	-	-	-	-	-	-	A	A
DO820	-	X	-	X	-	X	-	-	-	A	D
DO821	-	X	-	X	-	X	-	-	-	C	A
DO840	X	-	X	-	-	-	-	X	-	C	E
DO880	X	-	X	-	-	-	-	X	-	F	E
DP820	X	-	X	-	-	-	-	-	-	C	B
DP840	X	-	X	-	-	-	-	X	X	C	F

(1) TU812 not recommended due to the maximum rated current.