

Tecnológico de Costa Rica

Escuela de Ingeniería Electrónica



**Integración del sistema de control de la Planta Eólica del Valle Central al sistema
del Centro Nacional de Control de Energía**

**Informe de Proyecto de Graduación para optar por el título de Ingeniero en
Electrónica con el grado académico de Licenciatura.**

Donald Esteban Bryan Quirós

Cartago, Junio del 2012

INSTITUTO TECNOLOGICO DE COSTA RICA

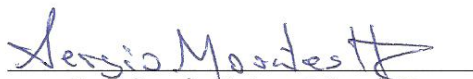
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRONICA

PROYECTO DE GRADUACIÓN

TRIBUNAL EVALUADOR

Proyecto de Graduación defendido ante el presente Tribunal Evaluador como requisito para optar por el título de Ingeniero en Electrónica con el grado académico de Licenciatura, del Instituto Tecnológico de Costa Rica.

Miembros del Tribunal



Ing. Sergio Arturo Morales
Hernández

Profesor lector



Ing. Juan Carlos Jiménez Robles

Profesor asesor

Los miembros de este Tribunal dan fe de que el presente trabajo de graduación ha sido aprobado y cumple con las normas establecidas por la Escuela de Ingeniería Electrónica

Cartago, 26 de Junio del 2012

Declaro que el presente Proyecto de Graduación ha sido realizado enteramente por mi persona, utilizando y aplicando literatura referente al tema e introduciendo conocimientos propios.

En los casos en que he utilizado bibliografía, he procedido a indicar las fuentes mediante las respectivas citas bibliográficas.

En consecuencia, asumo la responsabilidad total por el trabajo de graduación realizado y por el contenido del correspondiente informe final.

Cartago, 26 de Junio del 2012.



Firma del autor

Donald Esteban Bryan Quirós

Céd: 304130384

Resumen

En un presente donde la conservación de los recursos energéticos es primordial, el nacimiento de plantas de energía alternativas es sin duda un aporte para permitir un futuro mejor.

Velar por los procesos de producción, información del sistema y demás aspectos en general, son muy comunes en el negocio energético moderno. Su importancia radica en que si alguno de sus parámetros sobrepasa los límites establecidos, puede significar consecuencias irreparables para la planta y para sus usuarios. Por tal razón se han creado órganos que exigen la monitorización de los datos generados por el sistema, siguiendo una serie de normativas de seguridad que pretenden mantener la confianza de la información obtenida.

En consecuencia, surge en el presente proyecto un sistema encargado de permitir la comunicación entre el equipo de control de la planta y la institución que la regula, tomando en cuenta el uso de protocolos de telemetría que garanticen la integridad de los datos.

Palabras claves: Sistema de control, protocolo de telemetría.

Abstract

Nowdays when the conservation of the energetic resources is overriding, the borned of alternative energy industries is at all probability a contribution to allow a better future.

Monitor the production process, the system information and others topics in general, are very common in the modern energetic trade. It relevance resides in the fact that if some of the parameters exceeds the established limits, it can be result as an irreparable consequences for the company and for the users. For this reason there have been created institutions that demands the monitoring of the data generated by the system, keeping a series of security regulations that claims the reliability of the information.

Thus, in this proyect arises the idea of a system that achieves the communication between the control devices and the equipment of the regulatory institution, considering the use of telemetry protocols that guarantees the trustworthiness of the data.

Keywords: Control system, telemetry protocol.

Dedicatoria

A mis padres que siempre me dieron el apoyo, motivación, consejos y cariño, tanto en los momentos de éxitos y alegrías, así como en las horas más difíciles de caídas y fracasos.

Agradecimiento

Le agradezco primeramente a Dios porque en cada instante de este difícil caminar siempre brindó su amor manifestado en la sabiduría, paciencia y perseverancia.

A mis padres, Donald Bryan Bryan y Amelia Quirós Durán, además de mis hermanos y familiares que siempre me tuvieron presente en sus oraciones y palabras de motivación.

A la empresa Schneider Electric y SOATI S.A que me abrieron sus puertas para poder realizar el presente proyecto de graduación.

Le agradezco a los ingenieros Diego Bianchini, Eric Campos, Eddy Morales y Wilder Sequeira los cuales fueron importante medio de instrucción durante éste proceso.

A mi profesor asesor Juan Carlos Jiménez por sus valiosos aportes brindados.

Índice general

1. Introducción	18
1.1. Entorno del problema e importancia de su solución	18
1.2. Solución seleccionada	21
2. Meta y Objetivos	23
2.1. Meta	23
2.2. Objetivo general	23
2.3. Objetivos específicos	23
3. Marco teórico	25
3.1. Descripción general del sistema	25
3.2. Antecedentes bibliográficos	26
3.3. Descripción de los fundamentos teóricos necesarios para la solución del problema	28
3.3.1. Modelo OSI	28
3.3.2. Modelo EPA	30
3.3.3. Descripción de los protocolos principales utilizados en la indus- tria: Modbus, IEC 870-5-101, IEC 870-5-104 y DNP3.0	31
3.3.4. Unity Pro XL: Software de programación para dispositivos Modicon	72
3.3.5. Comparación del equipo electrónico para la implementación del proyecto	72

3.3.6. Módulo Modicon M340 RTU: BMX NOR 0200H	77
4. Procedimiento metodológico	81
4.1. Reconocimiento y definición del problema	81
4.2. Obtención y análisis de información	81
4.3. Evaluación de las alternativas y síntesis de una solución	82
4.4. Implementación de la solución	82
4.5. Reevaluación y rediseño	83
5. Descripción detallada de la solución	84
5.1. Análisis de solución y selección final	84
5.1.1. Protocolos y Estándares de Comunicación	84
5.1.2. Identificación de los datos correspondientes al sistema de control	88
5.1.3. Análisis presupuestario y de costo-beneficio	89
5.1.4. Descripción del hardware	99
5.1.5. Descripción del software	106
6. Análisis de Resultados	122
6.1. Resultados	122
6.2. Análisis	132
7. Conclusiones y Recomendaciones	141
7.1. Conclusiones	141
7.2. Recomendaciones	142
Apéndices	147
A.1. Glosario	147
A.2. Abreviaciones	148
A.3. Manual de usuario	149
A.4. Información de la empresa	172

A.5. Mapeo de variables	173
Anexos	178
B.1. Indicaciones internas para DNP3	178
B.2. Hojas de datos del equipo BMXP342020	181

Índice de figuras

1.1. Evolución de las ventas de energía eléctrica por sectores de consumo (1990-2009) [5]	20
1.2. Solución general por implementar	22
3.1. Modelo OSI [11]	30
3.2. Modelo EPA [6]	31
3.3. Ciclo de interrogación utilizado por Modbus [17]	34
3.4. Formato de trama ASCII [17]	35
3.5. Formato de trama RTU [17]	36
3.6. Formato de trama en la transmisión serie para modo ASCII [17]	38
3.7. Formato de trama en la transmisión serie para modo RTU [17]	38
3.8. Formato de trama Modbus TCP/IP [18]	40
3.9. Perfil de comunicación TCP/IP [1]	41
3.10. Estructura de capas del protocolo IEC 870-5-101 [32]	42
3.11. Formato de tramas del protocolo IEC 870-5-101 [32]	44
3.12. Trama ASDU para el protocolo IEC 870-5-101 [32]	45
3.13. Campo caracter de entrada de la ASDU para el protocolo IEC 870-5-101 [32]	46
3.14. Campo longitud la ASDU para el protocolo IEC 870-5-101 [32]	46
3.15. Formato de trama para el campo de control en modo desbalanceado IEC 870-5-101 [32]	47

3.16. Formato de trama para el campo de control en modo balanceado IEC 870-5-101 [32]	49
3.17. Formato de trama para el campo de clasificación de estructura variable [32]	51
3.18. Formato de trama para el campo causa de transmisión [32]	52
3.19. Formato de trama para el campo dirección común, a) un octeto, b) dos octetos [32]	55
3.20. Formato de tramas para el campo dirección de información de objeto, a) un octeto, b) dos octetos, c) tres octetos [32]	56
3.21. Arquitectura de comunicación empleada por el protocolo IEC 870-5-104 [6]	61
3.22. Estructura APDU empleada por el protocolo IEC 870-5-104 [6]	62
3.23. Estructura APDU empleada por el protocolo IEC 870-5-104 [6]	63
3.24. Estructura del formato de trama utilizado en el protocolo DNP3 [6] . .	65
3.25. Estructura del campo de control utilizado en el protocolo DNP3 [6] . .	66
3.26. Estructura de TSDU típica del protocolo DNP3 [6]	68
3.27. Formato de mensajes generados por el protocolo DNP3 [6]	69
3.28. Formato de trama del campo de control de aplicación del protocolo DNP3 [6]	69
3.29. Formato de trama del campo de objeto del protocolo DNP3 [6]	71
3.30. Formato de trama del campo Clasificador y Rango del protocolo DNP3 [6]	72
3.31. Dispositivo W@DE W315 [31]	73
3.32. Dispositivo W@DE W320E [31]	74
3.33. Dispositivo procesador W@DE W325 [31]	76
3.34. Módulos de suministro de energía y E/S externas del W@DE W325 [31]	76
3.35. Dispositivo BMX NOR 0200H [31]	78
5.1. Diagrama de solución general propuesta	86
5.2. Topología general del sistema de control de la planta [31] [30] [8] [9] . .	89

5.3. Comparación entre los precios de implementación de las soluciones propuestas	90
5.4. Celda Metal Clad [30]	92
5.5. Relé de protección SEPAM [30]	93
5.6. Fuente de alimentación ABL8REM24030 [30]	100
5.7. Fuente de alimentación BMXCPS3020 [30]	100
5.8. Procesador BMXP342020 [30]	101
5.9. Unidad Terminal Remota BMXNOR0200H [31]	102
5.10. Interruptor de red [30]	103
5.11. Convertidor de Estándar RS485 a Ethernet [30]	104
5.12. Diagrama de conexión entre los tableros del sistema	105
5.13. Diagrama de flujo para la programación del equipo de control	107
5.14. Rutina de programación para la interrogación del equipo del tablero Fluair	110
5.15. Rutina de programación para la habilitación y deshabilitación de los bloques READ_VAR	113
5.16. Funcionamiento general del software CITECT SCADA	115
5.17. Menú principal del software CITECT SCADA para la visualización de los datos en DNP3	116
5.18. Pantalla para la visualización de datos de las celdas Metal Clad	117
5.19. Pantalla para la visualización de datos de las celdas Metal Clad	117
5.20. Primer diagrama de configuración de parámetros para la comunicación DNP3	120
5.21. Segundo diagrama de configuración de parámetros para la comunicación DNP3	121
6.1. Menú principal del software CITECT SCADA	126
6.2. Pantalla de información general	126
6.3. Pantalla con los datos de la SEPAM de las celdas Metal Clad	127

6.4. Pantalla con los datos de los estados de las celdas Metal Clad	127
6.5. Pantalla con los datos de las turbinas	128
6.6. Ejemplo de pantalla con gráficos de tendencia	128
6.7. Ejemplo de sistema en espera de comunicación	129
6.8. Ejemplo de falla en la comunicación	130
6.9. Ejemplo de pantalla de alarmas	130
6.10. Sistema final implementado	132

Índice de Tablas

1.1. Generación eólica en Costa Rica (1996-2004) [19]	19
3.1. Códigos de función empleados por el protocolo Modbus [17]	39
3.2. Descripción de los campos que forman el campo de control para modo desbalanceado del protocolo IEC 870-5-101 [32]	47
3.3. Códigos de función del campo de control para mensajes enviados desde el primario modo desbalanceado protocolo IEC 870-5-101 [32]	48
3.4. Códigos de función del campo de control para mensajes enviados desde el secundario modo desbalanceado protocolo IEC 870-5-101 [32]	48
3.5. Descripción de los campos que forman el campo de control para modo balanceado del protocolo IEC 870-5-101 [32]	49
3.6. Códigos de función del campo de control para mensajes enviados desde el primario modo balanceado protocolo IEC 870-5-101 [32]	50
3.7. Códigos de función del campo de control para mensajes enviados desde el secundario modo balanceado protocolo IEC 870-5-101 [32]	50
3.8. Tipos de identificación utilizados en el protocolo IEC 870-5-101 [32] . .	51
3.9. Semántica de valores del campo clasificación de estructura variable para el protocolo IEC 870-5-101 [32]	52
3.10. Semántica de valores del campo causa de transmisión para el protocolo IEC 870-5-101 [32]	53
3.11. Causas de transmisión posibles para el protocolo IEC 870-5-101 [32] . .	54

3.12. Direcciones comunes (Common Address) posibles para el protocolo IEC 870-5-101 [32]	55
3.13. Valores posibles de la dirección de objeto de información para el protocolo IEC 870-5-101 [32]	57
3.14. ASDUs utilizadas la Información de Proceso Dirección Monitor para el protocolo IEC 870-5-101 [32]	58
3.15. ASDUs utilizadas la Información de Proceso Dirección Control para el protocolo IEC 870-5-101 [32]	59
3.16. ASDUs de Información de Sistema Dirección Monitor (únicamente el ASDU <70>) e Información de Sistema Dirección Control para el protocolo IEC 870-5-101 [32]	59
3.17. ASDUs de Información de Parámetros Dirección Control para el protocolo IEC 870-5-101 [32]	59
3.18. ASDUs de Transferencia de archivos para el protocolo IEC 870-5-101 [32]	60
3.19. Códigos posibles para el campo de control utilizado por el protocolo DNP3 [6]	67
3.20. Códigos de Función de Solicitud utilizados por el protocolo DNP3 [6] .	70
3.21. Códigos de Función de Respuesta utilizados por el protocolo DNP3 [6] .	70
5.1. Datos suministrados por las celdas Metal Clad	93
5.2. Datos suministrados por las SEPAM	94
5.3. Datos suministrados por las torres meteorológicas	95
5.4. Datos suministrados por el Servidor OPC de las turbinas meteorológicas	95
5.5. Direccionamiento de registros en el PLC M340	96
5.7. Parámetros configurados en la entrada GEST del bloque READ_VAR	109
6.1. Equipo seleccionado para la solución del proyecto	122
6.2. Datos del presupuesto utilizado en la solución	123
6.3. Lista de valores configurados para el protocolo DNP3	124

6.5. Resultados del periodo de interrogación de los diversos dispositivos de la planta	129
6.6. Parámetros de la mensajería implícita DNP3	129
6.7. Datos eléctricos del sistema	131

Capítulo 1. Introducción

1.1. Entorno del problema e importancia de su solución

La disminución progresiva y el agotamiento de las energías no renovables es uno de los problemas mundiales más significativos en la actualidad. Por su gran contribución al calentamiento global se ha motivado a los países en utilizar energías alternas que no incrementen el progreso de tal acontecimiento. Para ello se ha puesto en práctica el uso de energías renovables, las cuales son producto de fuentes inagotables, como el Sol, el viento, la gravedad, entre otras; dado a que su regeneración es mucho más rápida que su consumo por el ser humano, las fuentes de energía renovables se están convirtiendo en la solución más inteligente para la conservación del medio ambiente.

A raíz de la crisis petrolera de finales de la década de 1970, que afecta a la economía mundial, especialmente a los países dependientes del petróleo, Costa Rica se vio forzada a buscar nuevas fuentes de producción de energía eléctrica con la finalidad de ir reduciendo la generación eléctrica en plantas térmicas y ahorrar más recursos en el ámbito energético ya que las nuevas fuentes eran capaces de utilizar recursos energéticos propios y producidos a costos menores que los de las centrales eléctricas que consumen derivados del petróleo. [5]

A partir de dicho momento Costa Rica comenzó a realizar estudios con el fin de valorar el uso de fuentes no convencionales de energía, entre ellas la eólica.

En una investigación realizada por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), resumido en la tabla 1.1, refleja como la generación de energía eólica aumentó a partir del año 1996 al 2004.

Tabla 1.1: Generación eólica en Costa Rica (1996-2004) [19]

Año	Proyecto	Capacidad Instalada(KW)	Generacion electrica(MWh)
1996	PESA	16500	22590
1997	PESA	16499	75783
1998	PESA y AEROENERGIA	23250	64795
1999	Parques privados	42550	101282
2000	Parques privados	42550	182709
2001	Parques privados	42550	185088
2004	Tejona	19800	59127
	Parques privados	42450	199748
2003	Tejona	19800	81551
	Parques privados	48750	148435
2004	Tejona	19800	79386
	Parques privados	48750	178152

La evolución del consumo de energía eléctrica presenta una tendencia creciente, según el gráfico de la figura 1.1, las ventas de energía eléctrica en los sectores residenciales, industriales, generales y otros, crece de forma cronológica, con este estudio realizado por la CEPAL se puede justificar la viabilidad en la creación de proyectos energéticos. Además, la energía eólica no produce dióxido de carbono, por lo que la producción de hidrocarburos reduciría notablemente, siendo una característica sumamente valorable en aspectos de conservación del medio ambiente.

Desde Enero del año 2011 la empresa Schneider Electric y Soluciones en Automatización Industrial S.A (SOATI), iniciaron el Proyecto Eólico del Valle Central para la Empresa Eólica del Valle Central S.A (EVCSA) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). Proyecto compuesto por 17 turbinas o aerogeneradores, cada una con

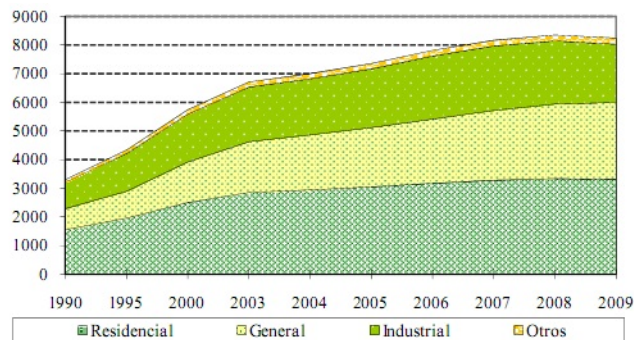


Figura 1.1: Evolución de las ventas de energía eléctrica por sectores de consumo (1990-2009) [5]

una capacidad de 950 KW, que en total equivalen a 15,3 MW, y una producción total promediada en 40.5 GWh/año. Se encuentra en el Pabellón de Santa Ana, el proyecto tendrá una duración entre 1.5 a 2 años y podrá abastecer de electricidad a unos 5700 hogares.

El Sistema de Control y Monitorización de la Planta Eólica del Valle Central desarrollado por Schneider Electric y SOATI se puede subdividir en dos etapas: la etapa de Monitorización y Control, y la etapa de Comunicación y Transmisión de datos.

La primera cuenta con un sistema de celdas (Metal Clad). Se contempla un total de 32 entradas digitales a 110 VAC para establecer el estado de las celdas (abierta, cerrada, aterrizada o disparada). Se encuentran además la integración de las turbinas y las torres meteorológicas. Para la monitorización de las turbinas se emplea el OPC server del software del control y monitorización de las turbinas. Las torres meteorológicas sirven como fuente de información sobre datos del clima utilizados en cálculos para la generación de energía.

La segunda etapa de transmisión de datos permite realizar dos acciones:

1. Recolección de la información generada por el sistema de control de la planta, para su posterior monitorización por el CENCE.

2. Transmitir la información del centro de mando de la Planta Eólica del Valle Central a un radiomodem VHF, suministrado por EVCSA (Empresa Eólica del Valle Central, S.A), para permitir su posterior control y monitorización en forma remota (esta sección no forma parte de esta propuesta).

Las dos etapas están interconectadas por un dispositivo denominado Procesador de Comunicaciones, el cual se encarga de administrar el flujo de información entre el sistema de control y el subsistema de transmisión.

El Centro Nacional de Control de Energía es un órgano del Instituto Costarricense de Electricidad, se encarga de la administración del sistema eléctrico nacional, vela aspectos de generación y transmisión de energía con el fin de satisfacer la demanda del país. Este centro busca la monitorización de las diversas plantas generadoras de electricidad, para ello solicita a cada sistema particular información sobre la energía que está produciendo.

El presente proyecto se encuentra dentro de la función primera de la etapa de transmisión de datos (o sea, la recolección de la información generada por el sistema de control). El problema se centra en que el proceso de control y monitorización de la planta eólica carece de un sistema que le permita integrarse con el sistema de monitorización del CENCE. Es decir, la información que recibe el procesador de comunicaciones debe ser llevada hasta el sistema del CENCE de manera tal que pueda ser interpretada satisfactoriamente.

1.2. Solución seleccionada

La solución a este problema tiene como fin hacer una recopilación de la información generada por las celdas (Metal Clad), torres meteorológicas y las turbinas, la cual debe ser presentada de tal forma que a la hora de establecer la comunicación con el siste-

ma del CENCE ésta pueda ser interpretada de manera correcta, para ello es esencial realizar un estudio de los posibles equipos que reúnan las características eléctricas y físicas previamente investigadas, a raíz de esto se debe tomar en cuenta una limitación presentada por la empresa, consiste en hacer uso exclusivo de dispositivos de la marca Schneider Electric.

Como parte de la solución del proyecto se presenta una investigación a fondo de los protocolos de comunicación que regulan y normalizan los procesos en sistemas de automatización y sistemas de control de energía. Dentro de este tema se incluyen aspectos como longitud y formato de trama, códigos de función y demás información al respecto que agilicen la comprensión e implementación del sistema.

Seguidamente, habiendo definido el equipo electrónico y establecido el protocolo por utilizar, es preciso realizar la configuración de los dispositivos, así como la creación de los algoritmos necesarios que permitan lograr la integración del sistema de control de la planta con el sistema del CENCE.

Con el fin de comprobar el sistema implementado, se utiliza el software CITECT SCADA que es una herramientas de monitorización y control que permite verificar la funcionalidad del sistema total. En la figura 1.2 se presenta un diagrama general de la solución por implementar.

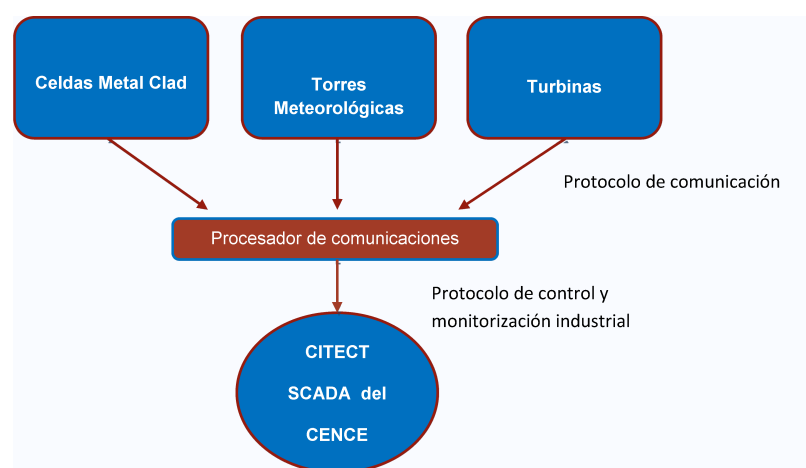


Figura 1.2: Solución general por implementar

Capítulo 2. Meta y Objetivos

2.1. Meta

Lograr la comunicación entre la Planta Eólica del Valle Central y el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) para su posterior control y monitorización.

Indicador: Lectura del 100 % de los datos de producción de la planta.

2.2. Objetivo general

Desarrollar un sistema electrónico capaz de comunicar las unidades remotas que conforman el sistema de control de la Planta Eólica del Valle Central con el sistema del Centro Nacional de Control de Energía.

Indicador: El sistema implementado logra interpretar el 100 % de la información solicitada por el sistema del CENCE.

2.3. Objetivos específicos

1. Investigar los principales protocolos de comunicación que permitan la integración del sistema de control de la planta eólica con el sistema del CENCE.

2. Crear las rutinas de programación para lograr el envío y recepción de la información, entre la etapa de control de la plánta eólica y sistema del CENCE.

Capítulo 3. Marco teórico

3.1. Descripción general del sistema

En las plantas de producción de energía actuales es común encontrar todo un sistema de automatización que se encarga de las mediciones de variables físicas, climatológicas, de producción y de funcionamiento en general. Dichos procesos son administrados por organismos o instituciones especialmente dedicados al control y monitorización de la producción energética. Estos entes, encargados de velar por el cumplimiento de las normativas que toda planta de energía debe respetar, demandan el conocimiento de una serie de información que les permite saber el estado actual del sistema; tales datos exigen un cierto grado de seguridad a la hora de recibirlos desde la planta hasta el equipo, con el fin de mantener la confiabilidad de los parámetros, mediciones o pormenores que acontecen.

Para satisfacer esa necesidad es preciso hacer uso de protocolos industriales, creados específicamente para garantizar la correcta interpretación de la información. Además sistemas intermedios que tienen la tarea de ejecutar el proceso de interrogación, presentación y envío de los datos, son necesarios.

3.2. Antecedentes bibliográficos

Las búsquedas bibliográficas permiten obtener el conocimiento necesario para la comprensión y solución del problema. Por tal razón el presente documento hace uso de literatura técnica, libros, información de internet, informes de proyectos similares y demás documentos con temas al respecto.

De forma inicial se recurre a los tópicos que permiten comprender el entorno del problema y el impacto de su solución, utilizados por tablas, gráficas y análisis, las fuentes [5] y [19] fueron de gran ayuda para determinar la importancia de este proyecto.

El desarrollo del marco teórico abarca una investigación desde los principios básicos para lograr el entendimiento de ciertos aspectos, como conceptos de redes de computadoras. La literatura que brinda información al respecto corresponden a [2], [6], [7], [10], [11] y [20].

Otro asunto vital para el desarrollo del proyecto son los temas que comprenden la materia sobre los protocolos de comunicación, específicamente Modbus, IEC 870-5-101, IEC 870-5-104, DNP3 y DNP3 serie; el conocimiento de estos temas y algunas ilustraciones de ejemplo son adquiridas de las citas [1], [3], [6], [15], [16], [17], [18] y [32].

Lo que es la información del hardware y software de Schneider Electric, que tratan sobre el funcionamiento, configuración e información técnica, es tomado de los documentos [4], [12], [21], [22], [23], [24], [25], [26], [27], [28] y [29].

Particularidades acerca de la conexión de circuitos terminal y equipo de terminación del circuito de datos son referencia tomada de [13].

Para la comprensión del funcionamiento básico del sistema CITECT SCADA se recurre

a la fuente [33]. Y el uso de algunas de las imágenes, tanto para las pantallas del CITECT SCADA como para la ejemplificación dentro del contexto del documento, son de [8], [9], [14], [31] y [30].

3.3. Descripción de los fundamentos teóricos necesarios para la solución del problema

3.3.1. Modelo OSI

Con el fin de lograr la interoperabilidad entre sistemas de comunicaciones, la Organización Internacional de Estandarización (ISO, por sus siglas en inglés) desarrolló en 1984 un modelo base que vino a servir como marco de referencia mundial para unificar el diseño de los protocolos de datos en telecomunicaciones; este modelo lleva el nombre de: Open System Interconnection (OSI, traducido como Interconexión de Sistemas Abiertos). La creación de OSI ha proporcionado ventajas en el área de las comunicaciones, por ejemplo, es un modelo basado en capas, lo que permite la segmentación de los procesos de comunicación en red; cada una de sus capas interactúa únicamente con los niveles lindantes; da lugar a la creación de nuevos estándares industriales; logra la normalización de los componentes utilizados lo que permite la interconexión entre diversos fabricantes, así como la comunicación entre hardware y software diferentes.

Capas del modelo OSI

Nivel 7: Capa de Aplicación

Corresponde a la capa superior del modelo OSI. Sus servicios proporcionan la interacción entre las aplicaciones y el usuario, tales como la mensajería y el intercambio de archivos. Se pueden mencionar algunos de los protocolos que trabajan en dicha capa:

- Sistema de nombre de dominio (DNS, Domain Name System): Este protocolo convierte nombres de host en direcciones IP.
- Protocolo de transferencia de Hipertexto (HTTP, Hypertext Transfer Protocol): Se emplea en páginas web para la transmisión de datos a través de Internet.
- Protocolo de transferencia de archivos (FTP, File Transfer Protocol): Se utiliza

en la transmisión de información desde y hacia un servidor FTP.

- Modbus: Es un protocolo que permite la comunicación cliente/servidor entre dispositivos conectados a buses o redes de diferentes tipos.

Nivel 6: Capa de presentación

Se encarga de establecer el formato y la presentación correcta de los datos. Para ello utiliza formatos como ASCII (American Standard Code for Information Interchange) o como el EBCDIC (Extended Binary Coded Decimal Interchange Code). Realiza además la compresión y descompresión, así como el encriptamiento y desencriptamiento de datos.

Nivel 5: Capa de sesión

La capa de sesión permite el establecimiento, administración y finalización de la comunicación entre dispositivos en red. Permite la sincronización entre los dispositivos comunicados, por lo que emplea un método de colocación de puntos de control, lo que agiliza la retransmisión en caso de errores. Abarca características como el modo de transmisión: simplex, half dúplex y full dúplex.

Nivel 4: Capa de Transporte

Como su nombre lo indica, se encarga del transporte de los datos, haciéndose cargo del control de flujo, revisión de errores y rehabilitación. Divide los datos por enviar en segmentos y reensambla los datos recibidos. Le permite al usuario establecer la calidad en el servicio (QoS, Quality of Service), esto conlleva al orden correcto de la información, ajuste de velocidad de transmisión, y la recuperación de errores. Entre los protocolos que trabajan sobre esta capa se encuentran: TCP, Protocolo de control de transmisión (Transmission Control Protocol) y UDP, Protocolo de datagramas de usuario (User Datagram Protocol).

Nivel 3: Capa de red

Se encarga del enrutamiento y direccionamiento que deben seguir los datos para llegar a su destino. Utiliza protocolos como Internet Protocol (IP) para dicha función.

Nivel 2: Capa de enlace de datos

Permite el flujo de la información a través del medio, para lo cual realiza direccionamiento físico, control de flujo, topología de red, notificación de errores, etc.

Nivel 1: Capa física

Especifica las características físicas de la red, tales como tipo de conectores, cableado, niveles de tensión, conversión de señales digitales a analógicas, entre otras.

Las capas del modelo OSI están distribuidas según muestra la figura 3.1.



Figura 3.1: Modelo OSI [11]

3.3.2. Modelo EPA

EPA (Enhanced Performance Architecture), es un modelo estándar desarrollado por el Comité Técnico de la IEC. Su arquitectura de 3 capas está basada en el modelo OSI.

Ver la figura 3.2 para analizar la distribución de las capas que lo conforman. El modelo de 3 capas provee una forma más sencilla para la comunicación de datos.



Figura 3.2: Modelo EPA [6]

Capa Física

Al igual que en el modelo OSI, esta capa corresponde al medio físico por el cual se transmite la información. Especifica aspectos como niveles tensiones utilizadas, configuración de pines, tipo de conectores, por citar ejemplos.

Capa de enlace de datos

Logra que los datos se transmitan de forma confiable, por lo que hace uso del control de flujo y detección de errores para garantizarlo.

Capa de aplicación

En este nivel se encuentran los datos producto de una solicitud o generados como una respuesta.

3.3.3. Descripción de los protocolos principales utilizados en la industria: Modbus, IEC 870-5-101, IEC 870-5-104 y DNP3.0

En los siguientes apartados se concentra información referente a los protocolos que han sido desarrollados para fines industriales, en este caso específico se describe el protocolo Modbus, que es el más usado en sistemas de comunicación entre dispositivos

maestro/esclavo; y los protocolos IEC 101, IEC 104 y DNP3.0 que son protocolos creados particularmente para sistemas de monitorización y control de sistemas de energía.

Protocolo Modbus

La primer marca de controladores lógicos programables (PLC; programmable logic controller) fue Modicon (actualmente perteneciente a Schneider Electric), con el afán de lograr la comunicación entre sus equipos, desarrollaron un lenguaje conocido como protocolo Modbus. Éste permite la interconexión de diversos dispositivos sin importar sobre qué tipo de red se encuentre.

Modbus es un protocolo de tipo solicitud/respuesta (request/reply) que establece las pautas a seguir en cada uno de estos casos, además advierte cuándo los errores son detectados y reportados. Ofrece sus servicios por medio de códigos de función (function codes).

Ha sido implementado utilizando TCP/IP sobre Ethernet, transmisión serie asíncrona (bajo estándares como RS232, RS422 y RS485). En esta primera parte se explicará el funcionamiento del protocolo original, implementado bajo comunicación serie, más adelante se hará énfasis en la variante del mismo: Modbus TCP/IP.

Emplea una técnica de maestro/esclavo, en donde únicamente la unidad maestra puede iniciar las operaciones, mientras que las unidades esclavas se limitan a responder o a ejecutar el comando solicitado. Es capaz de realizar dos tipos de mensajería: mensajes individuales y mensajes a todos los dispositivos. En los primeros la información requerida se envía exclusivamente al dispositivo con la dirección especificada; mientras que en el segundo caso, conocido como broadcast el mensaje es enviado a todos los dispositivos en la red.

Por otro lado, Modbus permite la comunicación sobre Modbus Plus (conocido también como Modbus+, es un protocolo basado en Modbus que ha sido implementado para procesadores TSX QUANTUM y TSX PREMIUM de Schneider Electric, su peculiari-

dad es que utiliza una topología de conexión llamada “red de anillo o token ring”), en este caso utiliza una técnica peer-to-peer, que le permite a cualquier controlador iniciar el proceso de transacción.

En la figura 3.3 se muestra el proceso conocido como ciclo de interrogación-respuesta maestro-esclavo. En el proceso de mensaje de interrogación, el código de función (Function Code) de la unidad maestra especifica el tipo de acción que la unidad establecida por la dirección de dispositivo (device address) debe realizar, los bytes de datos (data bytes) contienen información adicional que detalla aspectos sobre la acción por ejecutar, y el comprobador de errores (error check) brinda una manera de validación de la información recibida. La respuesta enviada por la unidad esclava o proceso de mensaje de respuesta, contiene en el campo del código de función, la misma información que en el mensaje de interrogación, los bytes de datos contienen la información solicitada anteriormente y, si se dio un error, el campo comprobación de errores indica que la información enviada corresponde a una respuesta de error cuya descripción se almacena en los bytes de datos.

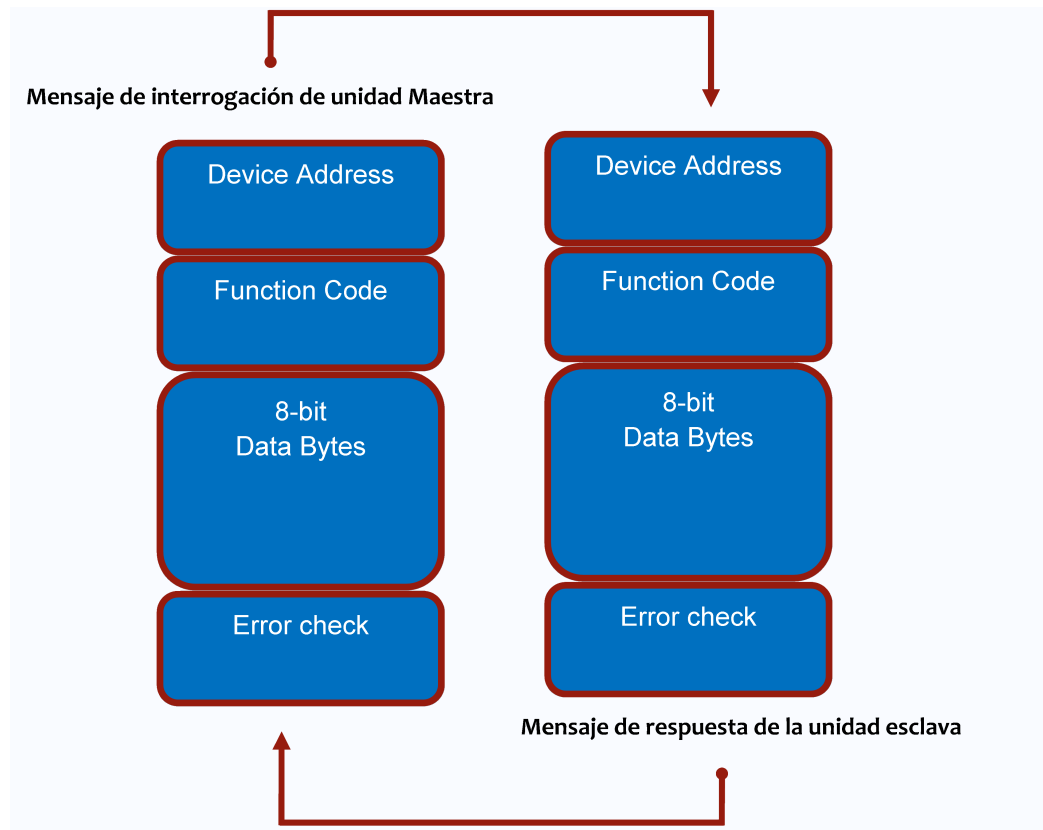


Figura 3.3: Ciclo de interrogación utilizado por Modbus [17]

Modos de transmisión serie

El modo de transmisión serie del protocolo Modbus indica dos cosas: el contenido de bits de los bytes de mensaje transmitido, y cómo la información debe ser empaquetada y decodificada. Dicho protocolo utiliza uno de dos modos disponibles, ASCII o RTU.

Modo de transmisión ASCII: En ASCII (American Standard Code for Information Interchange), cada byte en el mensaje es enviado como dos caracteres ASCII. Además permite intervalos de tiempo mayores a 1 segundo entre caracteres sin causar errores.

La trama que usa ASCII se muestra en la figura 3.4. Se nota como el caracter de inicio corresponde a “:” (3A en hexadecimal) y termina con el comando de retorno de carro

junto con el comando salto de línea (CRLF, 0D y 0A en hexadecimal respectivamente). Se permiten en los otros campos los valores hexadecimales entre 0-9 y A-F. El proceso de funcionamiento del sistema se sintetiza en la revisión constante del carácter de inicio, una vez recibido se procede a comprobar el dispositivo direccionado mediante la decodificación del campo siguiente de la trama. Se debe de tomar en cuenta que intervalos mayores a 1 segundo entre caracteres de mensaje son tomados como error. De forma resumida la trama se basa en 1 bit de inicio, 7 bits de datos (LSB de primero), 1 bit de paridad par/impar o ninguno para indicar ausencia de paridad, 1 bit de parada si se usa paridad o 2 bits si no se utiliza paridad; y se incluye un campo de verificación de error por comprobación de redundancia longitudinal(LRC, Longitudinal Redundancy Check).

Start	Address	Function	Data	LRC Check	End
1 char	2 chars	2 chars	<i>n</i> chars	2 chars	2 chars
:					CRLF

Figura 3.4: Formato de trama ASCII [17]

Modo de transmisión RTU: Remote terminal unit o unidad terminal remota es el segundo modo de transmisión que posee Modbus. Al brindar una densidad de datos mayor que ASCII (8 bits en lugar de 7) es el que ofrece un mayor rendimiento para un mismo baud rate.

La trama inicia con un silent interval o intervalo de silencio que está compuesto de al menos 3.5 caracteres. El siguiente campo es la dirección del dispositivo, seguido del código de función. Se permiten caracteres hexadecimales entre 0-9 y A-F. El procedimiento seguido por el sistema es mantenerse verificando constantemente el bus de red hasta encontrar un campo de dirección (address field), el que es decodificado para cerciorarse de que se trata del dispositivo direccionado; si la verificación es correcta la información siguiente son los datos que demarcan su final por medio de al menos

3.5 caracteres. Cuando antes de completar una trama, un intervalo de silencio de más de 1.5 caracteres se presenta, el receptor borra el mensaje incompleto e interpreta el byte siguiente como la dirección de un mensaje nuevo. Y, si antes de completarse los 3.5 caracteres, se recibe un mensaje, es considerado como continuación del mensaje anterior. La trama RTU se presenta en la figura 3.5

En síntesis, la trama de datos RTU está conformada por 1 bit de inicio, 8 bits de datos (LSB enviado de primero), 1 bit para paridad par/impar o ninguno en caso de no utilizarse y 1 bit de parada si se usa paridad o 2 bits si no se hace uso de ella. De la misma forma que en el modo ASCII, se reserva un campo de comprobación de error LRC. Tanto en modo serie como en RTU el conjunto de los campos código de función y datos se les conoce como PDU (Protocolo de unidad de datos, por sus siglas en inglés).

Start	Address	Function	Data	CRC Check	End
T1-T2-T3-T4	8 bits	8 bits	$n \times 8 \text{ bits}$	16 bits	T1-T2-T3-T4

Figura 3.5: Formato de trama RTU [17]

Manejo del campo de direcciones: Constituido por dos caracteres u ocho bits, en modo ASCII o RTU, respectivamente, el campo de direcciones (address field) almacena la identificación de cada dispositivo, por medio de una dirección única establecida en un rango de 1 a 247 en decimal. Cada vez que una unidad maestra envía un mensaje a una unidad esclava, se escribe en este campo la dirección de tal esclavo, y cuando éste envía de vuelta su respuesta, rellena el address field con su propia dirección, esto para fines de comprobación para el dispositivo maestro.

Manejo del campo de código de función: Puede estar formado por dos caracteres (modo ASCII) u ocho bits (modo RTU), con un rango válido entre 1 y 255. Se encarga

de proporcionarle al dispositivo controlado (esclavo) la información que describe la acción que se debe ejecutar (en dirección maestro a esclavo); el campo de función que devuelve el esclavo puede indicar que no se dio error (error-free) o en su defecto que se presentó algún fallo (exception-response); el primer caso se ve reflejado por un retorno del código de función enviado por el maestro, mientras que en el segundo, se envía el mismo código pero con un 1 en el bit más significativo.

Contenido del campo de datos: Los caracteres válidos van del 00-FF. Al enviarse un mensaje del maestro al esclavo, el campo de datos lleva información adicional que la unidad esclava necesita para realizar la acción pedida. La respuesta del esclavo llevaría en el campo de datos la información solicitada por el maestro, en caso de no existir ningún error, en caso contrario, el campo de datos contendrá un código de excepción que le permita a la unidad maestra tomar acciones al respecto. Existe el caso en que el campo de datos sea nulo o de longitud cero, estos se refieren a los que con solo el código de función es suficiente para llevar a cabo la petición.

Contenido del campo de comprobación de errores: En modo ASCII este campo contiene dos caracteres ASCII, que son el resultado del cálculo del LRC (Longitudinal Redundancy Check). En el modo RTU, contiene un valor de 16 bits, que es el resultado del cálculo del CRC (Cyclical Redundancy Check), el byte de menor orden es colocado al principio del campo y el de mayor orden al final.

Formato de trama en la transmisión serie: En las siguientes ilustraciones (figuras 3.6 y figura 3.7) se muestra el orden de los bits en cada uno de los modos de transmisión disponibles en Modbus.



Figura 3.6: Formato de trama en la transmisión serie para modo ASCII [17]

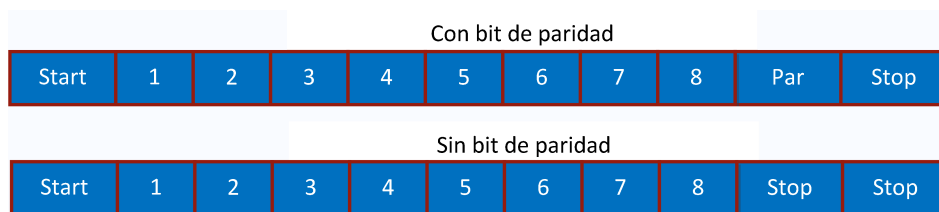


Figura 3.7: Formato de trama en la transmisión serie para modo RTU [17]

Códigos de función en Modbus: En la tabla 3.1 se presentan los códigos de función que pueden ser utilizados en Modbus.

Tabla 3.1: Códigos de función empleados por el protocolo Modbus [17]

Código de función	Función
01	Read Coil Status
02	Read Input Status
03	Read Holding Registers
04	Read Input Registers
05	Force Single Coil
06	Preset Single Register
07	Read Exception Status
08	Diagnostic
09	Program 484
10	Poll 484
11	Fetch Comm. Event Crt
12	Fetch Comm. Event Log
13	Program Controller
14	Poll Controller
15	Force Multiple Coils
16	Preset Multiple Coils
17	Report Slave ID
18	Program 884/M84
19	Reset Comm. Link
20	Read General Reference
21	Write General Reference
22	Mask Write 4X Register
23	Read/Write 4X Registers
24	Read FIFO

Modbus TCP/IP

Corresponde a una variación del protocolo Modbus serie, con la diferencia de que éste se encuentra implementado sobre una red TCP/IP. En este caso al dispositivo maestro se le conoce como “cliente” y al esclavo como “servidor”. Ha sido orientado a la comunicación de dispositivos en sistemas de automatización y control.

Formato de trama: La trama de los mensajes en Modbus TCP/IP es distinta que en Modbus serie, en la figura 3.8 se observan los bloques que la conforman. Los bytes 0 y 1 son el identificador de transacción, el cual tiene la función de asignarle una identificación única a la transacción realizada, es establecida por el cliente y reenviada de vuelta por el servidor, de esta forma es posible enviar varios mensajes en una misma conexión TCP sin problemas; el identificador de protocolo son un par de bytes que están predefinidos en 0 (otros valores son para disposiciones futuras); el campo de longitud permite saber el tamaño del mensaje por transmitir; el identificador de unidad indica la identificación de un dispositivo que no se encuentra en una red TCP/IP. Los campos código de función y datos, conocido como PDU, tienen las mismas propiedades que en Modbus serie.

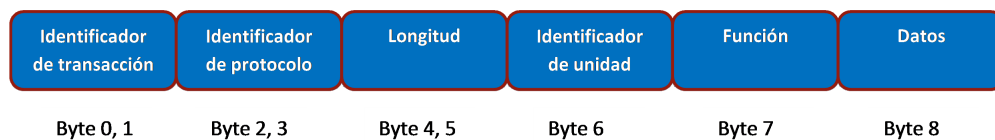


Figura 3.8: Formato de trama Modbus TCP/IP [18]

Características TCP/IP: Como se menciona anteriormente, Modbus es un protocolo de la capa de aplicación que al ser implementado sobre TCP/IP incorpora un perfil como el mostrado en la figura 3.9. Gracias a la incorporación de la capa de red y la capa de enlace, es posible

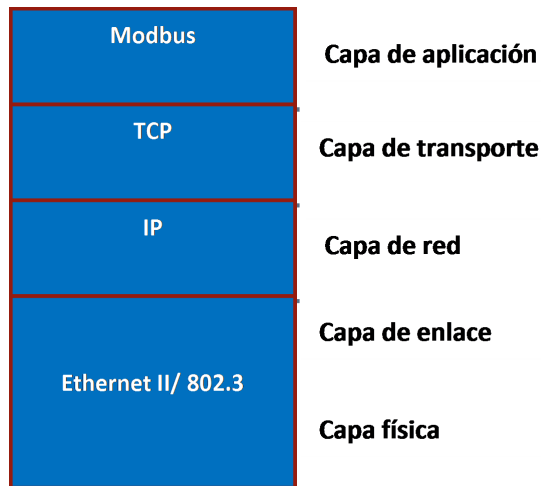


Figura 3.9: Perfil de comunicación TCP/IP [1]

Protocolo IEC 870-5-101

IEC 870-5-101 es un protocolo desarrollado específicamente para la funcionalidad de sistemas de potencia eléctrica, telecontrol, telecomunicaciones y telemetría. El también llamado IEC 101 o simplemente T101, fue creado por el Grupo de Trabajo 03 del Comité Técnico de la IEC, cuya labor registra en los documentos:

- IEC 870-5-1: Formatos de transmisión de tramas.
- IEC 870-5-2: Servicios de transmisión de enlace de datos.
- IEC 870-5-3: Estructura general de los datos de aplicación.
- IEC 870-5-4: Definición y codificación de elementos de información.
- IEC 870-5-5: Funciones de aplicación básica.

Es utilizado para las comunicaciones de estaciones Master (maestras) y RTUs.

T101 está basado en el modelo EPA, el cual define la estructura de las capas de este protocolo, se muestra a continuación en la figura 3.10, gracias a esta estandarización

IEC 101 permite la interoperabilidad. Es posible emplear conexiones punto-a-punto y multipunto.

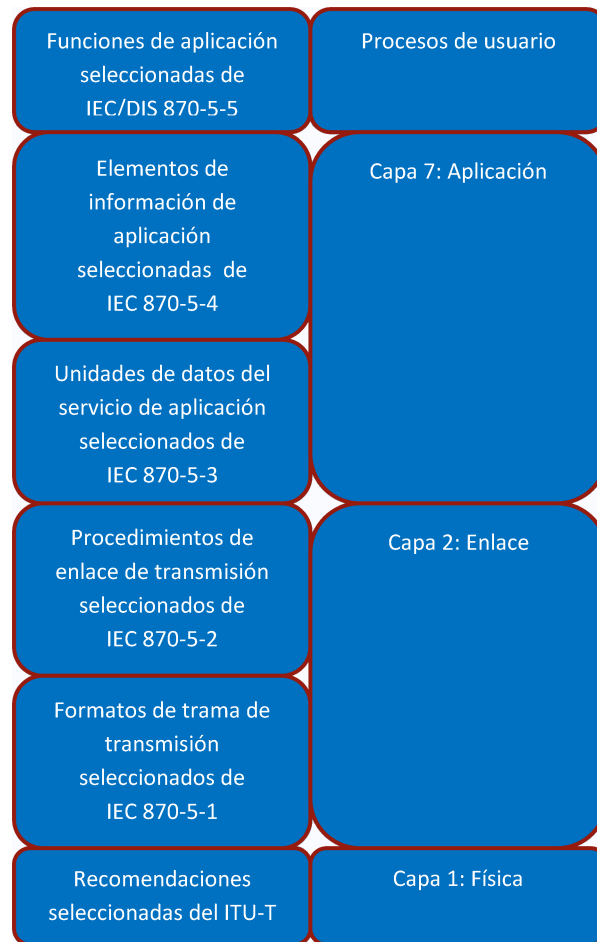


Figura 3.10: Estructura de capas del protocolo IEC 870-5-101 [32]

Capa Física

La interfaz física de T101 está normalizada por la Unión Internacional de Telecomunicaciones, ITU (International Telecommunication Union), específicamente en el documento ITU-T v.24/ITU-T v.28, el cual se utiliza en la transferencia de datos binarios y señales para temporizar o controlar dispositivos tipo DTE (data terminal equipment, equipo terminal de datos) y equipos DCE (data circuit-terminating equipment, equipo

de circuito terminal de datos). Puede ser empleada en comunicaciones síncronas o asíncronas, en líneas arrendadas, a 2 ó 4 hilos, punto a punto, multipunto, o transmitida por red conmutada (2 ó 4 hilos). Es compatible con los estándares RS232, RS485 e incluso fibra óptica. Se especifican dos modos de transmisión: desbalanceada y balanceada. La primera es usada en sistemas SCADA, donde la unidad maestra es la encargada del tráfico de datos y es la que inicia la comunicación con las demás unidades controladas. La segunda permite que el inicio de transmisión pueda realizarse por las unidades esclavas, en este caso se trata de conexiones punto-a-punto o multipunto-a-punto. Adicionalmente la transmisión balanceada puede trabajar en modo full dúplex.

Capa de enlace de datos

Detalla los procedimientos que se deben de usar en el modo de transmisión balanceado o desbalanceado. Provee las direcciones para cada enlace, e indica la condición para lograr la funcionalidad de los dispositivos finales, que obliga el soporte de los mensajes SEND/NO REPLY, SEND/CONFIRM, y REQUEST/RESPOND. Evita que la información llegue con errores, mediante el uso de tramas; las tramas están divididas en diversos campos que contienen información detallada, como dirección de destino, información sobre estado de errores, entre otras. La capa de enlace de datos se puede explicar de forma precisa separándola en dos secciones: formatos de trama y procedimientos de transmisión.

Formato de trama: En este caso se usa el formato de trama FT1.2, existen tres opciones en este formato. La primera son tramas de longitud fija. Esta no lleva datos de usuario, simplemente se utiliza ya sea como comandos de control del enlace de datos o como tramas de confirmación (ACK, del inglés acknowledge). El segundo modo se trata de tramas de longitud variable, las cuales son útiles en la transmisión de datos entre dispositivos maestros y esclavos. La tercera corresponde a caracteres simples; son empleados en el envío de confirmaciones de datos. En la figura 3.11 se observa la

representación de cada uno de estos tipos de formatos.

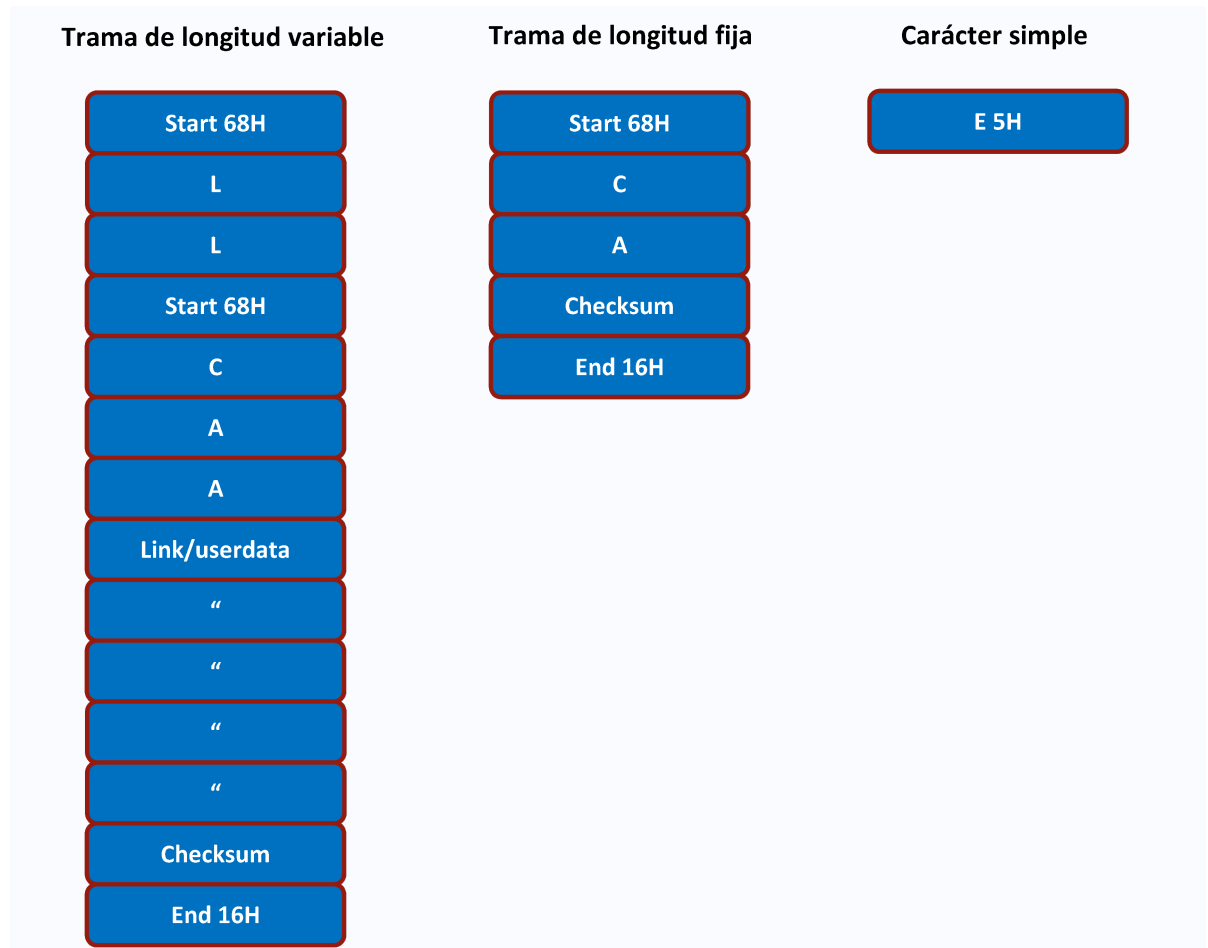


Figura 3.11: Formato de tramas del protocolo IEC 870-5-101 [32]

Capa de Aplicación

Describe los elementos de información de aplicación y la estructura general de las Unidades de datos de servicio de aplicación, (ASDU, Application Service Data Unit). Su estructura se muestra en la figura 3.12.

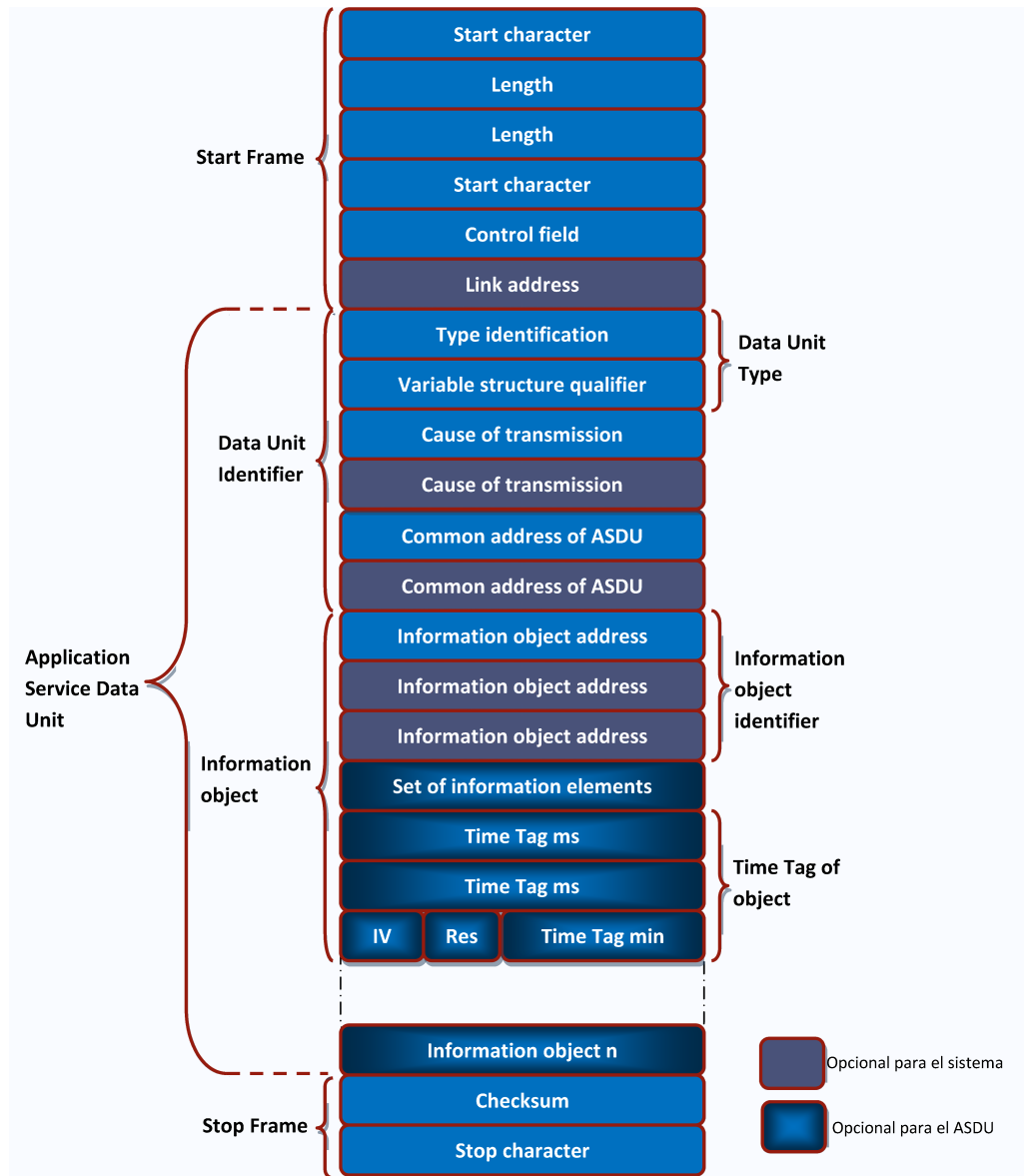


Figura 3.12: Trama ASDU para el protocolo IEC 870-5-101 [32]

A continuación se detallan cada uno de los campos que conforman la trama ASDU para IEC 870-5-101.

Caracter de inicio (Start character): La figura 3.13 muestra la longitud de la trama que posee el caracter de inicio, ésta demarca el límite entre dos tramas. Puede

tener dos valores diferentes: 68Hex (indica trama de longitud variable) y 10Hex (indica trama de longitud rápida (fast length)).



Figura 3.13: Campo caracter de entrada de la ASDU para el protocolo IEC 870-5-101 [32]

Longitud (Length): Tienen un rango de 0 a 255 bits, este espacio indica la cantidad de octetos de datos de usuario, incluyendo el campo de dirección y el de control, ver figura 3.14.



Figura 3.14: Campo longitud la ASDU para el protocolo IEC 870-5-101 [32]

Campo de control (Control Field): Especifica hacia donde se dirige el mensaje, el tipo de servicio y funciones de soporte de control destinadas a evitar errores y duplicaciones de mensajes. Existen dos tipos según sea modo balanceado o desbalanceado.

Campo de control para modo desbalanceado: En la transmisión desbalanceada la unidad maestra es la encargada de iniciar y supervisar el tráfico de datos, mientras que la unidad esclava se limita a responder. Soporta los siguientes servicios:

- Send/Reply: se usa en mensajería global y como punto de referencia en lazos de control.
- Send/Confirm: usado en comandos de control y en puntos de referencia de comandos.
- Request/respond: utilizado en el proceso de consulta a dispositivos (polling).

En la figura 3.15 se muestra el orden de la trama en cuestión.

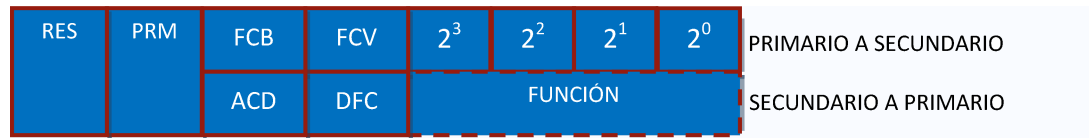


Figura 3.15: Formato de trama para el campo de control en modo desbalanceado IEC 870-5-101 [32]

La tabla 3.2, 3.3 y 3.4 guardan las especificaciones de cada uno de los espacios que conforman el campo de control para modo desbalanceado.

Tabla 3.2: Descripción de los campos que forman el campo de control para modo desbalanceado del protocolo IEC 870-5-101 [32]

Campo	Descripción
RES	Reservado
PRM	Mensaje primario (Primary message) 0=mensaje proveniente del secundario 1=mensaje proveniente del primario
FCB	Bit de conteo de trama (Frame count bit), se usa para evitar pérdidas y duplicados de información. Tiene un valor alternante entre 0 y 1, para cada nuevo proceso de SEND/CONFIRM o REQUEST/RESPOND.
FCV	FCB válido (Frame count bit valid). 0=el FCB y las funciones alternantes son inválidas 1=el FCB y las funciones alternantes son válidas
DFC	Control de flujo de datos (Data flow control) 0=es posible aceptar más mensajes 1=no es posible aceptar más mensajes (data buffer overflow)
ACD	Demanda de acceso (Access demand) 0=no hay demanda de acceso para transmisión de datos de clase 1 1=demanda de acceso para transmisión de datos de clase 1 Clase 1: eventos o mensajes de prioridad alta Clase 2: transmisión cíclica o mensajes de prioridad baja

Tabla 3.3: Códigos de función del campo de control para mensajes enviados desde el primario
modo desbalanceado protocolo IEC 870-5-101 [32]

Código de función	Tipo de trama	Función del servicio	FCV
0	SEND/CONFIRM esperado	Reset de enlace remoto	0
1	SEND/CONFIRM esperado	Reset de procesos de usuario	0
2	SEND/CONFIRM esperado	Reservado para modo balanceado	-
3	SEND/CONFIRM esperado	Datos de usuario	1
4	SEND/NO REPLY esperado	Datos de usuario	0
5		Reservado	-
6-7		Reservado	-
8	REQUEST de demanda de acceso	Respuesta esperada específica demanda de acceso	0
9	REQUEST/RESPOND esperado	Solicitud de estado de enlace	0
10	REQUEST/RESPOND esperado	Solicitud de datos de usuario clase 1	1
11	REQUEST/RESPOND esperado	Solicitud de datos de usuario clase 2	1
12-13		Reservado	-
14-15		Reservado casos especiales	-

Tabla 3.4: Códigos de función del campo de control para mensajes enviados desde el secundario
modo desbalanceado protocolo IEC 870-5-101 [32]

Código de función	Tipo de trama	Función de servicio
0	CONFIRM	ACK
1	CONFIRM	NACK: mensaje no aceptado, enlace ocupado
2-5		Reservado
6-7		Reservado para uso especial
8	RESPOND	Datos de usuario
9	RESPOND	NACK: datos solicitados no disponibles
10		Reservado
11	RESPOND	Estado del enlace o demanda de acceso
12		Reservado
13		Reservado para casos especiales
14		Servicio de enlace no está funcionando
15		Servicio de enlace no está implementado

Campo de control para modo balanceado: En ella cada dispositivo puede iniciar transmisión. La trama correspondiente se ve de la siguiente manera (figura 3.16).

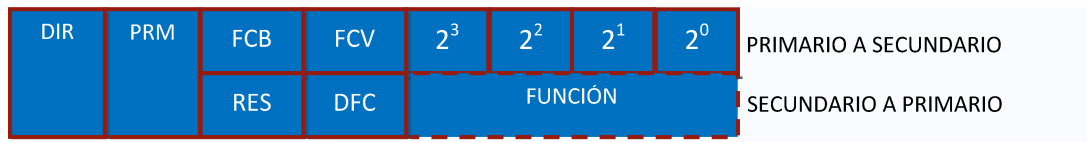


Figura 3.16: Formato de trama para el campo de control en modo balanceado IEC 870-5-101 [32]

Analizar las siguientes tablas (tabla 3.5, 3.6 y 3.7) permite comprender el funcionamiento de cada uno de los campos presentes en la trama.

Tabla 3.5: Descripción de los campos que forman el campo de control para modo balanceado del protocolo IEC 870-5-101 [32]

Campo	Descripción
DIR	Dirección física 0=datos de unidad esclava a unidad maestra 1=datos de unidad maestra a unidad esclava
PRM	Mensaje primario (Primary message) 0=mensaje proveniente del secundario 1=mensaje proveniente del primario
FCB	Bit de conteo de trama (Frame count bit), se usa para evitar pérdidas y duplicados de información. Tiene un valor alternante entre 0 y 1, para cada nuevo proceso de SEND/CONFIRM o REQUEST/RESPOND.
FCV	FCB válido (Frame count bit valid). 0=el FCB y las funciones alternantes son inválidas 1=el FCB y las funciones alternantes son válidas
DFC	Control de flujo de datos (Data flow control) 0=es posible aceptar más mensajes 1=no es posible aceptar más mensajes (data buffer overflow)
ACD	Reservado

Tabla 3.6: Códigos de función del campo de control para mensajes enviados desde el primario
modo balanceado protocolo IEC 870-5-101 [32]

Código de función	Tipo de trama	Función del servicio	FCV
0	SEND/CONFIRM esperado	Reset de enlace remoto	0
1	SEND/CONFIRM esperado	Reset de procesos de usuario	0
2	SEND/CONFIRM esperado	Reservado para modo balanceado	1
3	SEND/CONFIRM esperado	Datos de usuario	1
4	SEND/NO REPLY esperado	Datos de usuario	0
5		Reservado	-
6-7		Reservado para casos especiales	-
8		Reservado para modo desbalanceado	-
9	REQUEST/RESPOND esperado	Solicitud de estado de enlace	0
10		Reservado para transmisión desbalanceada	-
11		Reservado para transmisión desbalanceada	-
12-13		Reservado	-
14-15		Reservado casos especiales	-

Tabla 3.7: Códigos de función del campo de control para mensajes enviados desde el secundario
modo balanceado protocolo IEC 870-5-101 [32]

Código de función	Tipo de trama	Función de servicio
0	CONFIRM	ACK
1	CONFIRM	NACK: mensaje no aceptado, enlace ocupado
2-5		Reservado
6-7		Reservado para uso especial
8		Reservado pra modo desbalanceado
9		Reservado pra modo desbalanceado
10		Reservado
11	RESPOND	Estado del enlace
12		Reservado
13		Reservado para casos especiales
14		Servicio de enlace no está funcionando
15		Servicio de enlace no está implementado

Dirección de enlace (link address): Puede estar formado por uno o dos octetos.

Identificación de tipo (Type identification): Establece la estructura, tipo y formato de los objetos de información (information objects). Su tamaño de trama es igual que dirección de enlace y caracter de inicio. Permite identificar cuando un objeto de información tiene o no *Time TAGs*. Si este campo no tiene un valor establecido, producirá automáticamente un NACK, no siendo admitido ni por la unidad maestra ni esclava. Se resume en la tabla 3.8 los valores que puede llegar a tener el type identification.

Tabla 3.8: Tipos de identificación utilizados en el protocolo IEC 870-5-101 [32]

Type identification	UI8[1..8]<1..255>
0	No utilizado
<1..127>	Para definiciones estándar de IEC 101
<128..135>	Reservado para enrutamiento de mensajes
<136..255>	Para usos especiales

subparagraphClasificación de estructura variable (Variable structure qualifier):

En la figura 3.17 se muestra la estructura que sigue esta trama, mientras que en la tabla 3.9 se mencionan las definiciones de cada una de sus partes. Si el SQ equivale a 0, señala que cada elemento simple o combinaciones de elementos serán direccionados por el Information Object Address. SQ igual a 1, indica una secuencia de Information Elements equivalentes y serán direccionados por Information Object Address.

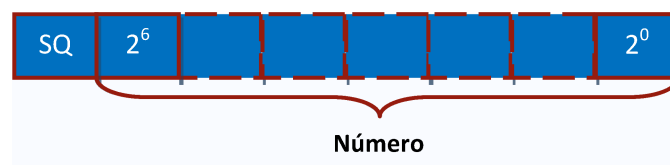


Figura 3.17: Formato de trama para el campo de clasificación de estructura variable [32]

Tabla 3.9: Semántica de valores del campo clasificación de estructura variable para el protocolo IEC 870-5-101 [32]

Clasificación de estructura variable	CP8 {número, SQ}
Número=N	UI[1..7]<0..127 >
<0 >	La ASDU no contiene un Objeto de información
<1..127>	Número de Information objects o Elements
SQ=Single/Sequence	BS1[8]<0...1>
<0 >	Direccionamiento del un elemento individual o combinación de elementos en un número de Information objects de un mismo tipo
<1 >	Direccionamiento de Sequence o Information Elements en un objeto
SQ<0 >y N<0..127 >	Número de Information objects
SQ<1 >y N<0..127 >	Número de Information Elements u objetos simples por ASDU

Causa de transmisión (Cause of transmission): Este campo se utiliza con el fin de indicarle a la ASDU el programa que debe procesar. Como se muestra en la figura 3.18 está dividida en varios bits, el bit P/N (Positiva/Negativa) marca la confirmación de solicitud de activación dada por la función de aplicación primaria. El bit de prueba (T) permite saber cuáles son las ASDUs que se generaron durante las condiciones de prueba. En la tabla 3.10 se puntualizan la semántica de los valores que definen este campo.

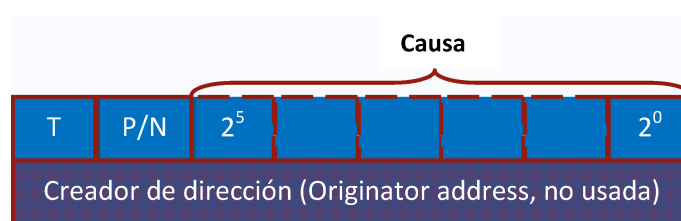


Figura 3.18: Formato de trama para el campo causa de transmisión [32]

Tabla 3.10: Semántica de valores del campo causa de transmisión para el protocolo IEC 870-5-101 [32]

Causa de transmisión	CP16 {causa,P/N, T, creador de dirección (opt)}
Causa	UI6[1..6]<0..63 >
<0 >	No está definida
<1..63>	Número de causa
<1..47>	Para definiciones estándar para esta convención ver tabla 3.10
<48..63 >	Para uso especial
P/N	BS1[7]<0..1 >
<0 >	Confirmación positiva
<1 >	Confirmación negativa
Creador de dirección (Originator address)	UI8[9..16]
<0 >	Por defecto
<1..255 >	Número del creador de dirección

En la tabla 3.11 adjunta se detallan todas las causas de transmisión posibles que puede tener las ASDUs.

Tabla 3.11: Causas de transmisión posibles para el protocolo IEC 870-5-101 [32]

Causa de transmisión	UI6[1..6]<0..63>	
<0>	not used	
<1>	periodic, cyclic	per/cyc
<2>	background scan	back
<3>	spontaneus	spont
<4>	initialised	init
<5>	request or requested	req
<6>	activation	act
<7>	activation confirmation	actcon
<8>	deactivation	deact
<9>	deactivation confirmation	deactcon
<10>	activation termination	actterm
<11>	return information caused by a remote command	retrem
<12>	return information caused by a local command	retloc
<13>	file transfer	file
<14..19>	reserved for further compatible definitions	
<20>	interrogated by general interrogation	inrogen
<21>	interrogated by group 1 interrogation	inro1
<22>	interrogated by group 2 interrogation	inro2
<23>	interrogated by group 3 interrogation	inro3
<24>	interrogated by group 4 interrogation	inro4
<25>	interrogated by group 5 interrogation	inro5
<26>	interrogated by group 6 interrogation	inro6
<27>	interrogated by group 7 interrogation	inro7
<28>	interrogated by group 8 interrogation	inro8
<29>	interrogated by group 9 interrogation	inro9
<30>	interrogated by group 10 interrogation	inro10
<31>	interrogated by group 11 interrogation	inro11
<32>	interrogated by group 12 interrogation	inro12
<33>	interrogated by group 13 interrogation	inro13
<34>	interrogated by group 14 interrogation	inro14
<35>	interrogated by group 15 interrogation	inro15
<36>	interrogated by group 16 interrogation	inro16
<37>	requested by general counter requeste	reqcogen
<38>	requested by group 1 counter request	reqco1
<39>	requested by group 2 counter request	reqco2
<40>	requested by group 3 counter request	reqco3
<41>	requested by group 4 counter request	reqco4
<42..47>	reserved for further compatible definitions	

Dirección común de las ASDUs (Common address of ASDUs): Este campo fija la dirección de la estación siguiente y puede presentarse como uno o dos octetos (ver figura 3.19), su longitud es fija.

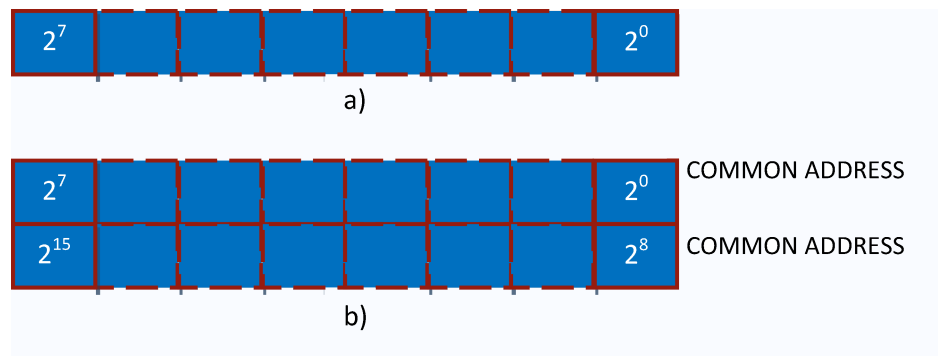


Figura 3.19: Formato de trama para el campo dirección común, a) un octeto, b) dos octetos [32]

La tabla 3.12 desglosa los valores que puede obtener este campo, en donde global address (dirección global) denota una dirección de tipo broadcast y station address direcciona a una sola unidad.

Tabla 3.12: Direcciones comunes (Common Address) posibles para el protocolo IEC 870-5-101 [32]

Common Address (un octeto)	UI8[1..8]<0..255>
<0>	No usada
<1..254>	dirección de estación
<255>	dirección global
Common Address (dos octeto)	UI16[1..16]<0..65535>
<0>	No usada
<1...65534>	dirección de estación
<65535>	dirección global

Dirección de objeto de información (Information object address:) Su trama es semejante a la de Common Address (es decir, uno o dos octetos, el primero del bit

0 al bit7, y el segundo del bit 8 al bit 15), es posible incluir en ciertos casos un tercer octeto (del bit 16 al bit 23), como en la figura 3.20. La trama tiene la función de brindar la dirección de destino en las instrucciones de control o de dirección de fuente en las instrucciones de monitorización.

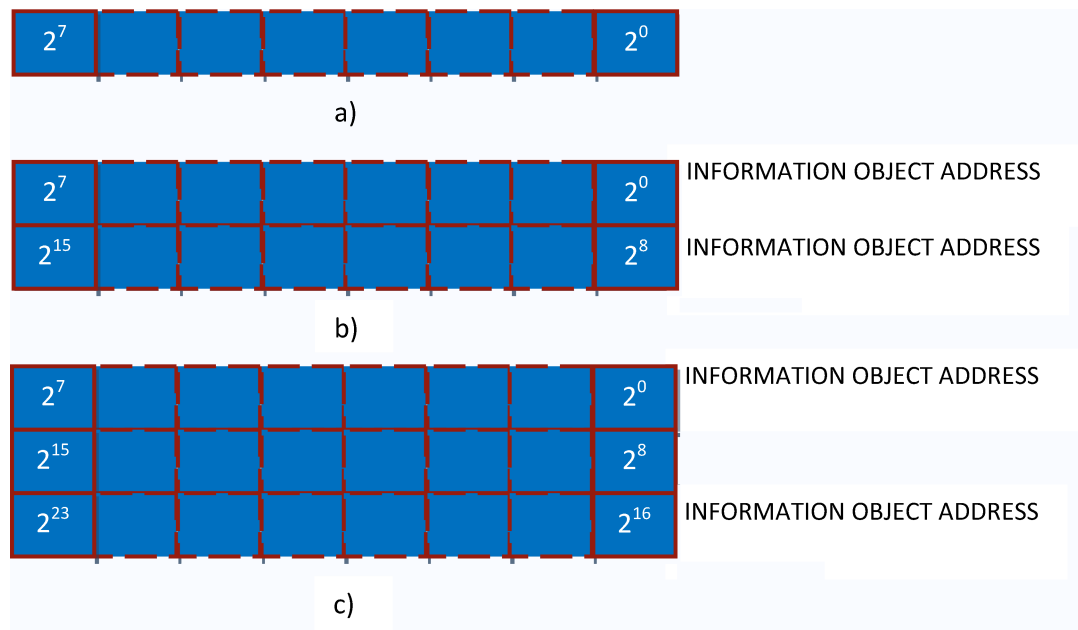


Figura 3.20: Formato de tramas para el campo dirección de información de objeto, a) un octeto, b) dos octetos, c) tres octetos [32]

La tabla 3.13 muestra los valores posibles de estos campos. El tercer octeto se usa solamente en los casos en que se necesita especificar ambigüedades en las direcciones de sistemas específicos.

Tabla 3.13: Valores posibles de la dirección de objeto de información para el protocolo IEC 870-5-101 [32]

Objeto de información (un octeto)	UI8[1..8]<0..255>
<0>	Dirección de objeto de información irrelevante
<1..254>	Dirección de objeto de información
Objeto de información (dos octetos)	UI8[1..16]<0..65535>
<0>	Dirección de objeto de información irrelevante
<1..65535>	Dirección de objeto de información
Dirección de objeto de información (tres octetos)	UI24[1..24]<0..16777215>
<0>	Dirección de objeto de información irrelevante
<1...16777215>	Dirección de objeto de información

Seguidamente se muestran una serie de tablas (tablas 3.14, 3.15, 3.16, 3.17, 3.18) que guardan la presentación y definición de las ASDUs que se utilizan en el protocolo IEC 870-5-101.

Tabla 3.14: ASDUs utilizadas la Información de Proceso Dirección Monitor para el protocolo IEC 870-5-101 [32]

Número de ASDU	Especificación	ASDU
<1>	Single point information	M_SP_NA_1
<2>	Single point information with time tag	M_SP_TA_1
<3>	Double point information	M_DP_TA_1
<4>	Double point information with time tag	M_DP_TA_1
<5>	Step position information	M_ST_NA_1
<6>	Step position information with time tag	M_ST_TA_1
<7>	Bitstring of 32 bit	M_BO_NA_1
<8>	Bitstring of 32 bit with time tag	M_BO_TA_1
<9>	Measured value, normalised value	M_ME_NA_1
<10>	Measured value, normalised value with time tag	M_ME_TA_1
<11>	Measured value, scaled value	M_ME_NB_1
<12>	Measured value, scaled value with time tag	M_ME_TB_1
<13>	Measured value, short floating point value	M_ME_NC_1
<14>	Measured value, short floating point value with time tag	M_ME_TC_1
<15>	Integrated totals	M_IT_NA_1
<16>	Integrated totals with time tag	M_IT_TA_1
<17>	Event of protection equipment with time tag	M_EP_TA1
<18>	Packed start events of protection equipment with time tag	M_EP_TB1
<19>	Packed output circuit information of protection equipment with time tag	M_EP_TC_1
<20>	Packed single point information with time tag	M_PS_NA_1
<21>	Measured value, normalised value without quality descriptor	M_ME_ND_1
<30>	Single point information with time tag CP56Time2a	M_SP_TB_1
<31>	Double point information with time tag CP56Time2a	M_DP_TB_1
<32>	Step position information with time tag CP56Time2a	M_ST_TB_1
<33>	Bitstring of 32 bit with time tag CP56Time2a	M_BO_TB_1
<34>	Measured value, normalised value with time tag CP56Time2a	M_ME_TD_1
<35>	Measured value, scaled value with time tag CP56Time2a	M_ME_TE_1
<36>	Measured value, short floating point value with time tag CP56Time2a	M_ME_TF_1
<37>	Integrated totals with time tag CP56Time2a	M_IT_TB_1
<38>	Event of protection equipment with time tag CP56Time2a	M_EP_TD_1
<39>	Packed start events of protection equipment with time tag CP56Time2a	M_EP_TE_1
<40>	Packed output circuit inform.of protection equip. with time tag CP56Time2a	M_EP_TF_1

Tabla 3.15: ASDUs utilizadas la Información de Proceso Dirección Control para el protocolo IEC 870-5-101 [32]

Número de ASDU	Especificación	ASDU
<45>	Single command	C_SC_NA_1
<46>	Double command	C_DC_NA_1
<47>	Regulating step command	C_RC_NA_1
<48>	Set point command, normalized value	C_SE_NA_1
<49>	Set point command, scaled value	C_SE_NB_1
<50>	Set point command, short floating point value	C_SE_NC_1
<51>	Bitstring of 32 bit	C_BO_NA_1

Tabla 3.16: ASDUs de Información de Sistema Dirección Monitor (únicamente el ASDU <70>) e Información de Sistema Dirección Control para el protocolo IEC 870-5-101 [32]

Número de ASDU	Especificación	ASDU
<70>	End of initialization	M_EI_NA_1
<100>	Interrogation command	C_IC_NA_1
<101>	Counter interrogation command	C_CI_NA_1
<102>	Read command	C_RD_NA_1
<103>	Clock synchronization command	C_CS_NA_1
<104>	Test command	C_TS_NB_1
<105>	Reset process command	C_RP_NC_1
<106>	Delay acquisition command	C_CD_NA_1

Tabla 3.17: ASDUs de Información de Parámetros Dirección Control para el protocolo IEC 870-5-101 [32]

<110>	Parameter of measured value, normalised value	P_ME_NA_1
<111>	Parameter of measured value, scaled value	P_ME_NB_1
<112>	Parameter of measured value, short floating point value	P_ME_NC_1
<113>	Parameter activation	P_AC_NA_1

Tabla 3.18: ASDUs de Transferencia de archivos para el protocolo IEC 870-5-101 [32]

<120>	File ready	F_FR_NA_1
<121>	Section ready	F_SR_NA_1
<122>	Call directory, select file, call file, call section	F_SC_NA_1
<123>	Last section, last segment	F_LS_NA_1
<124>	Ack file, ack section	F_AF_NA_1
<125>	Segment	F_SG_NA_1
<126>	Directory	F_DR_TA_1

Protocolo IEC 870-5-104

Conocido como T104 o abreviado a IEC 104, es un protocolo de comunicación desarrollado en el año 2000, corresponde a una variante del ya antes mencionado IEC 101, su diferencia se basa en que T104 se encuentra implementado para transmisiones de red utilizando protocolos como TCP o IP. La capa de transporte del T104 está hecha para soportar la versión de comunicaciones de red, mientras que los demás niveles se mantienen igual que en IEC 101.

Arquitectura de IEC 870-5-104: La arquitectura seguida por IEC 104 se puede analizar en la figura 3.21, se observa como se fundamenta en la interfaz de protocolo TCP/IP que se enlaza a una LAN empleando el estándar IEEE 802.3 (estándar que establece las normas respecto al nivel físico y de enlace de datos que debe incluir el cableado Ethernet). Las capas superiores (procesos de usuario y capa de aplicación) son semejantes al protocolo T101, las demás han sido modificadas de tal forma que es posible el trasiego de información entre otros dispositivos T104, gracias a la conexión LAN, o entre dispositivos remotos, por medio del enrutador (router)

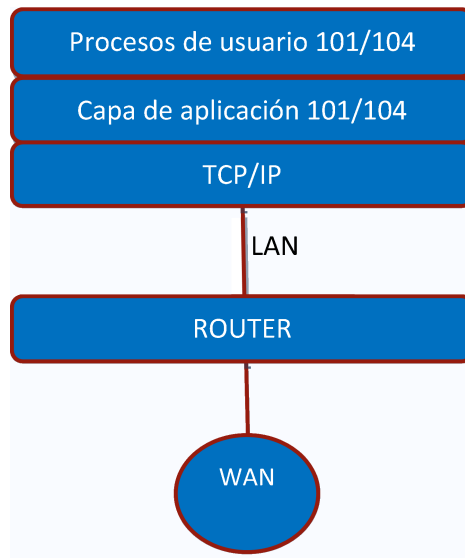


Figura 3.21: Arquitectura de comunicación empleada por el protocolo IEC 870-5-104 [6]

Estructura APDU: Los datos que permiten la comunicación en el protocolo T104 están configurados en una estructura denominada APDU (Unidad de Datos del Protocolo de Aplicación, por sus siglas en inglés); las APDUs son transferidas entre la capa de aplicación y la capa de transporte y están formadas por un APCI (Información de Control del Protocolo de Aplicación) y un ASDU. La figura 3.22 detalla la distribución de esta estructura.

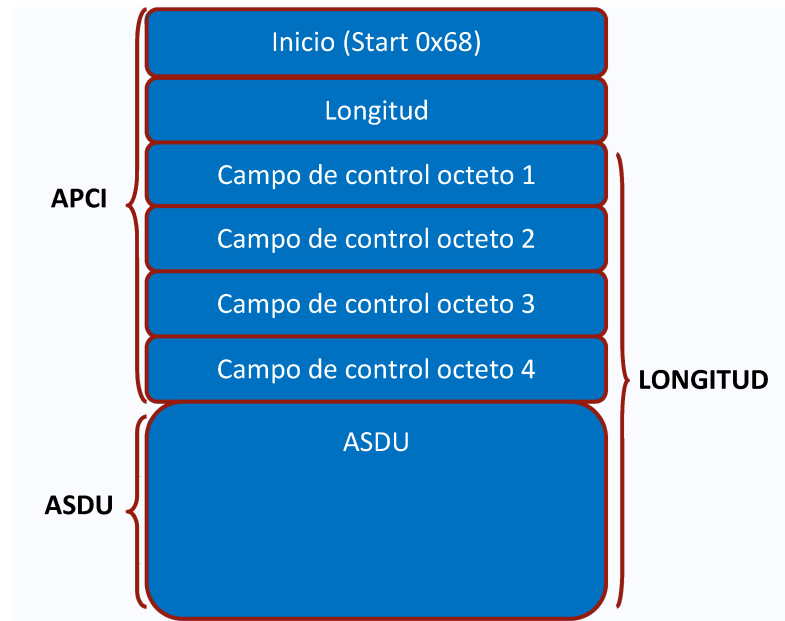


Figura 3.22: Estructura APDU empleada por el protocolo IEC 870-5-104 [6]

Estructura del campo de control: El campo de control se encuentra representada por tres formatos diversos, I, S y U. El formato I (Información), como su nombre lo indica se utiliza en los casos en que la APDU contiene información, se distingue por medio de un 0 en el primer bit. El formato S (Supervisión) no contiene información por parte de la ASDU, por lo que el único valor que incluye es el que viene dado por APCI, se señala la presencia de este formato cuando el primer bit de este campo es un 1 mientras que el segundo bit es un 0. El de tipo U (del inglés Unnumbered, o sea, sin numerar) es utilizado como medio de control de inicio y detención del flujo de datos, cuando existen más de una conexión disponibles entre estaciones el formato U se encarga de controlar el paso de las APDUs a través de la red. La estructura de los anteriores tres formatos se despliegan en la figura 3.23.

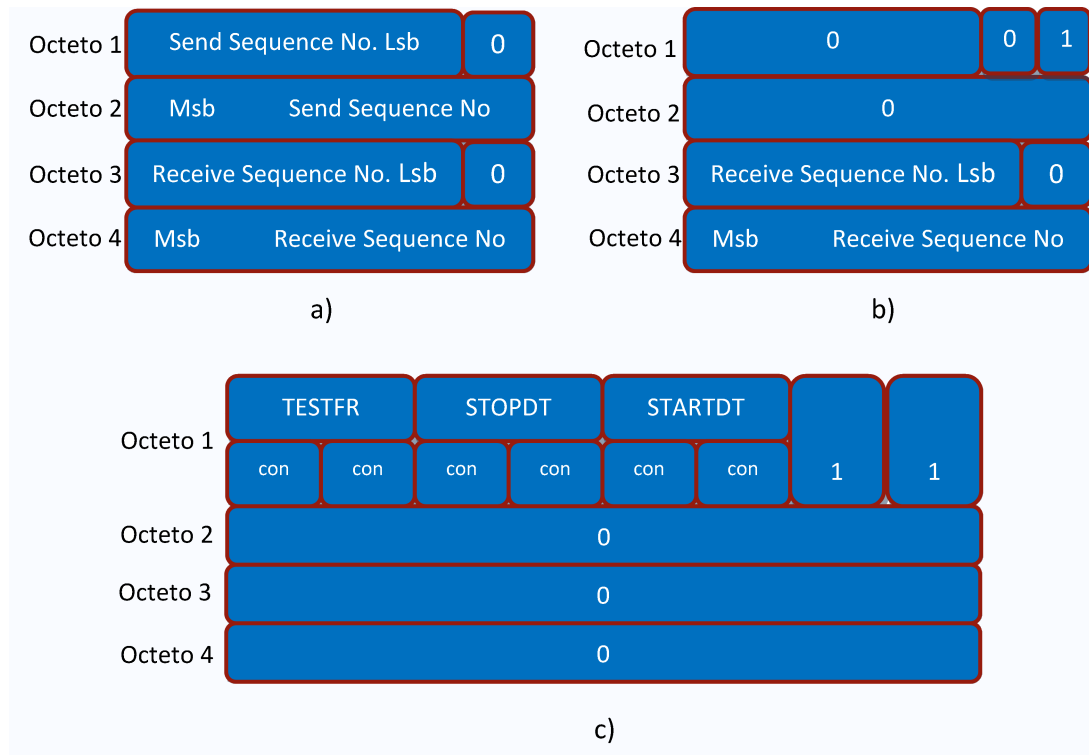


Figura 3.23: Estructura APDU empleada por el protocolo IEC 870-5-104 [6]

Número de puerto y direcciones: El direccionamiento del protocolo TCP/IP está dado por un número de puerto y una dirección IP, asignado por la IANA (Internet Assigned Numbers Authority); para este caso el número de puerto por el cual son establecidas éstas comunicaciones corresponde a 2404.

ASDUs de IEC 104: La mayoría de las ASDUs de T101 se encuentran implementadas en T104, solamente que para este último se agrega un grupo adicional, así como ligeras variaciones en algunas de ellas en común. Estas variaciones son las siguientes:

- En T104 no se utilizan las ASDUs con dos octetos de Time-Tag. Corresponden a <2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 17, 18, 19>.
- El comando de prueba <104> es reemplazado por el <107> e incluye un Time-Tag dentro de la ASDU.

- Los tipos <58, 59, 60, 61, 62, 63, 64>están incluidos de forma similar que <45...51>pero incluyendo siete octetos de Time-Tag.

Protocolo DNP3

Distributed Network Protocol, o Protocolo de Red Distribuida, por sus siglas en inglés, es un protocolo abierto, creado por Westronic, Inc. (actualmente GE Harris) en 1993. Fue desarrollado para comunicación entre dispositivos SCADA RTU, IED-RTU y maestro-IED/RTU. Al igual que IEC 60870, DNP3 permite la interoperabilidad entre equipos destinados a funciones industriales y eléctricas varias, sin embargo ha sido orientado también a sectores de aceite y gas, seguridad industrial y manejo de aguas. Entre las topologías posibles se encuentran maestro-esclavo, multidrop a un maestro, topología jerárquica con concentradores de datos intermedios, multi-maestros, multi-esclavos y peer to peer.

De la misma manera que en IEC 101/104, DNP3 está basado en el modelo EPA de tres capas, que se detallan seguidamente.

Capa Física

Define las características eléctricas empleadas en el protocolo, entre ellas se encuentran: bit serial asíncrono, 8 bits de datos, 1 bit de inicio y 1 bit de parada, sin paridad, especificada sobre una capa serial RS232 o RS485 y protocolo de hardware CCIT V.24 para comunicaciones DTE/DCE. Entre los servicios brindados por este nivel están, la conexión/desconexión, envío/recepción y estado. Es posible establecer comunicación tanto half dúplex como full dúplex, a través de dos cables o cuatro. Es posible implementarla sobre medios físicos como el cobre, fibra óptica, radio, vía satélite y sobre Ethernet.

Capa de enlace de datos

Tiene la misión de permitir la comunicación a través de la capa física. Para lo cual describe el formato de trama, responsabilidades, servicios y procedimientos de transmisión. Algunos de los servicios que brinda son: establecer y mantener la comunicación, reportar el estado del enlace a capas superiores, detección y corrección de errores, notificación de errores, entre otras. Además de modos de comunicación balanceada o desbalanceada.

Formato de trama

DNP3 utiliza el formato de trama FT3, el cual utiliza un encabezado de 10 bytes, seguido por hasta 16 bloques de datos opcionales. El mensaje tiene una capacidad límite de 292 bytes, que se traduce a una capacidad de datos máxima de 250 bytes. En la figura 3.24 se detalla cómo está dividida la trama de datos en DNP3. Al paquete formado por los bytes anteriores se le conoce como LSDU (link service data unit), ellos son subdivididos en bloques más pequeños para su transporte por la capa física, se les conoce como LPDU (link protocol data unit).

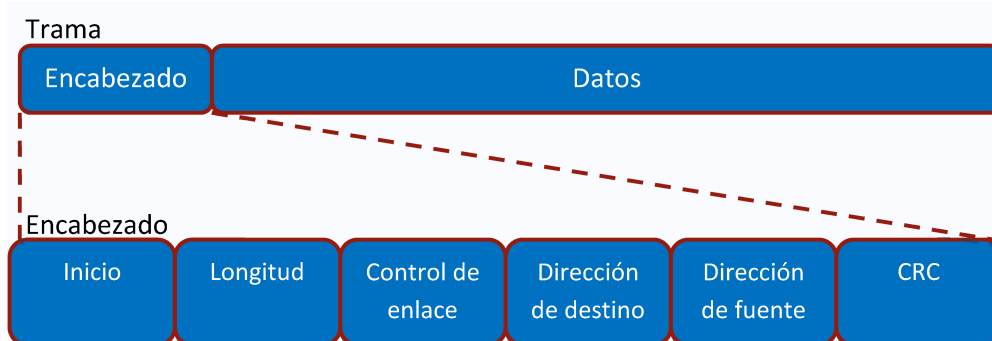


Figura 3.24: Estructura del formato de trama utilizado en el protocolo DNP3 [6]

Cada uno de los bloques que conforman la trama de DNP3 se detallan a continuación.

Campo de Inicio: El campo de inicio está conformado por dos bytes: 0x0564.

Campo de longitud: Con un rango de 0 a 255, representa la suma de todos los bytes de datos de usuario más 5 y sin incluir el CRC.

Campo de control: Identifica el tipo y el destino del flujo de datos en la capa física. Es posible tener dos tipos de campo de control, dependiendo de la dirección que lleve el mensaje, esto es, del primario al secundario o viceversa. En la figura 3.25 se encuentra representada la trama y distribución de cada bit que compone este bloque. El bit denominado DIR establece la dirección que lleva el flujo de los datos, esto es: 1 si el mensaje va de la unidad maestra a esclava, 0 en el caso inverso. PRM (primary bit) indica si los datos son una inicialización o una respuesta, 1 y 0 respectivamente. FCB (frame count bit) y FCV (frame count valid) son bits válidos únicamente cuando PRM=1, se emplean para señalarle a la unidad esclava o secundaria, pérdidas o duplicados de trama. El FCV puesto en 1 implica el uso de FCB. DFC (data flow control bit) es establecido por el secundario para advertir que un envío adicional de información dará como resultado un desbordamiento (overflow). Los bits de código de función (FC) brindan información sobre la acción que se debe realizar, dependiendo de la dirección del flujo de datos se tienen diferentes códigos, mostrados en la tabla 3.19.

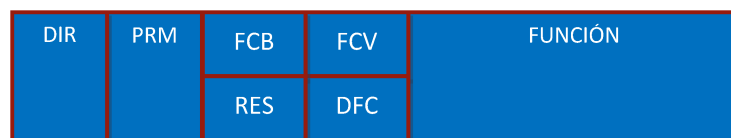


Figura 3.25: Estructura del campo de control utilizado en el protocolo DNP3 [6]

Tabla 3.19: Códigos posibles para el campo de control utilizado por el protocolo DNP3 [6]

Primario al Secundario		Secundario al Primario	
Código	Descripción	Código	Descripción
0	Reset de enlace	0	Confirmación-ACK
1	Reset proceso de usuario	1	Confirmación-NACK
2	Prueba de enlace	11	Respuesta-estado de enlace
3	Datos de usuario-Confirmación esperada	14	Enlace no funcionando
4	Datos de usuario-Sin confirmación	15	Enlace no usado
9	Solicitud de estado de enlace	-	-

Dirección de destino y dirección de fuente: Respectivamente identifican hacia qué dispositivo es enviada la información, o desde donde lo hace.

CRC: CRC (cyclic redundancy code) o código de redundancia cíclica, es un campo de 16 bits que se transmite en el encabezado de la trama y una vez por cada bloque de datos de usuario de 128 bits. El error es detectado si al calcular el CRC de cada bloque recibido no coinciden con el CRC transmitido.

Capa de transporte (Pseudo-transporte)

Este nivel se encarga de dividir los mensajes en múltiples paquetes más pequeños para ser transmitidos por la capa de enlace, y complementariamente se encarga de ensamblar los paquetes que recibe por la capa mencionada. Detalladamente se muestra en la figura 3.26 la manera en que trabaja este nivel. Los datos de usuarios son recibidos por la capa de pseudo-transporte en forma de TSDU (transport service data unit), que a su vez son fraccionados en paquetes denominados TPDU (transport protocol data unit), éstos últimos son los que la capa de enlace se hace cargo de enviar. El campo TH (transport header) es el encabezado del TPDU, contiene un par de bits con los nombre FIN y FIR, que representan (por su traducción al español) última y primer trama, correspondientemente. Las combinaciones posibles entre ambas dan la siguiente

información: FIN y FIR en 0, indica que la trama no es ni la primera ni la última; FIN=0 y FIR=1, señala que la trama es la primera de una múltiple cantidad; FIN=1 y FIR=0, denota la trama final; y, FIN=1 y FIR=1 equivale a un mensaje de una sola trama. Los demás seis bits son utilizados como contador de secuencia, generando un total de 64 tramas consecutivas posibles.

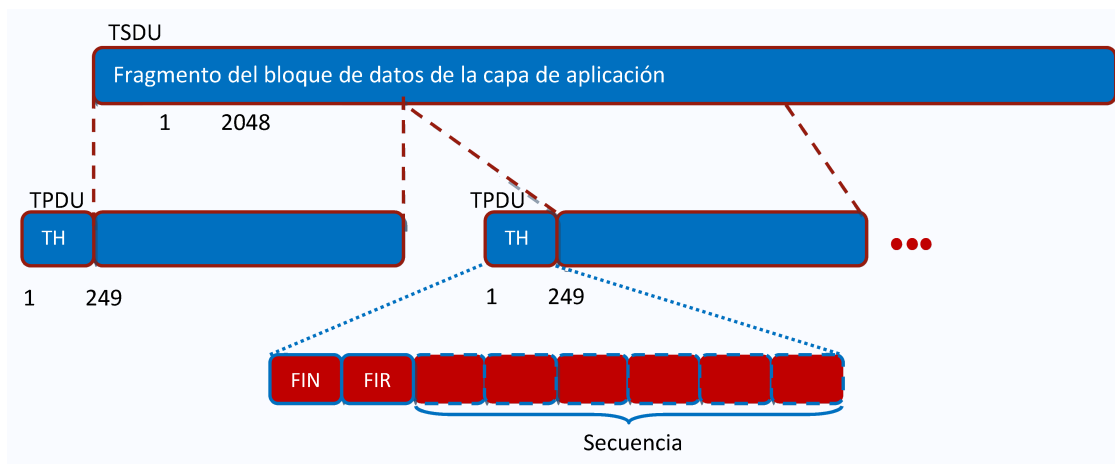


Figura 3.26: Estructura de TSDU típica del protocolo DNP3 [6]

Capa de aplicación

En la capa de aplicación existen tres tipos de mensaje, las solicitudes (requests) enviadas solamente por la unidad maestra, las respuestas (responses) enviadas exclusivamente por las unidades esclavas y las respuestas no-solicitados (unsolicited responds). Similar a IEC 101 e IEC 104 por cada solicitud enviada un mensaje de respuesta o confirmación es generado. El formato de los mensajes que se generan se muestra en la figura 3.27.

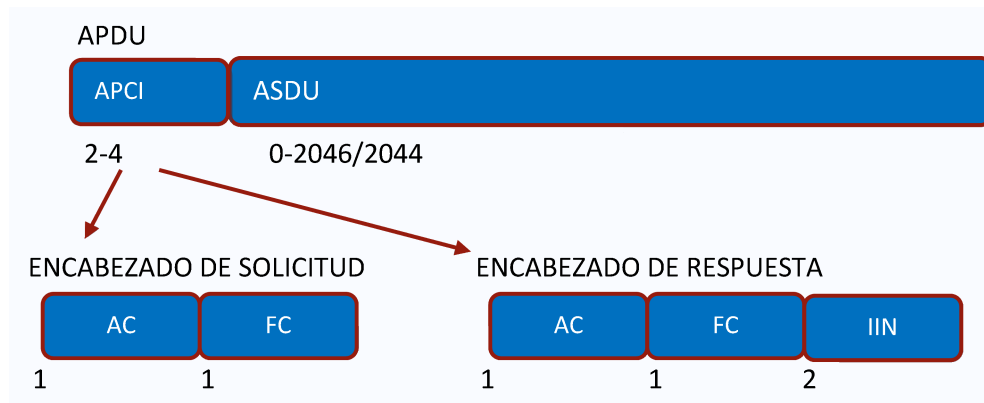


Figura 3.27: Formato de mensajes generados por el protocolo DNP3 [6]

Campo de control de aplicación (AC): El primer byte del APCI se denomina campo de control, se emplea con el fin de controlar el flujo de datos. Observando la figura 3.28 se puede analizar el contenido de este campo. FIR y FIN funcionan similar que en la capa de enlace, o sea FIR=1 implica el inicio de múltiples tramas, FIN=1 indica el final de la serie de tramas. CON señala que es necesaria una confirmación; el fragmento secuencia dado entre 0 y 15 está establecido para las solicitudes, de 16 a 31 es para mensajes no-solicitados y confirmaciones.

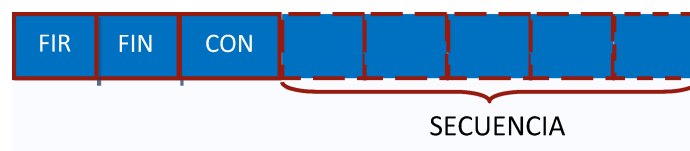


Figura 3.28: Formato de trama del campo de control de aplicación del protocolo DNP3 [6]

Campo de código de función (FC): Seguido del AC se encuentra el byte FC (function code) que indica la acción que debe ser ejecutada. En la tabla 3.20 y 3.21 se documentan los códigos de función, tanto para solicitudes como respuestas, que se emplean en éste campo.

Tabla 3.20: Códigos de Función de Solicitud utilizados por el protocolo DNP3 [6]

Código	Tipo General	Función
0	Funciones de transferencia	Confirmación
1		Leer
2		Escribir
3-6	Funciones de control	
7-12	Funciones congeladas	
13-18	Funciones de control de aplicación	
19-22	Funciones de configuración	
23	Sincronización de tiempo	
24-128	Reservadas	

Tabla 3.21: Códigos de Función de Respuesta utilizados por el protocolo DNP3 [6]

Código	Tipo General	Función
0	Funciones de transferencia	Confirmación
1		Leer
2		Escribir

Campo de indicaciones internas (IIN): Las IIN son un campo formado por dos bytes, cada uno de los bits que lo forman tiene una función específica según se muestra en el anexo B.1.

Campo de objeto (Object field): Este campo identifica el tipo de objeto de datos (object data) que se está utilizando en el mensaje. Observando la figura 3.29 se brinda la distribución que posee este bloque. El campo de objeto se encuentra dividido en tres partes, Object, Qualifier y Range. Se comentan a continuación.

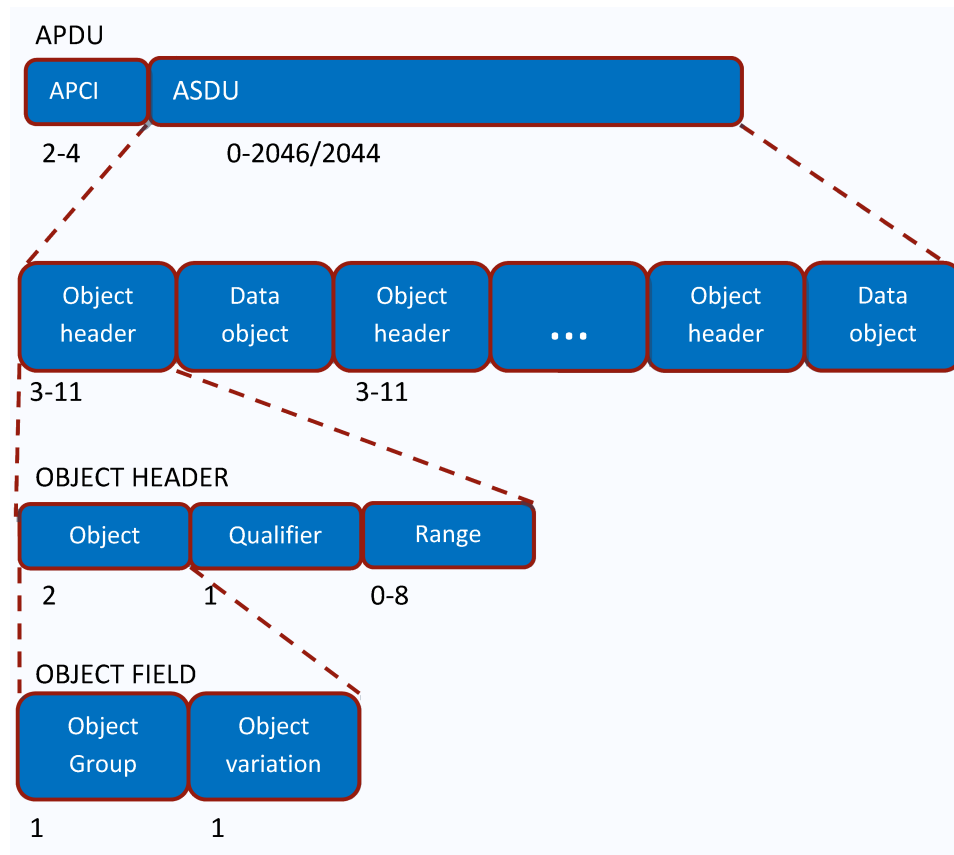


Figura 3.29: Formato de trama del campo de objeto del protocolo DNP3 [6]

Objeto (Object): Conformado por el objeto de grupo (object variation) que especifica el tipo general de datos y por la variación de objeto (object variation) que indica alguna variación al tipo de datos ya mencionado.

Clasificador y rango (Qualifier & Range): Son utilizados para identificar los puntos de datos específicos de cada objeto de grupo y las variaciones a las que son referenciadas. En la figura 3.30 se observa como el Qualifier está conformado por tres campos, el primero, R, es un bit reservado que siempre se encuentra en 0. El Qualifier code es una serie de códigos que explican el significado principal del Qualifier field. El campo Index size proporciona información adicional requerida por algunos Qualifier codes.



Figura 3.30: Formato de trama del campo Clasificador y Rango del protocolo DNP3 [6]

3.3.4. Unity Pro XL: Software de programación para dispositivos Modicon

Unity Pro es una aplicación de Schneider Electric que está destinada a la configuración y programación de los dispositivos de la familia Modicon. Es un software muy versátil que permite programar en cinco tipos de lenguaje para PLC, estos son: Ladder (Escalera), Structured Text (Texto Estructurado), Sequential Function Chart (Cuadros de funciones secuenciales), Function Block Diagram (Diagrama de Bloques de Función) e Instruction List (Lista de Instrucciones). Posee herramientas que permiten la creación de proyectos iniciando desde la selección y configuración de los equipos, creación de rutinas de programación, simulaciones en tiempo real, debugging y simulaciones por medio de pantallas de operación.

3.3.5. Comparación del equipo electrónico para la implementación del proyecto

Entre la amplia gama de dispositivos electrónicos que son útiles en la solución del problema tratado, el presente proyecto reduce el rango de búsqueda mediante la limitación al uso exclusivo de equipo de la marca Schneider Electric. Entre los diversos dispositivos que este fabricante ofrece se encuentran las unidades remotas W@ADE W315, W320E y W325; por otro lado se encuentra la unidad BMXNOR0200H que ofrece funcionalidades de RTU.

Dispositivos W@DE Range

La familia de dispositivos W@DE son un grupo de unidades terminales remotas, las cuales tienen la capacidad de efectuar la comunicación entre dispositivos que trabajan

bajo protocolos distintos. A esto se le suma su amplia capacidad de almacenamiento de datos y a la posibilidad de envío de alarmas. A continuación se realiza la descripción de cada uno de ellos.

W@DE W315: Entre las características mecánicas que presenta, se destacan su posibilidad de ser ensamblado en carriles DIN (DIN rail) que son rieles de metal con dimensiones estándar (cabe mencionar que los demás gabinetes que conforman la totalidad del sistema de control utilizan carriles DIN para el montaje de su respectivo equipo). Sus dimensiones son de 116.7mm de largo, 150mm de alto y 36.4mm de ancho. Trabaja en un rango de tensión de alimentación entre 12-24 Vdc; soporta temperaturas mínimas y máximas de operación y de almacenamiento de -25°C/70°C y -40°C/70°C, respectivamente. Su grado de protección es de IP20. En la figura 3.31 se presenta el dispositivo al que se hace mención.



Figura 3.31: Dispositivo W@DE W315 [31]

W315 posee un puerto USB destinado a la configuración por medio de la PC, un puerto RJ45 con el que puede establecer conexiones Ethernet con el PLC bajo protocolos Modbus TCP, Modbus TCP/IEC 60870-5-104 o Modbus TCP/DNP3-IP. Tiene un puerto RJ45 para la comunicación serie RS232/RS485 maestra o esclava. Posee un modem in-

terno de comunicación que le permite la conexión de dispositivos GSM, GPRS, PSTN (public switched telephone network), radio FSK u otras de tipo RS232.

W@DE W320E: W@DE W320E (ver figura 3.32) tiene las mismas características que W315, mencionadas anteriormente. Adicionalmente incorpora 13 entradas/salidas digitales embebidas, un conector para carga de baterías de 12 Vdc o 24 Vdc, así como salidas indicadoras del estado de las mismas. Incluye un conector adicional con 5 entradas digitales y 2 salidas digitales.

Sus dimensiones son de 116.7mm de largo, 150mm de altura y 72.8mm de ancho. Trabaja con una tensión de 230 Vac y sus rangos de temperatura de operación y su grado de protección son similares a los de W315.



Figura 3.32: Dispositivo W@DE W320E [31]

W@DE W325: Éste dispositivo es el más robusto entre la familia W@DE; está compuesto por 3 módulos, el de suministro de energía, el procesador y el módulo de expansión.

El módulo de suministro permite que W325 obtenga su energía por medio de conexión a redes de tensión de 110/230 Vac a 50 ó 60 Hz. Posee terminales de 12-24 Vdc, luces LED como indicadores, además de una salida de 24 Vdc/200mA como fuente de alimentación

para sensores.

El procesador tiene un conector RJ45 que le permite la comunicación Ethernet bajo los protocolos Modbus TCP, Modbus TCP/IEC 60870-5-104 o Modbus TCP/DNP3-IP. Un conector DB9 RS232; un puerto mini USB para configuración del dispositivo; un conector SMA hembra para la incorporación de una antena GSM.

Es posible conectar hasta 15 módulos de extensión al procesador del W325, éstos pueden contener una tarjeta con 16 entradas digitales (módulo 16DI), 12 entradas digitales y 4 salidas digitales (módulo 16DIO), o bien, un módulo 14ADIO que comprende 4 entradas digitales, 4 salidas digitales, 4 entradas analógicas y 2 salidas analógicas, con una resolución de 12 bits. Las dimensiones del módulo de alimentación de energía son de 105mm de largo, 90mm de altura y 55 de ancho; el procesador tiene 140mm de largo, 90mm de altura y 70mm de ancho, mientras que la unidad de E/S externas tiene 70mm de largo, 90mm de altura y 70mm de ancho. En la figura 3.33 y 3.34 se muestran el módulo procesador y los módulos de suministro de energía y de E/S externas, respectivamente.



Figura 3.33: Dispositivo procesador W@DE W325 [31]



Figura 3.34: Módulos de suministro de energía y E/S externas del W@DE W325 [31]

En general, los tres dispositivos W@DE dedican su funcionamiento en sistemas de generación de energía eólica, plantas de tratamiento, entre otros campos, y poseen diferencias significativas como las que se resumen seguidamente: W315 permite la comunicación con 1 estación SCADA, W320E hace diferencia con la posibilidad de comunicación con 2 SCADAs, la adición de entradas y salidas digitales y capacidad de realizar funciones de cálculo. W325 posee una mayor cantidad de entradas/salidas digitales o analógicas, gracias a la posibilidad de conectar módulos de expansión, permite también realizar cálculos y una capacidad máxima para conectarse a 2 sistemas SCADA.

Todos estos permiten la comunicación mediante protocolos IEC 101 e IEC 104, en modos de transmisión balanceado y desbalanceado; DNP3 serie o IP, en modos de transmisión maestro/esclavo o maestro/maestro; Modbus serie y Modbus TCP, con modos de transmisión maestro/esclavo o maestro/esclavo con funciones de reporte por excepción.

Son comunes en los protocolos IEC 101/104 el envío de mensajes de alarma, mientras que en Modbus esto no es posible, sin embargo el equipo W@DE incorpora la posibilidad de envío de alarmas en tiempo real aun cuando se utiliza el protocolo Modbus. El almacenamiento de datos se realiza por medio del proceso conocido como *time-stamping*, lo que significa que se guarda información de fecha y hora en el momento en que ocurre algún evento específico y documentándola en un archivo Excel, son posibles de almacenar 1000 variables *time-stamped* en Modbus TCP y DNP3, y hasta 3332 variables en IEC 101/104.

W@DE incorpora un servidor de datos Web que le permite configurar el dispositivo y monitorizar sus variables. Se tiene también un conjunto de funciones básicas de cálculo que se accesan por medio de la pagina Web comentada, entre ellas están aritméticas, lógicas, binarias, comparaciones y funciones como trigonométricas, estadísticas, lógicas, de tiempo y hora, entre otras; estas fórmulas son útiles si se requiere realizar controles de automatización simples. Si se tiene un sistema de control más complejo el dispositivo W325 trae una herramienta llamada *RTU Control programming software* que incluye un editor gráfico que soporta lenguajes SFC (Sequential Function Chart), FBD (Function Block Diagram), LD (Ladder Diagram), ST (Structural Text) e IL (Instruction List), un simulador, un debugger y una visualización en tiempo real de las variables usadas por el W325.

3.3.6. Módulo Modicon M340 RTU: BMX NOR 0200H

BMXNOR0200H: BMXNOR0200H (o simplemente NOR) es un módulo externo correspondiente a la familia de PLC M340 de Schneider Electric, éste es un dispositivo que se encarga de realizar funciones de recolección de datos que provienen de procesos externos, para su posterior transmisión a dispositivos remotos. Al igual que el equipo W@DE, el NOR ofrece servicios de Unidad Terminal Remota, por lo que presta servicios destinados a sistemas de control, comunicación y procesos industriales, para ello permite el uso de protocolos como IEC 870-5-101, IEC 870-5-104, DNP3 y Modbus

TCP. La figura 3.35 muestra el aspecto físico del BMXNOR0200H.



Figura 3.35: Dispositivo BMX NOR 0200H [31]

El NOR incluye dos puertos de comunicación, el primero de ellos es puerto Ethernet, conformado por un conector hembra RJ45, permite comunicación Ethernet por módem o por Modbus TCP/IP. Entre los protocolos que acepta se encuentran IEC 870-5-104, DNP3 IP y Modbus TCP/IP. El enlace físico se da por medio de Ethernet 802.3-Ethernet II. Se debe utilizar cable par doble trenzado y blindado, con una impedancia de $100W \pm 15W$, con una atenuación máxima de 11.5 dB/100 metros y una longitud máxima de 100 metros. El siguiente corresponde al puerto serie, conformado por un conector hembra RJ45, admite protocolos RTU: IEC 870-5-101, IEC 870-5-104 (PPP/Módem), DNP3 serie y DNP3 IP (PPP/Módem). La conexión física se da por serie RS 485 o serie RS 232, ambas no aisladas. Se destaca la implementación de una ranura para tarjetas de memoria SD de 128MB, empleada para el almacenamiento de páginas web y archivos de registro de datos. Sus dimensiones son de 112.8mm de largo, 103.76mm de altura y 32mm de ancho, es posible montarlo en un carril DIN. Se alimenta con una tensión de 24 V, consume una corriente de 95mA y disipa una potencia

de 2.2W.

Dentro de la comunicación Ethernet que es capaz de realizar el NOR se encuentran varios servicios que brindan, entre ellos se destacan el soporte de mensajes Modbus TCP, soporte de protocolos DNP3 IP, soporte de protocolo IEC 60870-5-104, servicios HTTP y protocolos IP como: NTP (esencial en la gestión de eventos con marcado de tiempo), BootP, cliente DHCP/FDR, cliente SNMP y servidor SOAP/XML.

Entre la mensajería Modbus que permite el BMX NOR02000H se presentan dos modos de intercambio de datos: el modo de servidor y el modo de cliente. En el modo servidor se admiten todas las peticiones de Modbus TCP. En modo cliente, la transmisión de mensajes se realiza por medio de las funciones: READ_VAR, WRITE_VAR y DATA_EXCH.

La comunicación serie se efectúa en una forma punto a punto entre dos dispositivos, llámense estaciones maestras, subestaciones, RTUs o IEDs. Incluso es posible lograr la comunicación cliente/servidor. Los dos protocolos que son admitidos en estos casos son IEC 101 y DNP3 serie, y bajo los estándares de comunicación RS232 o RS485.

Existe otro modo de envío y recepción de información posible con BMXNOR0200H, se trata de la comunicación por modem; mediante la conexión de un modem externo al puerto serie y usando el protocolo IEC 101 o DNP3 serie, realizando una conexión punto a punto (PPP) utilizando los protocolos IEC 104 o DNP3 IP, o haciendo uso del puerto Ethernet mediante una conexión punto a punto por Ethernet (PPPoE) usando IEC 104 o DNP3 IP.

En la gestión de eventos se encuentran las que son con marca de tiempo y sin ella; con NOR es permisible realizar las dos, ésta función permite utilizar un bufer de hasta 10000 eventos para guardar estos procesos. La cola de eventos es configurable por el usuario mediante la página Web incluida en la tarjeta SD.

Otras características del NOR son sus modalidades de transmisión, entre ellas se en-

cuentran la transmisión equilibrada/desequilibrada; las interrogaciones consultadas son un tipo básico de intercambio de información que consiste en que la unidad maestra solicita periódicamente datos a sus dispositivos esclavos de estaciones RTU; un método que evita la saturación del sistema, principalmente cuando se realizan comunicaciones a bajas velocidades, es el informe de excepción (RBE), el cual se basa en la notificación exclusiva de cambio de datos de los dispositivos esclavos; los mensajes no solicitados es otra modalidad que realiza la unidad maestra al solicitar datos periódicamente a sus dispositivos esclavos.

Capítulo 4. Procedimiento metodológico

4.1. Reconocimiento y definición del problema

Entre las actividades que conciernen al reconocimiento del problema, en su mayoría son producto de las recomendaciones brindadas por los ingenieros encargados del proyecto, las que se establecieron durante el periodo de visitas a la empresa (tanto Schneider Electric como SOATI); otra fuente útil ha sido el estudio de proyectos similares, mediante la investigación de recursos bibliográficos, entre ellos tesis y literatura respectiva. Las metas y restricciones generales son el resultado del análisis del entorno del proyecto, de la propuesta original desarrollada por las empresas en cuestión y de conversaciones con el ingeniero ascesor correspondiente.

4.2. Obtención y análisis de información

Gran parte de las fuentes empleadas para lograr el entendimiento del problema en estudio correspondieron a discusiones establecidas con los ingenieros y técnicos, cuyos criterios basados en la experiencia fueron fundamentales para orientar la solución del proyecto; además fue de utilidad el uso de fuentes de información técnica, tales como manuales de funcionamiento, hojas de datos y demás material didáctico encontrado en internet. Como método de evaluación de la información recopilada, se consultó a los ingenieros encargados del proyecto los cuales brindaron consejos y críticas constructivas, se empleó un análisis de costos para ubicar la solución dentro del presupuesto y un análisis de las principales características técnicas del equipo que lograron justificar

su uso en el sistema desarrollado.

4.3. Evaluación de las alternativas y síntesis de una solución

Dentro de las alternativas posibles para solucionar el problema, se plantearon varias opciones las cuales tomaron en cuenta aspectos encontrados en la investigación bibliográfica y en las consultas al ingeniero ascesor de la empresa.

La validez de las posibles soluciones se evaluaron mediante el reconocimiento de las características y alcances de los dispositivos electrónicos y herramientas disponibles dentro de los límites establecidos por la empresa, así como asuntos presupuestarios.

4.4. Implementación de la solución

El procedimiento seguido para implementar la solución al proyecto se puede dividir en tres etapas; la primera consistió en realizar una investigación teórica acerca del funcionamiento de los diversos protocolos involucrados en el sistema; aspectos como el formato de trama de los mensajes, las diversas capas o niveles en que se dividen, diferencias entre los métodos de seguridad a la hora de enviar o recibir los datos, entre otra información fundamental para entender el entorno que envolvía el proyecto. Asimismo se estudió a fondo el funcionamiento del equipo que se encontraba dentro del grupo de candidatos para la solución del problema. La segunda etapa fue realizar pruebas de funcionamiento a los dispositivos, de esta forma quedaron claras muchas de las características de operación descritas en los manuales. La última etapa correspondió a la escogencia del equipo, a los protocolos por utilizar y al diseño definitivo de la solución. Para evaluar el desempeño de la solución fueron determinantes las pruebas de laboratorio y simulaciones realizadas a los diferentes equipos disponibles, de esta manera se logró obtener un criterio entre el rendimiento de los módulos, comparado con el rendimiento meta de la empresa; las apreciaciones y consejos brindados por los ingenieros a cargo formaron parte del método de evaluación implementado.

Como medio de difusión del trabajo realizado, se entregó a las empresas SOATI, S.A y a Schneider Electric, un documento tipo manual de funcionamiento, que guarda en detalle el procedimiento paso a paso requerido para la configuración del equipo utilizado, un documento explicativo sobre los pro y los contra de los dispositivos involucrados en la solución, además de una copia del presente informe y de los archivos de programación elaborados.

4.5. Reevaluación y rediseño

El entorno que envuelve la solución desarrollada permite indagar temas que posibilitan el mejoramiento del sistema o bien en el planteamiento de medios alternativos para la puesta en marcha del proyecto. Menciono algunos de ellos a continuación: el aumento al máximo de la cantidad de datos transmitidos, esto con fines de evaluación de rendimiento en la comunicación en situaciones críticas y en caso de expansión de los datos generados por el sistema de control; el uso de módulos que brinden servicios exclusivos para la comunicación Ethernet (sin necesidad de usar mensajería) y que no dependan directamente de la unidad de procesamiento central, de esta manera se podría mejorar el desempeño en la comunicación en la vía Procesador de Comunicaciones-Sistema de Control de la Planta.

Capítulo 5. Descripción detallada de la solución

5.1. Análisis de solución y selección final

Para darle respuesta al problema presentado en el presente proyecto, es primordial desglosarlo en partes que vienen a simplificar el entendimiento y la implementación final del mismo. Varias soluciones son planteadas seguidamente, sin embargo, el estudio de sus características y las pruebas de laboratorio ejecutadas, vienen a ser pieza fundamental en la escogencia de la solución que cumple en su totalidad lo propuesto en los objetivos.

5.1.1. Protocolos y Estándares de Comunicación

En secciones anteriores se ha comentado que este proyecto se basa en la comunicación de dos partes: el Sistema de Control de la Planta, y el Sistema de Monitorización del Centro Nacional de Control de Energía. Se dedica además, en el marco teórico, considerable cantidad de información que explica índoles respecto al funcionamiento de tres protocolos de comunicación industrial: Modbus, IEC 870-5-101/104 y DNP3.

Es potencialmente importante incluir dentro del análisis de la solución a la escogencia adecuada de los protocolos industriales, ya que vienen siendo el “lenguaje” que cada una de las etapas del sistema va a utilizar para poder lograr que la información se intercambie de manera exitosa.

En el proyecto existe una sola trayectoria de información, del sistema de control de la

planta hacia el sistema de monitorización CENCE; esto como primer análisis sugiere el uso de un sólo protocolo, de tal forma que simplifique el desarrollo del proyecto. Para ello se presenta como opción el protocolo Modbus; su funcionamiento básico consiste en que por cada solicitud enviada se espera una respuesta (query/response system), se puede implementar sobre los estándares industriales serie o TCP/IP, revisión de errores mediante paridad y revisión de redundancia cíclica, además de ser un protocolo muy popular a nivel comercial gracias a su interoperabilidad. Pero, aun recopilando las cualidades resumidas anteriormente, Modbus no cumple con las exigencias de seguridad que demandan los sistemas de monitorización de energía. Por esta causa se procede a plantear una nueva solución que resuelva esta necesidad.

Por tanto, mediante la información recopilada de literatura técnica y entrevistas a especialistas en el tema, se pudo llegar a la conclusión de que para sistemas de monitorización de energía, es fundamental el uso de protocolos industriales que brinden características de seguridad en la transmisión y recepción de los datos, mientras que en el caso de comunicación entre dispositivos de control, Modbus corresponde a un protocolo comúnmente empleado en dichos sistemas. Por ende, como lo ilustra la figura 5.1, se plantea la solución en dos etapas, una concierne a la comunicación entre los diversos equipos que recopilan la información de las torres meteorológicas, turbinas y celdas Metal Clad, con el sistema propuesto denominado Procesador de Comunicaciones, y la segunda a la comunicación entre el Procesador de comunicaciones y el Sistema del CENCE.

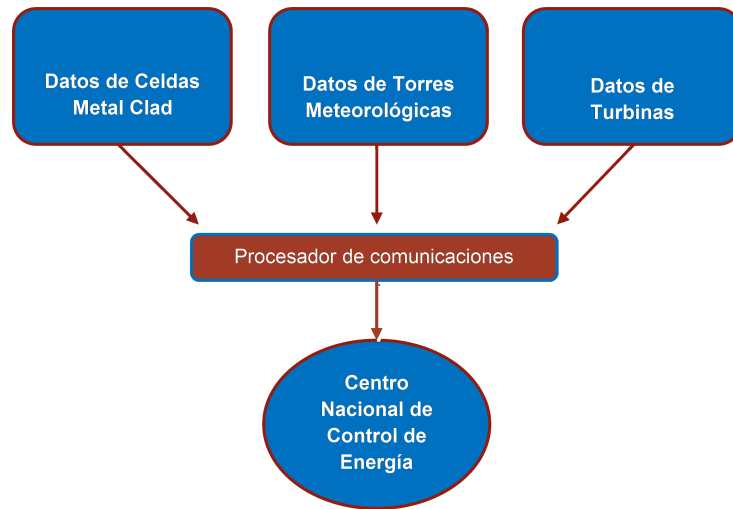


Figura 5.1: Diagrama de solución general propuesta

La primer sección utiliza el protocolo Modbus, mientras que la segunda hace uso de un protocolo industrial estandarizado para fines de control de energía, entre los disponibles se encuentran: IEC 870-5-101, IEC 870-5-104, DNP3 TCP/IP ó DNP3 Serie.

Modbus TCP/IP fue utilizado para comunicar el sistema de control dadas varias razones:

1. Interoperabilidad: Modbus es uno de los protocolos más populares en el área de sistemas de control y automatización, un punto a favor lo da la amplia gama de dispositivos y fabricantes que son compatibles con este protocolo; de esta manera se pretende establecer un grado de seguridad en la correcta comunicación en caso de que el equipo de las diversas secciones de la planta sea reemplazado por otro de marca diferente.
2. Utiliza una técnica de comunicación maestro/esclavo: Esto se adapta con la topología del sistema de control de la planta, pues en este caso las diversas etapas (torres meteorológicas, turbinas y celdas) no inician las transacciones (estaciones

esclavas), sino que son administradas únicamente por el procesador de comunicaciones (maestro).

3. Permite mensajería individual y mensajería “broadcasting”: Modbus tiene la facilidad de enviar mensajes masivos a todos sus dispositivos esclavos o simplemente a una unidad específica.
4. Comprobación de errores: El campo “error check” en la trama de los mensajes Modbus ratifica la validez de los mensajes, lo que da seguridad a la hora de enviar o recibir datos de unidad en unidad.

Para comunicar el Procesador de Comunicaciones con el sistema del CENCE se puede utilizar tanto el protocolo IEC 104 como DNP3 TCP/IP, sin embargo la inclinación cedida hacia éste último se explica a continuación:

1. Creado para comunicación de sistemas SCADA RTU: DNP3 e IEC 104 son protocolos desarrollados específicamente para comunicar dispositivos maestro/esclavo, RTU e IEDs con sistemas de monitorización SCADA. El Centro Nacional de Control de Energía emplea el software CITECT SCADA (de Schneider Electric) como medio para visualizar los datos que se producen en la planta.
2. Implementación sobre diversos medios físicos: Ambos protocolos permiten ser implementados en medios como fibra óptica, radio frecuencia, cobre, entre otros. Puesto que no se conoce con exactitud la distancia entre el procesador de comunicaciones y el SCADA del CENCE, es preciso contemplar tanto el uso de conexiones en cobre (para distancias menores a 100 metros) ó bien fibra óptica (para distancias mayores a 100 metros).
3. Prioridad de eventos de datos: Aunque tanto DNP3 como IEC 104 utilizan “clases” para identificar a qué evento se le debe dar precedencia; en DNP3 existen 4 niveles (0, 1, 2 y 3) que permiten establecer una estructura jerárquica con más detalle, en comparación con IEC que tiene 2 niveles (1 y 2).

4. Seguridad: Los dos protocolos se centran en que la comunicación entre los dispositivos sea de la forma más segura posible, es decir, velan por que los datos se envíen y reciban sin errores, por lo cual emplean métodos de confirmación de eventos: confirmación de eventos en la capa de enlace de datos para IEC (FCB, FCB y código de función, detalles en marco teórico), y confirmación en la capa de aplicación para DNP3 (bits FIR, FIN, CON y un número de secuencia, detalles en el marco teórico), bits de control de error (código de redundancia cíclica o CRC para DNP3, y checksum para IEC). Se opta por DNP3 ya que el CRC se basa en 16 bits de seguridad por cada 16 bytes de datos, mientras que el checksum utiliza 8 bits por cada 255 bytes de datos, lo que se traduce en una mayor proporción de bits de seguridad por byte de mensaje en DNP3 comparada con IEC, además del uso de mayor cantidad de bits de comprobación que IEC.

De antemano se pensó en recurrir a las versiones serie de los protocolos anteriores, DNP3 serie y Modbus RTU, sin embargo estos no cumplían con los requerimientos de velocidad de transmisión del sistema. Mientras que la implementación del puerto serie en el BMXNOR0200H permite una tasa de baudios de 38 KBits/s, la conexión Ethernet del mismo utiliza el estándar 10Base-T y 100Base-T, con velocidades máximas de 10 MBits/s y 100 MBits/s, respectivamente.

5.1.2. Identificación de los datos correspondientes al sistema de control

Una vez que se tiene claro los protocolos que el sistema va a utilizar, es conveniente realizar un análisis del equipo de control y a la información que cada uno de ellos brinda y que se encuentra involucrado directamente con el procesador de comunicaciones en desarrollo. Se define en la figura 5.2 el esquema definitivo de la solución.

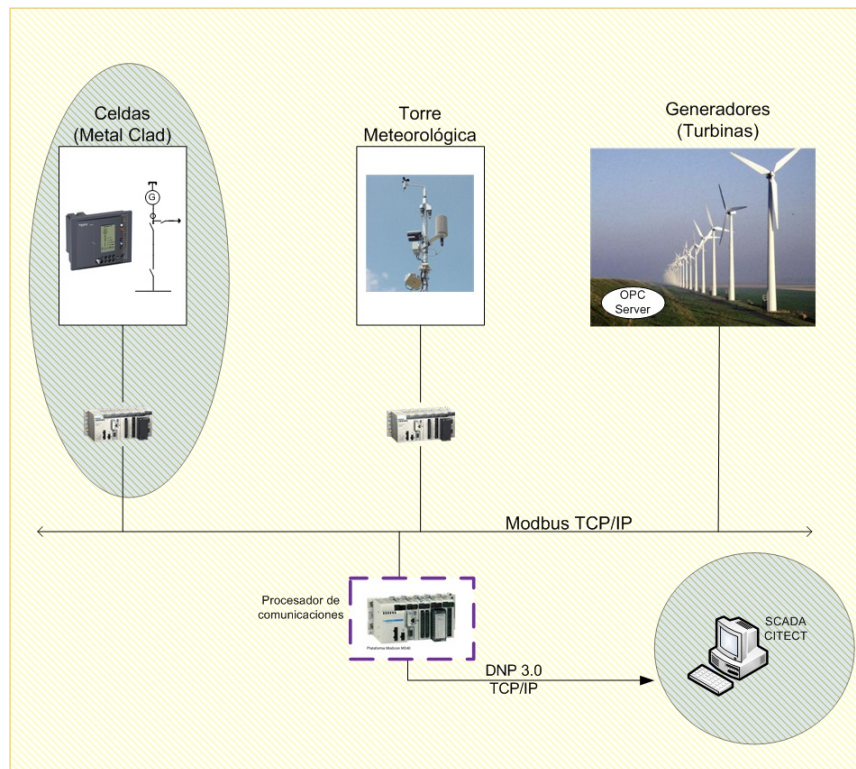


Figura 5.2: Topología general del sistema de control de la planta [31] [30] [8] [9]

5.1.3. Análisis presupuestario y de costo-beneficio

Es de suma importancia definir la solución dentro de un marco económico disponible por la empresa, este ronda entre los 35,000,000 de colones, por lo tanto se analizó los costos que conllevan el desarrollo de las dos soluciones propuestas, el gráfico en la figura 5.3 ilustra la comparación entre ambas.

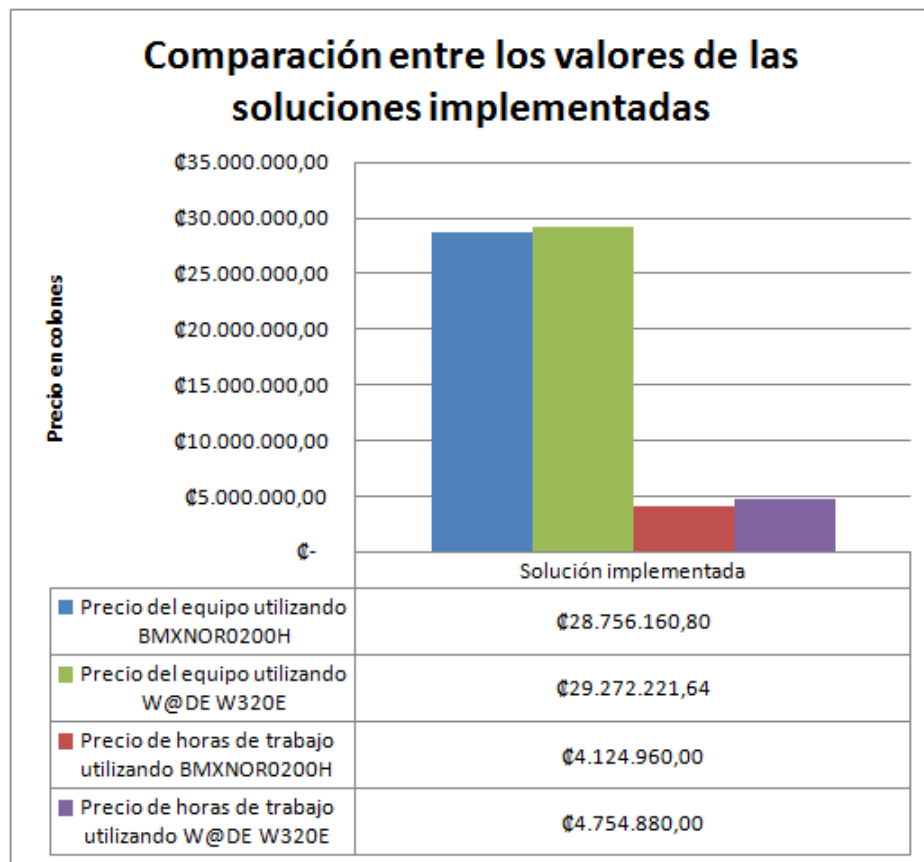


Figura 5.3: Comparación entre los precios de implementación de las soluciones propuestas

Entre los aspectos que se toman en cuenta para justificar el desarrollo del proyecto, se encuentra el análisis de los beneficios que trae la solución propuesta, comparada con los costos que generan a la empresa. En la siguiente lista se enumeran los considerados. Solución utilizando la RTU WDE W320E:

1. Beneficios:

- 1) Aproximadamente 4 horas de mantenimiento en caso de fallas.
- 2) Entre 6 y 8 semanas de espera en repuestos (considerar que corresponde a un sólo dispositivo).
- 3) Calidad de servicio al usuario final.

4) Prevención de daños en planta.

2. Perjuicios:

1) Equipo de mayor precio.

2) Mayor cantidad de horas de trabajo necesario.

3) Al poseer únicamente comunicación DNP3 serie, disminuye las capacidades de velocidad de transmisión.

3. Costo estimado: 29272221 colones.

Solución utilizando RTU BMXNOR0200H:

1. Beneficios:

1) Equipo de menor precio.

2) Menor cantidad de horas de trabajo.

3) Calidad de servicio al usuario final.

4) Prevención de daños en planta.

5) Mayor velocidad de transmisión al poseer DNP3 TCP/IP.

2. Perjuicios:

1) Aproximadamente 10 horas de mantenimiento en caso de fallas.

2) Entre 6 y 8 semanas de tiempo de espera en repuestos (considerar que corresponde a 3 dispositivos: Rack, CPU y RTU).

3. Costo estimado: 28756160 colones.

Producto de la información anterior se inclina la solución al proyecto hacia el uso del BMXNOR0200H, inicialmente por ser de un costo menor para la empresa, pero sobre todo se toma en cuenta la importancia que tiene brindar una excelente calidad de servicio a los clientes finales, lo cual se traduce en un mayor número de abonados satisfechos y por ende una cantidad de ingresos económicos más estables.

Tablero Fluar

Las celdas Metal Clad y el equipo SEPAM forman parte del Tablero Fluar. Las celdas (ver figura 5.8) se encargan de manejar la distribución de energía en circuitos eléctricos de media, para ello trabajan bajo cuatro estados posibles: abierta, cerrada, aterrizada y disparada. Dichos estados son implementados en la solución como cuatro variables binarias, donde un 1 lógico indica que alguno de los estados posibles se encuentra activo, por defecto un 0 lógico indica lo contrario, hacer referencia a la tabla 5.1. Cabe mencionar que en proyecto se contempla el uso de cuatro celdas Metal Clad, así como 4 SEPAM, sin embargo en las tablas seguidas referencian a un sólo conjunto de ellas, con el fin de no entorpecer el documento con información redundante.



Figura 5.4: Celda Metal Clad [30]

Tabla 5.1: Datos suministrados por las celdas Metal Clad

Nombre de variable	Indicación en estado lógico=1	Indicación en estado lógico=0
Celda_Abierta	Verdadero	Falso
Celda_Cerrada	Verdadero	Falso
Celda_Aterrizada	Verdadero	Falso
Celda_Disparada	Verdadero	Falso

Las SEPAM (figura 5.5) son relés de protección de la marca Schneider Electric, que interactúan con las celdas Metal Clad haciendo mediciones de datos como corriente, tensión, frecuencia, impedancia, factor de potencia, entre otra información mostrada en la tabla 5.2 la cual es almacenada en sus registros internos preestablecidos en su manual de usuario.



Figura 5.5: Relé de protección SEPAM [30]

Tabla 5.2: Datos suministrados por las SEPAM

Nombre de variable	Tipo de dato
Corriente línea I1 Celda	entrada analógica doble entera
Corriente línea I2 Celda	entrada analógica doble entera
Corriente línea I3 Celda	entrada analógica doble entera
Corriente residual total Celda	entrada analógica doble entera
Corriente residual I0 Celda	entrada analógica doble entera
Número de operaciones Celda	entrada analógica doble entera
Corriente disparada fase1 Celda	entrada analógica doble entera
Corriente disparada fase2 Celda	entrada analógica doble entera
Corriente disparada fase3 Celda	entrada analógica doble entera
Impedancia Zd Celda	entrada analógica doble entera
Impedancia Z21 Celda	entrada analógica doble entera
Impedancia Z32 Celda	entrada analógica doble entera
Impedancia Z13 Celda	entrada analógica doble entera
Frecuencia Celda	entrada analógica doble entera
Potencia Aparente Celda	entrada analógica doble entera
Potencia Reactiva Celda	entrada analógica doble entera
Factor de potencia Celda	entrada analógica doble entera
Corriente Residual Celda	entrada analógica doble entera
Potencia activa Celda	entrada analógica doble entera
Potencia Total Celda	entrada analógica doble entera

La información recopilada por las celdas y las SEPAM es almacenada en los registros internos del procesador M340 del tablero Fluar, donde mantiene un orden definido y conocido, para poder ser interrogado por el procesador de comunicaciones.

Tableros de torres meteorológicas

Se emplean tres tableros para las torres, dos de ellos son subestaciones que, dado que la separación entre cada una de ellas no ha sido establecida por los encargados del proyecto es conveniente el uso de interruptores de red (switches) con puertos de fibra óptica para asegurar la interconexión a distancias superiores a las posibles en cobre. El tercer tablero posee un PLC M340 que se encarga de recolectar los datos obtenidos por

las subestaciones mencionadas. Se espera medir valores de velocidad del viento, mayor detalle se muestra en la siguiente tabla 5.3.

Tabla 5.3: Datos suministrados por las torres meteorológicas

Nombre de variable	Tipo de dato
Velocidad promedio viento	entrada analógica doble entera
Velocidad mínima viento	entrada analógica doble entera
Velocidad máxima viento	entrada analógica doble entera

Información de las turbinas

El tercer segmento que genera información requerida por el CENCE corresponde a las turbinas, específicamente provenientes del Servidor OPC, éste es un software capaz de recibir datos expresados en distintos protocolos de comunicación y transmitirlos en alguno de los protocolos que permita, por ejemplo Modbus TCP/IP. Se utilizan 17 turbinas en el proyecto, por lo que las variables mostradas en la tabla 5.4 se aplican a cada una de ellas.

Tabla 5.4: Datos suministrados por el Servidor OPC de las turbinas meteorológicas

Nombre de variable	Tipo de dato
Producción total	entrada analógica doble entera
Producción turbina	entrada analógica doble entera
Disponibilidad horaria	entrada analógica doble entera
Factor planta	entrada analógica doble entera
Historial alarmas	entrada analógica doble entera
Historial fallas turbina	entrada analógica doble entera

Mapeo de variables

Ya que el sistema hace uso de dos protocolos de comunicación diferentes, es esencial realizar una asignación de las variables utilizadas para el almacenamiento de la infor-

mación. Para el equipo Modicon M340 los registros se direccionan siguiendo el formato expuesto en la tabla 5.5 a continuación:

Tabla 5.5: Direccionamiento de registros en el PLC M340

Inicio de dirección (%) + Identificador	Descripción
“%M”	bit de memoria
“%MW”	palabra de memoria
“%KW”	palabra de memoria
“%S”	bit de sistema
“%SW”	palabra de sistema
“%I”	entrada digital
“%IW”	entrada analógica
“%Q”	salida digital
“%QW”	salida analógica

Nótese que los tipos de variables que se intercambian en el proyecto son de tipo binaria o analógica, consecuentemente, se utilizan registros de tipo M y tipo MW, respectivamente. No se hace uso de los tipos I, IW, Q y QW, dado que éstas son de función exclusiva para cuando se tienen módulos externos de entrada o salida. La cantidad máxima de registros M y MW permitidos por la familia de PLC Modicon es de 32634 y 32464, respectivamente, por lo que es de utilidad realizar una tabla que ordene todos los registros empleados, ésta se describe más adelante junto con la asignación de variables RTU.

Una vez que se tienen las variables de los tableros y sus correspondientes direcciones de memoria en el PLC, es necesario establecer los datos que el dispositivo RTU (BMXNOR0200H) va interpretar, se crean dos tipos de variables: las entradas binarias (binary_input) y las entradas analógicas (analog_input), este tipo de datos es el preestablecido por DNP3. Tal protocolo designa sus direcciones de variables mediante un campo denominado “número de punto”, que inicia desde 0 y finaliza en 65534. Tomando como referencia la tabla 1 se puede observar algunos resultados del mapeo de

variables empleadas.

Tabla 5.6: Mapeo de variables de la memoria del PLC a variables DNP3

Nombre de la variable	Tipo de dato	Registro en el PLC	Número de punto en DNP3
Celda1 Abierta	Entrada binaria	MW100	0
Celda1 Cerrada	Entrada binaria	MW101	1
Celda1 Aterrizada	Entrada binaria	MW102	2
Celda1 Disparada	Entrada binaria	MW103	3
Velocidad Promedio Torre2	Entrada analógica	MW117	1
Velocidad Minima Torre1	Entrada analógica	MW118	2
Velocidad Maxima Torre1	Entrada analógica	MW120	4
Velocidad Maxima Torre2	Entrada analógica	MW121	5
Produccion Total	Entrada analógica	MW122	6
Produccion Turbina8	Entrada analógica	MW130	14
Produccion Turbina9	Entrada analógica	MW131	15
Disponibilidad Horaria	Entrada analógica	MW140	24
Factor Planta	Entrada analógica	MW141	25
Historial Fallas Alarmas	Entrada analógica	MW142	26
Historial Fallas Turbina1	Entrada analógica	MW143	27
Historial Fallas Turbina2	Entrada analógica	MW144	28
Historial Fallas Turbina3	Entrada analógica	MW145	29
...variables futuras	por definir	MW215... ó M116...	100...

En una clasificación previa a la anterior, no se consideró la reservación de posiciones de memoria en caso de ampliar la cantidad de datos generados por los tableros, talmente una reevaluación realizada permitió tomar la decisión de designar al menos 115 variables más en memoria (la misma cantidad de variables utilizadas) para fines de expansión futura.

5.1.4. Descripción del hardware

Como se menciona en párrafos anteriores, la solución al proyecto se resume en el desarrollo de un procesador de comunicaciones, esta sección se centra en el equipo especializado para tal fin. Se presenta a continuación los principales equipos, empero, información adicional de los equipos más relevantes se detalla en el manual de usuario ubicado en el apéndice A3.

- Fuente de alimentación ABL8REM24030:

La primer fuente se encarga de recibir una acometida de 125 VDC de una red monofásica y transformarla a una tensión de 24 VDC con el fin de alimentar a los demás dispositivos del tablero de comunicaciones.



Figura 5.6: Fuente de alimentación ABL8REM24030 [30]

- Fuente de alimentación BMXCPS3020:

La fuente de 24 VDC BMXCPS3020 es la encargada de energizar al procesador BMXP2020 y a su módulo BMXNOR0200H.



Figura 5.7: Fuente de alimentación BMXCPS3020 [30]

- Procesador BMXP342020:

Corresponde a la unidad central de procesamiento, se encarga de realizar las operaciones lógicas y matemáticas necesarias que conforman las rutinas programadas, a través de su puerto Ethernet permite realizar la interrogación a los demás tableros del sistema de control.



Figura 5.8: Procesador BMXP342020 [30]

- Unidad Terminal Remota BMXNOR0200H:

Es la encargada de brindar las funciones de unidad terminal remota, o sea, recoge la información del procesador central bajo el protocolo Modbus TCP/IP y la presenta en el protocolo industrial deseado, específicamente DNP3, como se ha venido mencionando.



Figura 5.9: Unidad Terminal Remota BMXNOR0200H [31]

- Interruptor de red TCSESU053FN0:

El switch de red otorga un nodo en donde se conectan los tableros Fluar, Torres meteorológicas y la información de las turbinas.



Figura 5.10: Interruptor de red [30]

- Gateway TSXETG100:

El Gateway TSXETG100 permite realizar la conversión del estándar RS485 a Ethernet, se propone dentro de la solución para garantizar la comunicación de algún equipo externo que se comunique únicamente por medio de una conexión serie, para fines preventivos.



Figura 5.11: Convertidor de Estándar RS485 a Ethernet [30]

La topología de conexión entre tableros se presenta en la figura 5.12.

5.1.5. Descripción del software

La unidad de procesamiento central y el módulo RTU son las encargadas de realizar el proceso de interrogación a los demás tableros y de establecer la comunicación con el SCADA, para lograr esto es necesario realizar ciertas rutinas de programación que se realizan por medio de la herramienta Unity Pro de Schneider Electric. Por otro lado para la comprobación y visualización de la información en el SCADA se procede a programar un sistema mediante el software CITECT SCADA, también de Schneider Electric. Se presentan inmediatamente la descripción de ambas partes.

Software para el equipo de control

Próximo a la definición de los dispositivos electrónicos necesarios, las variables requeridas y los protocolos por implementar, se realizan las rutinas de programación que vienen a dar solución al proyecto.

El primer diagrama que se muestra (figura 5.13) encierra los pasos seguidos para llevar a cabo la interrogación de los tableros del sistema de control bajo el protocolo Modbus.

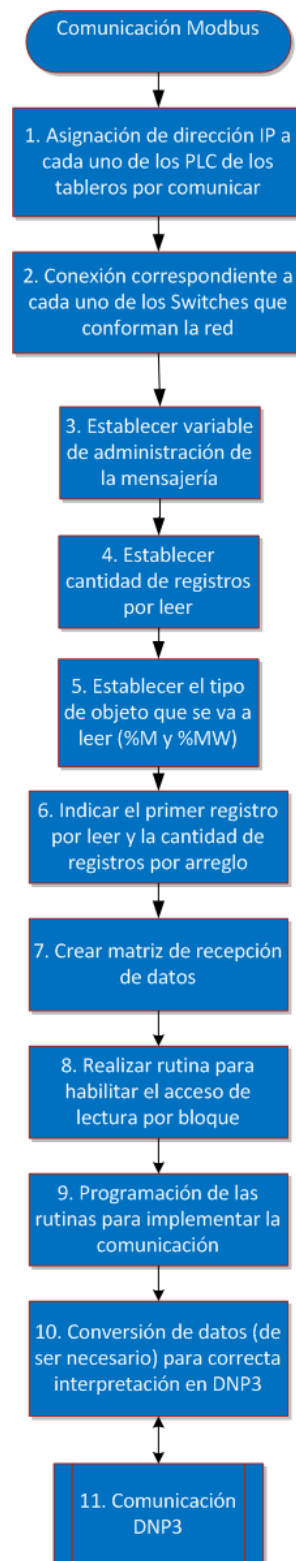


Figura 5.13: Diagrama de flujo para la programación del equipo de control

Como se indica, el primer paso por seguir es la asignación de las direcciones IP a cada uno de los dispositivos que se van a comunicar, esto se debe a que las solicitudes de información realizadas por la unidad cliente (procesador de comunicaciones) deben especificar la dirección correcta de la unidad interrogada (servidor). Es importante dejar claro que las direcciones IP usadas durante las pruebas de funcionamiento fueron de carácter demostrativo, por ende para la asignación final durante la puesta en marcha del proyecto, estas direcciones IP y máscara de subred serán dadas por la compañía responsable, respetando el formato de la ICANN (Internet Corporation for Assigned Names and Numbers).

El siguiente paso corresponde a una conexión física del equipo de los diversos tableros a sus respectivos interruptores de red (hacer referencia a la figura 5.12). El paso 3 señala un tipo de variable interna (sirve de entrada al pin GEST del bloque READ_VAR presentado más adelante) que almacena los parámetros de configuración de los bloques encargados de la interrogación y equivalen a un arreglo de tipo entero formado por 4 palabras de memoria y especifican el número de intercambio y bit de actividad (primer palabra, byte más significativo y byte menos significativo, respectivamente); la segunda palabra es el reporte de operación (byte más significativo) y reporte de comunicación (byte menos significativo), indican resultados de la operación ejecutada y estado de las actividades de comunicación, respectivamente; la tercera palabra permite digitar el tiempo máximo que la unidad de comunicación esperará por una respuesta; la cuarta corresponde a información acerca de la longitud del mensaje recibido. En la tabla 5.7 se presentan los valores configurados para este bloque.

Tabla 5.7: Parámetros configurados en la entrada GEST del bloque READ_VAR

Parámetro	Valor configurado
Número de intercambio	no configurable
Bit de actividad	no configurable
Reporte de operación	no configurable
Reporte de comunicación	no configurable
Tiempo de espera	
“%I”	entrada digital
“%IW”	entrada analógica
“%Q”	salida digital
“%QW”	salida analógica

Los pasos 4, 5, 6 y 7 son el ya mencionado mapeo de variables.

Para dejar claro la función de los bloques 8, 9, 10 y 11 es preciso hacer observación a las rutinas programadas en Unity Pro. Se muestra en la figura 5.14 parte del código de programación desarrollado en diagrama de bloques de función. Se encarga de realizar la interrogación al equipo.

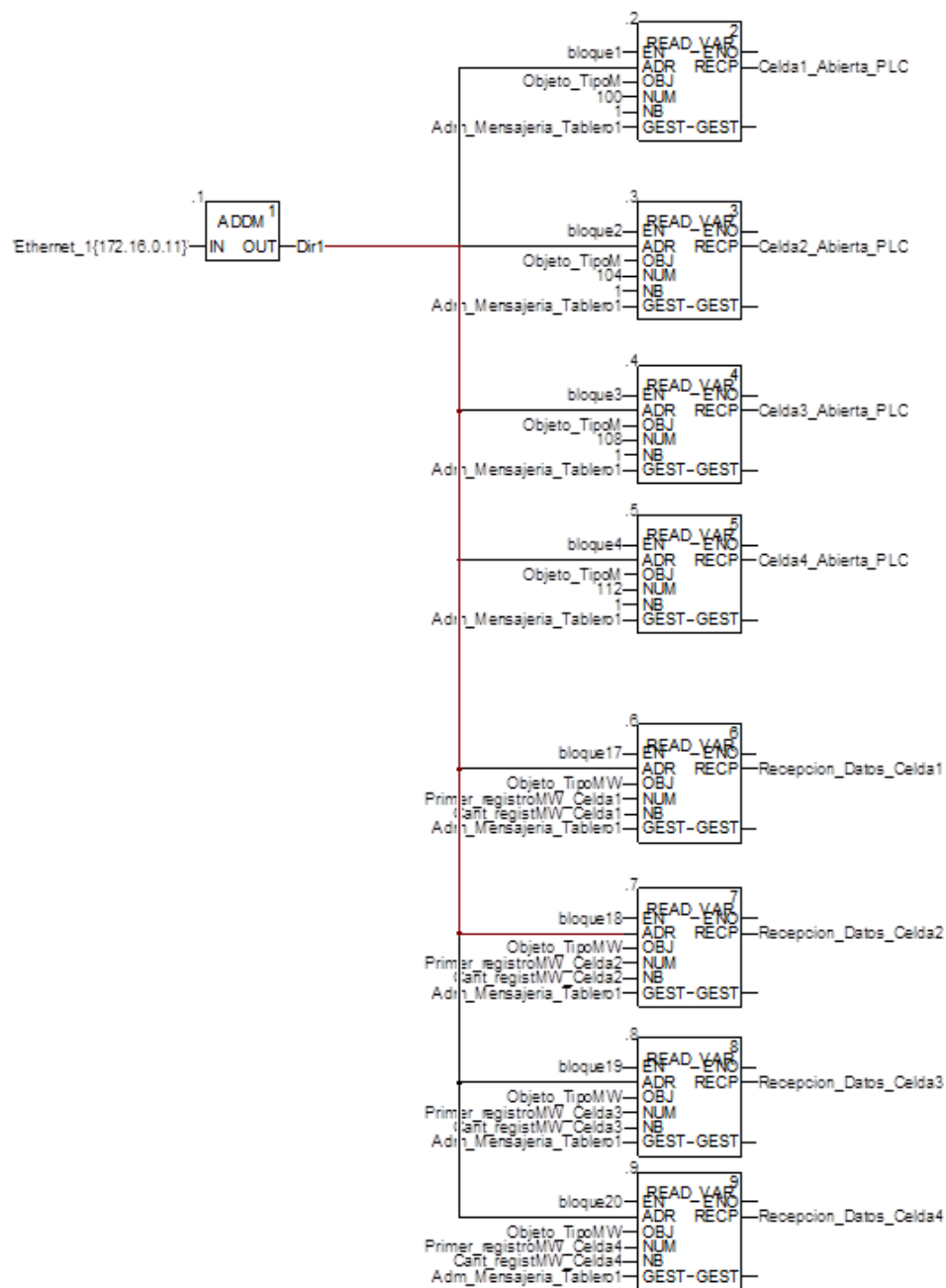


Figura 5.14: Rutina de programación para la interrogación del equipo del tablero Fluair

Se basa en el uso de dos subsistemas diferentes: el cuadro llamado ADDM que es el destinado a efectuar la conversión de un caracter de tipo String (IP del dispositivo destino) a un valor de dirección que los subsiguientes cuadros de comunicación (llámense

READ_VAR) pueda interpretar correctamente. Posee una entrada cuyos valores siguen el formato: *Netlink{hostAddr}*, en donde Netlink (enlace de red) comprende al nombre de la red configurada para el puerto Ethernet por el cual se quiere realizar la interrogación y hostAddr (dirección del host) especifica la dirección IP de la unidad servidor y una salida de tipo entera que representa la conversión antes mencionada.

El siguiente bloque es READ_VAR, es especialmente usado para leer variables Modbus de otro dispositivo, consta de 5 entradas, 1 entrada/salida y 2 salidas, la primera de ellas EN (enable) es de tipo booleana y permite habilitar o deshabilitar el bloque (más adelante se explica la función que ejerce esta entrada); ADR equivale a una variable de entrada de tipo ADDM, en la cual se ingresa dirección IP previamente convertida por el bloque ADDM; es necesario indicarle a READ_VAR el tipo de objeto que se quiere leer, ya sea tipo %M, %MW, %S, %SW, %I o %IW, para este caso se usa %M para datos booleanos o %MW para datos enteros; las entradas NUM y NB se encargan de establecer el número de registro donde se encuentra almacenada la variable por leer del dispositivo servidor, y de señalar la cantidad de registros que se van a leer, respectivamente. La entrada/salida GEST se encarga de administrar el proceso de intercambio brindando datos de estado del mismo. La salida ENO (enable output) se utiliza para activar o desactivar otros bloques. Por último RECP corresponde al buffer de recepción en donde se van a almacenar todos los datos leídos del dispositivo servidor.

Una rutina adicional se encarga de convertir los datos de tipo entero (todos las variables que se leen de los tableros son por definición enteros) a tipo booleano o tipo doble entero que son los formatos requeridos por el protocolo DNP3.

Existen ciertas limitaciones a la hora de utilizar el bloque READ_VAR, una de ellas es el tamaño máximo de la trama del mensaje que se puede recibir, ese valor es de 256 bytes por mensaje, por ello las lecturas realizadas se realizan en secciones, considerando que el registro de mayor tamaño leído es de 16 bits (2 bytes, para las entradas analógicas), por tanto es posible realizar una lectura de 128 variables analógicas por un mismo

bloque. La lectura mayor empleada en este diseño es de 38 datos analógicos por lo que cumple con la limitación. Otra condición es que sólomente una función `READ_VAR` que se debe de respetar el tiempo de espera suficiente para que se asegure la recepción de la respuesta del servidor, se desarrolla pues, una segunda rutina que se encarga de leer el bit de actividad y el byte de reporte; por medio del bit de actividad el sistema entería si el proceso de lectura finalizó, mientras que con el byte de reporte hace saber si la recepción fue exitosa o si se produjo algún error, en la figura 5.15 se observa la lógica utilizada.

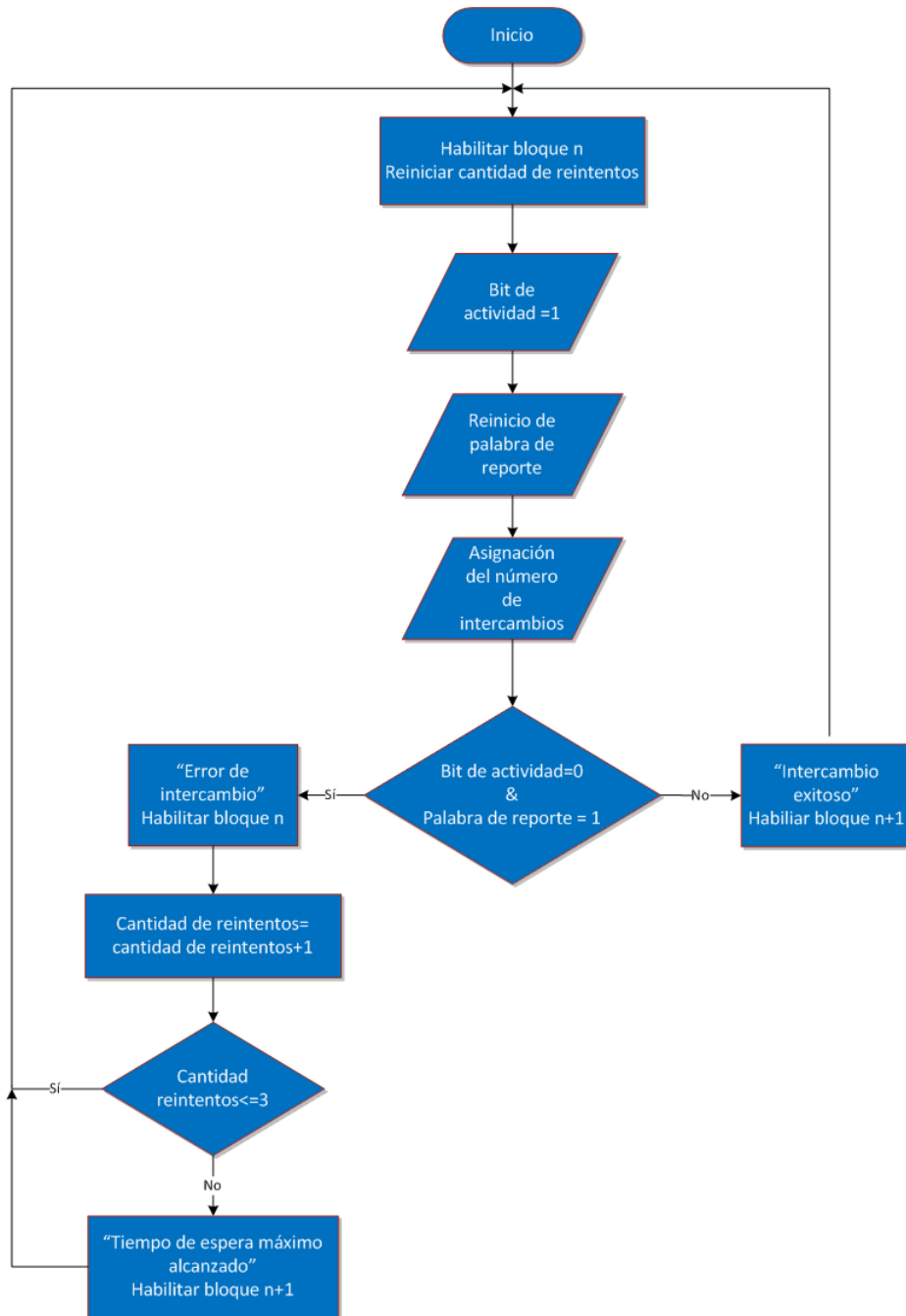


Figura 5.15: Rutina de programación para la habilitación y deshabilitación de los bloques
READ_VAR

El tiempo de espera se ajusta a un valor de 150ms y se establece una cantidad de 3

reintentos, de esta forma los tiempos máximo y mínimo que cada bloque podrá estar activado se expresa por las ecuaciones 5.1 y 5.2.

$$T_{e_{max}} = T \cdot n \cdot bloques \quad (5.1)$$

$$T_{min} = T \cdot bloques \quad (5.2)$$

donde T_{max} es el tiempo de espera máximo, T_{min} es el tiempo de espera mínimo, n la cantidad de reintentos y $bloques$ el número de bloques READ_VAR que tiene el algoritmo.

$$T_{max} = 150 \times 10^{-3}s \cdot 3 \cdot 23 = 10,35s$$

$$T_{min} = 150 \times 10^{-3} \cdot 23 = 3,45s$$

Utilizando el Teorema de Nyquist:

$$T_s > 2 \cdot T_{max} \quad (5.3)$$

$$T_{smax} > 2 \cdot 10,35s = 20,7s$$

$$T_{smin} > 2 \cdot 3,45s = 6,9s$$

con T_{smax} como el periodo de muestreo máximo, T_{max} como el periodo de cambio máximo de los datos y T_{smin} el periodo de muestreo mínimo.

Se determina que el procesador de comunicaciones es capaz de leer las variables de los tableros correctamente si y solo si estos tiene un periodo de cambio mayor a 20.7s. Se debe tomar en cuenta que éste sistema es de monitorización de datos de energía, por lo que los tiempos de refrescamiento de datos típicos van entre los 10 y 20 minutos.

Una vez implementada la comunicación del procesador de comunicaciones con los tableros se procede a desarrollar el software que se encargue de la recepción de los datos en DNP3. Para ello como primer planteamiento se usó un simulador gratuito que emplea exclusivamente el protocolo DNP3, sin embargo, aunque éste permitía la correcta visualización de los datos, no recopilaba las características que demandaba el CENCE. Por ende se implementa la solución en un software conocido como CITECT SCADA de Schneider Electric.

CITECT SCADA es una herramienta que brinda soluciones de control y monitorización, es capaz de trabajar bajo varios protocolos de comunicación, entre ellos DNP3. El digrama de la figura 5.16 representa el funcionamiento básico de CITECT.

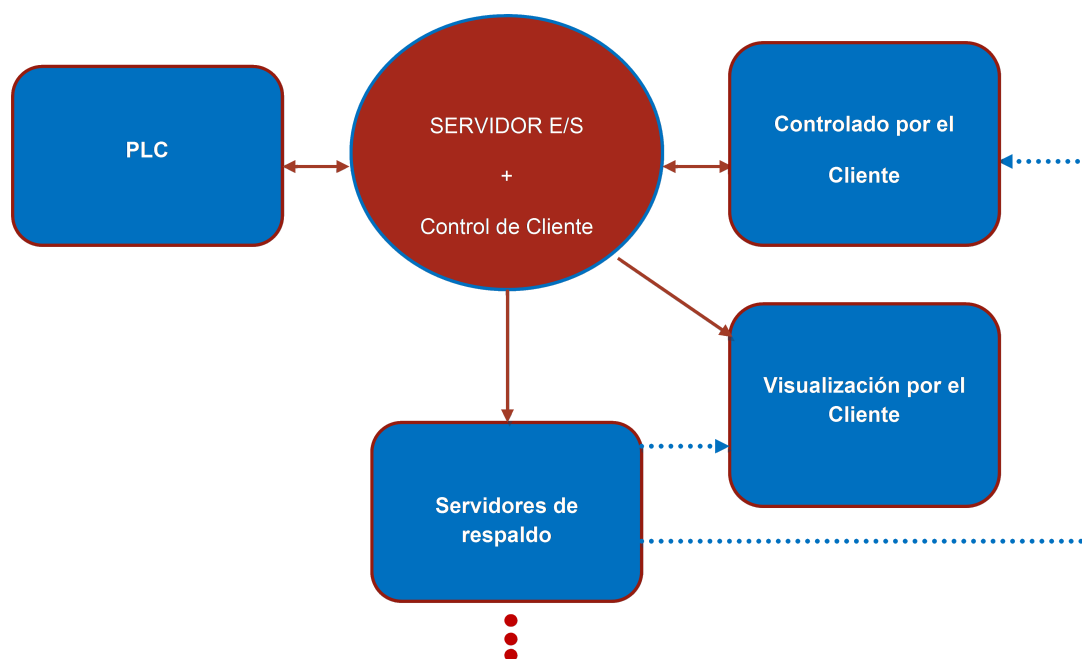


Figura 5.16: Funcionamiento general del software CITECT SCADA

Está formado por servidores de entrada/salida y el control del cliente, estos se encargan de intercambiar datos con el PLC, se suman bloques de control del cliente externos que son los que solicitan y manejan la información del SCADA que a su vez realiza dicha

petición directamente al PLC. Existen también los clientes que únicamente pueden visualizar estos datos, este tipo es el que se implementa en el presente proyecto. Los servidores de respaldo son entidades que almacenan de forma automática y periódica la información de los servidores E/S, así, si el sistema central llega a fallar, estos respaldos toman el control inmediato hasta que el servidor principal se recupere, para evitar pérdidas de datos o control del mismo.

Como lo propuesto en el proyecto requiere la visualización de los datos, se confeccionan una serie de pantallas que agilizan la exhibición de los datos, a continuación en las figuras 5.17, 5.18 y 5.19 se plasman varias de éstas a manera de ejemplo. Algunas de las imagenes utilizadas provienen de [30], [14], [8] y [9].



Figura 5.17: Menú principal del software CITECT SCADA para la visualización de los datos en DNP3

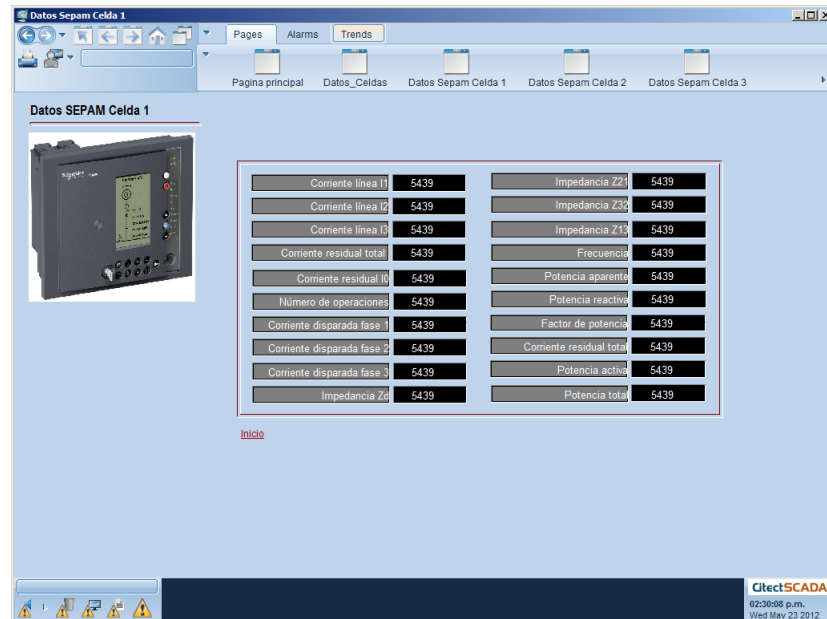


Figura 5.18: Pantalla para la visualización de datos de las celdas Metal Clad

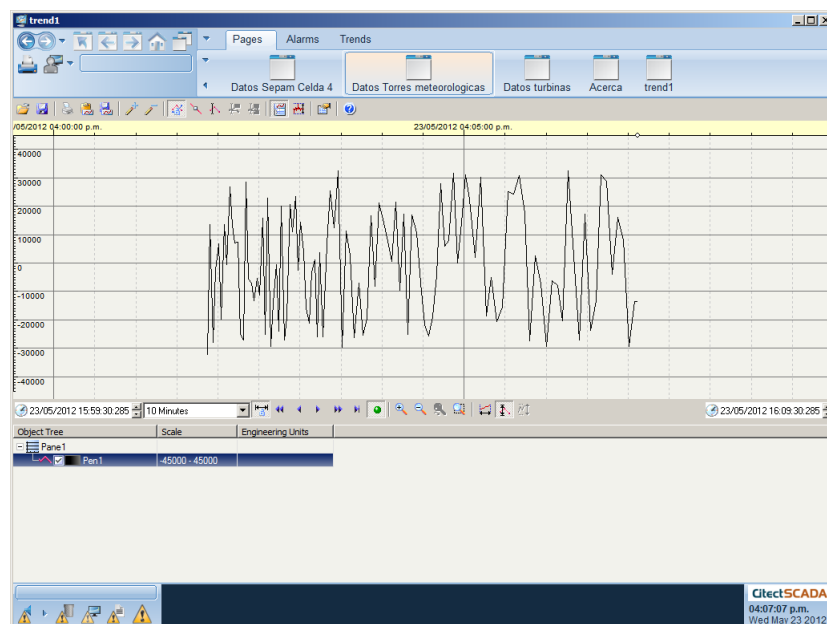


Figura 5.19: Pantalla para la visualización de datos de las celdas Metal Clad

La primer pantalla pretende hacer enlaces a las diversas secciones que muestran los datos, se aprovecha la flexibilidad y las capacidades de diseño gráfico disponibles de la

herramienta con el fin de hacerle más sencilla la navegación al usuario. Otras pantallas como la figura 5.18 muestran propiamente los datos que se leyeron del sistema de control de la planta, la figura 5.19 se encarga de hacer también énfasis a los datos generados, a diferencia de que estos se presentan en forma gráfica (tendencias).

Para el correcto funcionamiento del SCADA es oportuno configurar el controlador del protocolo en uso, en este caso se trata del driver *DNPR*. En tal apartado es posible definir algunos valores que son responsables del comportamiento, enumero varios de los más relevantes:

1. ConnectionTimeout (1000 a 65534 ms): Corresponde al tiempo máximo que espera el controlador para establecer la conexión.
2. EventPollPeriod (0 a 4000000 s): Le indica al controlador cada cuánto debe de hacer las interrogaciones integrales a los dispositivos.
3. EventPollRatio (0 - 65535): Permite definir en qué periodo se realiza la interrogación.
4. Retry (0-8): Para configurar el número de intentos antes de que el canal se encuentre fuera de línea.
5. SCADAADDRESS (0-65534): Señala la dirección DNP3 que posee la SCADA.
6. EventPollRatioClass1 (0 a 65535): Configura la cantidad de interrogaciones de eventos clase 1 que deben realizarse.
7. EventPollRatioClass2 (0 a 65535): Configura la cantidad de interrogaciones de eventos clase 2 que deben realizarse.
8. EventPollRatioClass3 (0 a 65535): Configura la cantidad de interrogaciones de eventos clase 3 que deben realizarse.

En DNP3 existen dos tipos de adquisición de datos, las explícitas y las implícitas, con la primera hay que “solicitar el dato”, es decir se requiere hacer una interrogación al dispositivo. Para interrogaciones integrales la ecuación 5.4 muestra su cálculo:

$$InterrogacionIntegral = (EventPollRatioDefault + 1) \cdot EventPollPeriodDefault \quad (5.4)$$

Cuando se clasifican los datos o eventos en clases el periodo de interrogación se puede calcular mediante la ecuación 5.5:

$$InterrogacionClase = EventPollPeriod \cdot EventPollRatioClass \quad (5.5)$$

Con las ecuaciones anteriores más los valores calculados para el proceso de interrogación de los tableros y el Teorema de Nyquist es posible determinar que:

Teniendo T_{smin} con un valor de 6,9s y la ecuación 5.3, se puede saber que el periodo de muestreo mínimo con el cual el SCADA debe interrogar el procesador de comunicaciones (interrogaciones integrales o por clase) debe ser máximo cada 3,45s.

Se cumple lo estipulado al hacer el cálculo con la ecuación 5.4 y 5.5, así el tiempo de interrogación integral mínimo posible es de 2s y para la interrogación por clase es de 1s.

Varias de las variables que se muestran en pantalla son adquiridas por interrogación, sin embargo aquellas que ameriten un refrescamiento con mayor prontitud es posible utilizar adquisición implícita, esto se logra por medio de la declaración de tendencias (como en la figura 5.19), con las cuales es posible trabajar con tiempos de escaneo de hasta 10ms para DNP3.

Por tanto para configurar la comunicación DNP3 con los dispositivos es indispensable realizar el procedimiento detallado en las figuras 5.20 y 5.21.

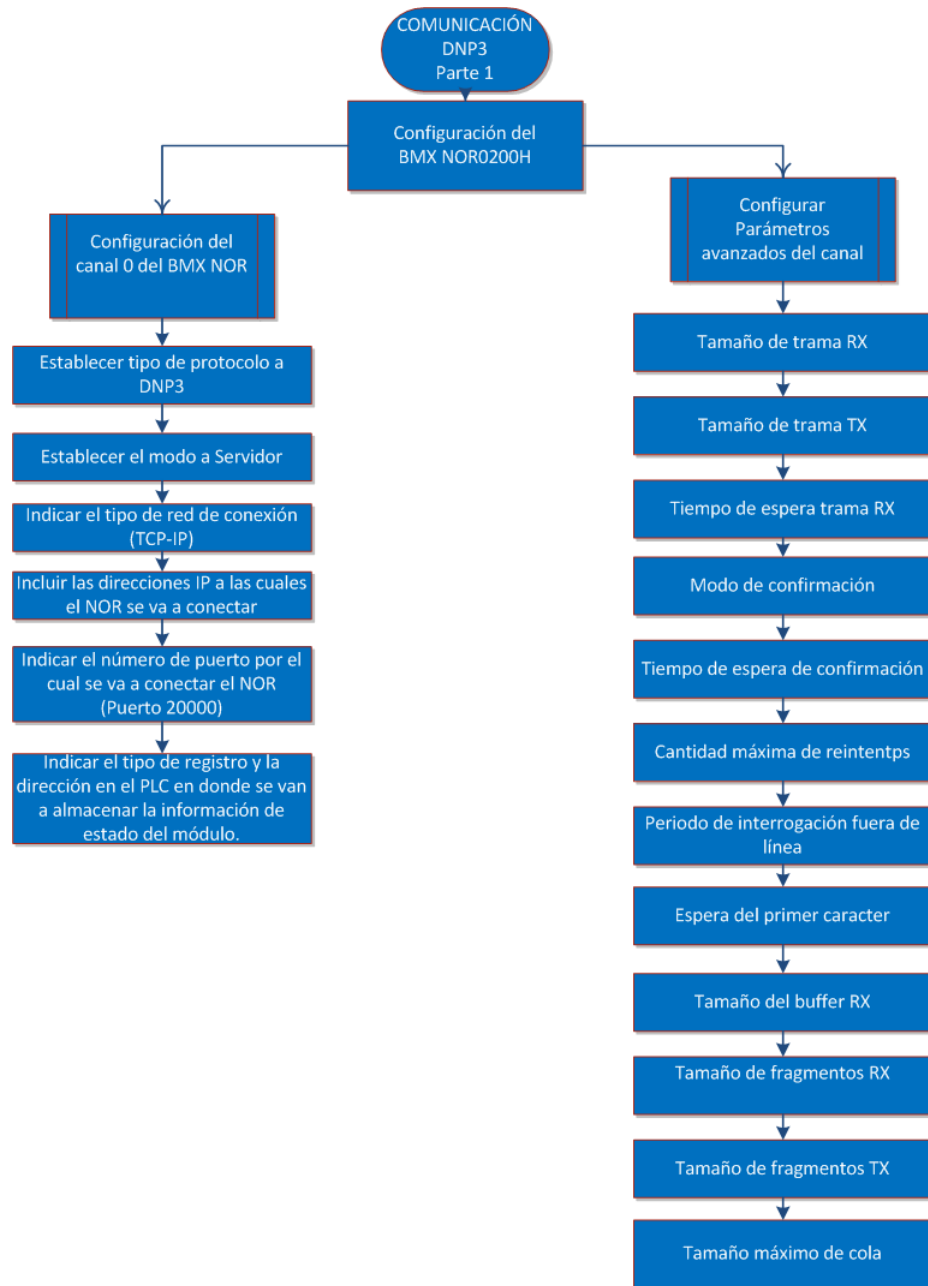


Figura 5.20: Primer diagrama de configuración de parámetros para la comuniacion DNP3

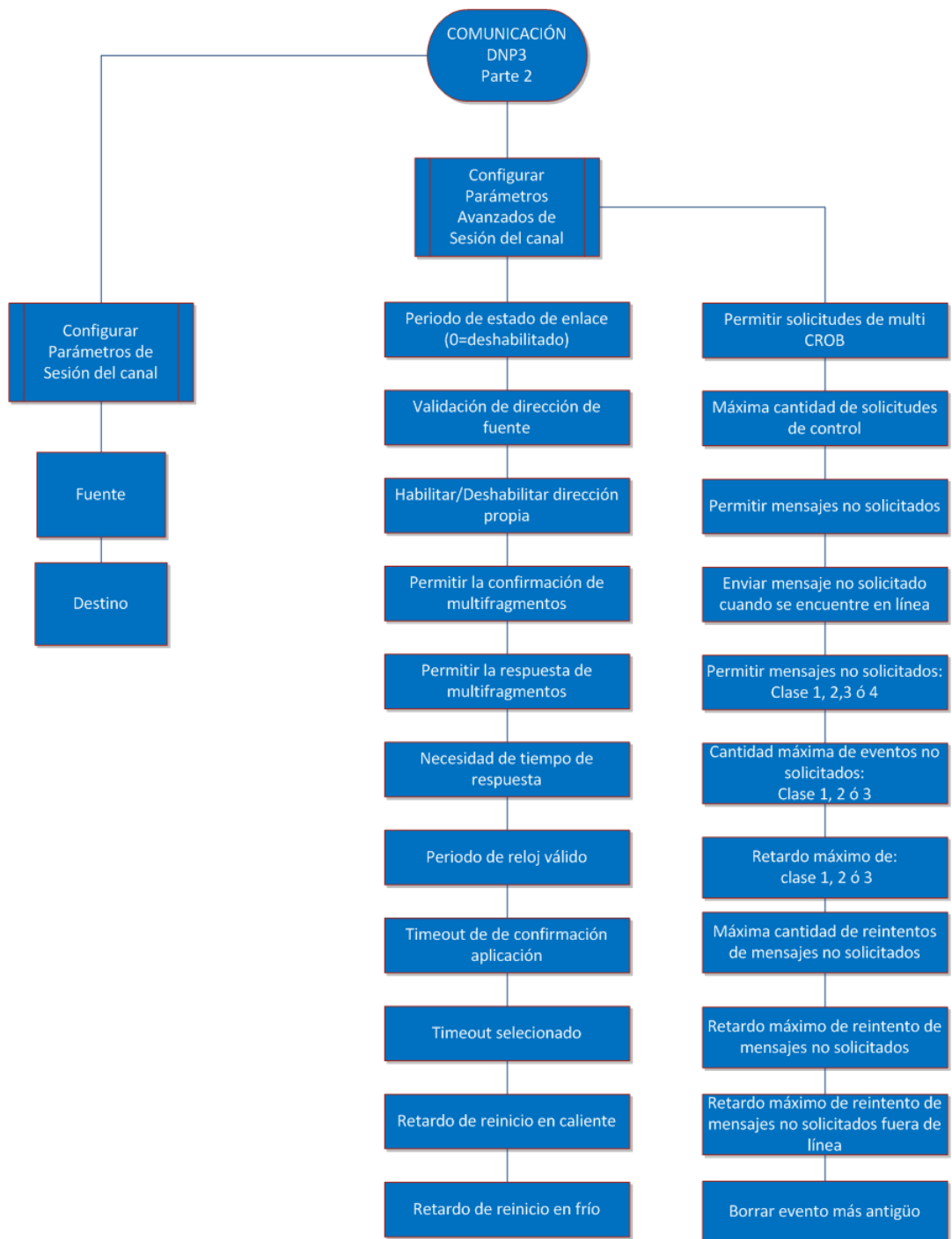


Figura 5.21: Segundo diagrama de configuración de parámetros para la comuniacion DNP3

Capítulo 6. Análisis de Resultados

6.1. Resultados

En la presente sección se recopilan los resultados obtenidos durante la realización del proyecto. Iniciando con el equipo utilizado para solucionar el problema:

Tabla 6.1: Equipo seleccionado para la solución del proyecto

Dispositivo	Descripción	Características relevantes
BMXP342020	Unidad Central de Procesamiento	Permite comunicación Modbus TCP/IP, 1 canal Ethernet, memoria de 4096 KB, permite conexión de módulos externos, memoria SD de 128MB
BMXNOR0200H	Unidad Terminal Remota	Permite comunicación DNP3 TCP/IP, comunicación Modbus TCP/IP, 1 canal Ethernet, BootP, NTP, Configuración de IP por conmutadores rotativos, Datos Globales, Escaneo de E/S, memoria SD de 128MB

Se prosigue con un enfoque presupuestario que revela los gastos económicos involucrados en la solución y los beneficios esperados producto de ello.

Tabla 6.2: Datos del presupuesto utilizado en la solución

Rubro	Precio en colones
Equipo	25356929
Programación	1625600
Configuración y ajustes	975360
Diseño de Interfaz Humano Máquina	975360
Tablerista	487680
Dibujante	60960
Imprevistos	2540000
Varios	1016000
Total	33037889

Las características principales del protocolo Modbus y DNP3 que se consideraron se resumen a continuación.

Para Modbus:

1. Interoperabilidad.
2. Comunicación Maestro/Esclavo o Cliente/Servidor.
3. Mensajería individual.
4. Mensajería broadcasting.
5. Comprobacion de errores.

Para DNP3:

1. Creado para comunicaciones SCADA RTU.
2. Permite varios medios físicos de implementación.
3. Priorización de eventos.
4. Protocolo seguro.

Algunos parámetros configurados en el protocolo DNP3 que se debieron de tomar en cuenta se muestran a continuación.

Tabla 6.3: Lista de valores configurados para el protocolo DNP3

Parámetro	Valor máximo permitido
Cantidad de puntos administrables	115 (máx. 4,000 000 000)
Tipos de datos usados	Entradas binarias, Entradas analógicas
Tipo de red de conexión usada	TCP/IP
Modo del canal	Servidor
Direcciones IP destino	172.16.0.1 (configurables por el usuario final)
Número de puerto usado	20000
Registro de almacenaje de estado del módulo	%MW0
Tamaño de trama RX	216 bytes
Tiempo de espera de trama RX	6s
Modo confirmacion	Siempre
Cantidad máxima de reintentos	3
Periodo de interrogación fuera de línea	1s
Espera del primer caracter	1s
Tamaño de fragmento de RX	2048 bytes
Tamaño de cola máxima	3
Fuente	1
Destino	2
Periodo de estado de enlace	30s
Validación de dirección de fuente	Verdadero
Habilitar dirección propia	Verdadero
Tiempo de espera de confirmación de capa de aplicación	10s
Permitir mensajes no solicitados	Falso

En el caso de los registros de memoria leídos algunos resultados se muestran en la tabla 6.4.

Tabla 6.4: Registros de memoria usados por el protocolo Modbus y por el protocolo DNP3

Nombre de la variable	Tipo de dato	Registro en el PLC	Número de punto en DNP3
Celda1 Abierta	Entrada binaria	MW100	0
Celda1 Cerrada	Entrada binaria	MW101	1
Celda1 Aterrizada	Entrada binaria	MW102	2
Celda1 Disparada	Entrada binaria	MW103	3
Celda2 Abierta	Entrada binaria	MW104	4
Celda2 Cerrada	Entrada binaria	MW105	5
Celda2 Aterrizada	Entrada binaria	MW106	6
Celda2 Disparada	Entrada binaria	MW107	7
Celda3 Abierta	Entrada binaria	MW108	8
Celda3 Cerrada	Entrada binaria	MW109	9
Celda3 Aterrizada	Entrada binaria	MW110	10
Celda3 Disparada	Entrada binaria	MW111	11
Celda4 Abierta	Entrada binaria	MW112	12
Celda4 Cerrada	Entrada binaria	MW113	13
Celda4 Aterrizada	Entrada binaria	MW114	14
Celda4 Disparada	Entrada binaria	MW115	15
Velocidad Promedio Torre1	Entrada analógica	MW116	0
Velocidad Promedio Torre2	Entrada analógica	MW117	1
Velocidad Mínima Torre1	Entrada analógica	MW118	2
Velocidad Mínima Torres2	Entrada analógica	MW119	3
Velocidad Máxima Torre1	Entrada analógica	MW120	4
...	...	...	...

Las imagenes siguientes (figuras 6.1, 6.2, 6.3,6.4, 6.5 y 6.6) corresponden al resultado de la elaboración de las pantallas en CITECT SCADA.



Figura 6.1: Menú principal del software CITECT SCADA

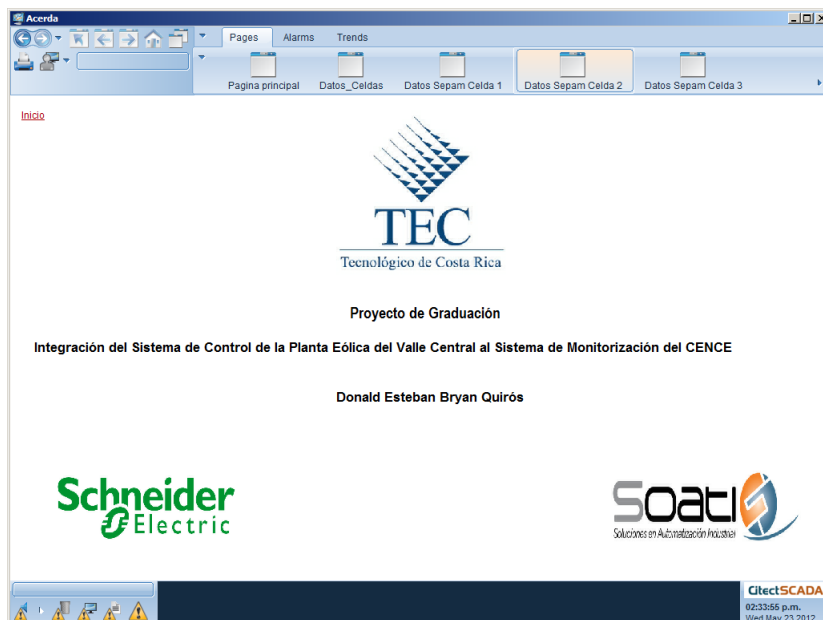


Figura 6.2: Pantalla de información general

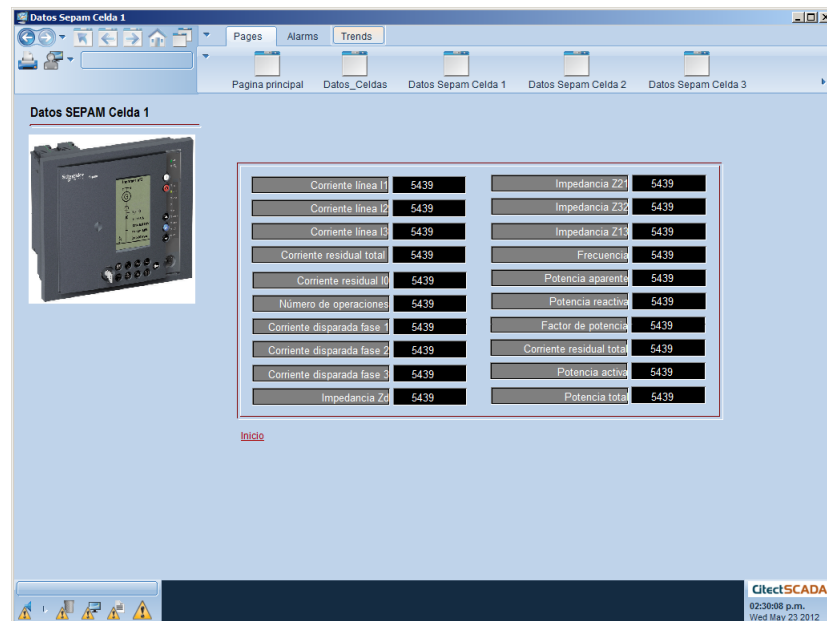


Figura 6.3: Pantalla con los datos de la SEPAM de las celdas Metal Clad

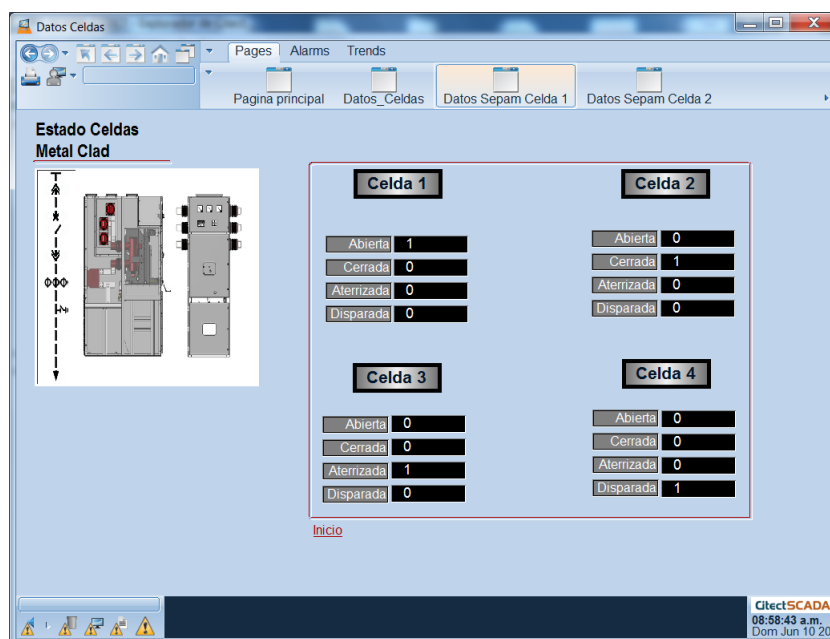


Figura 6.4: Pantalla con los datos de los estados de las celdas Metal Clad

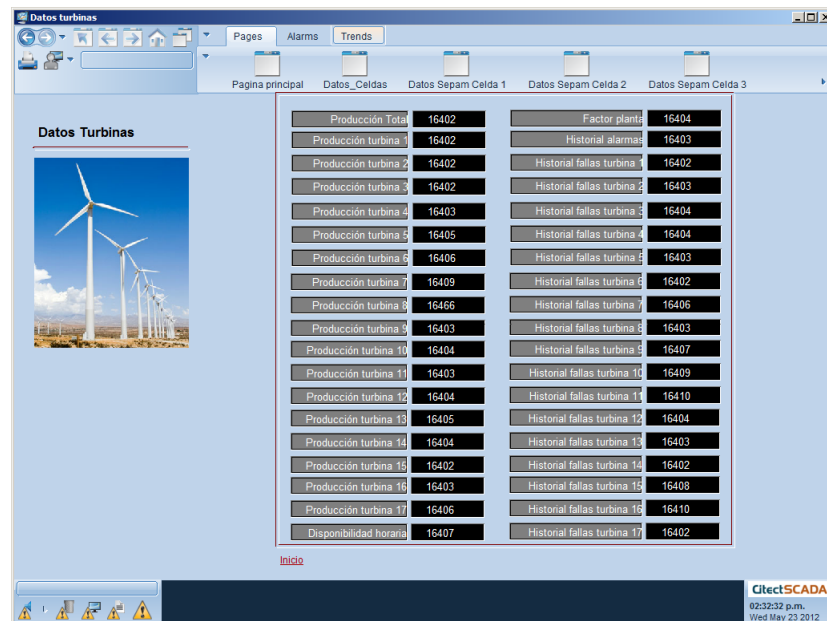


Figura 6.5: Pantalla con los datos de las turbinas

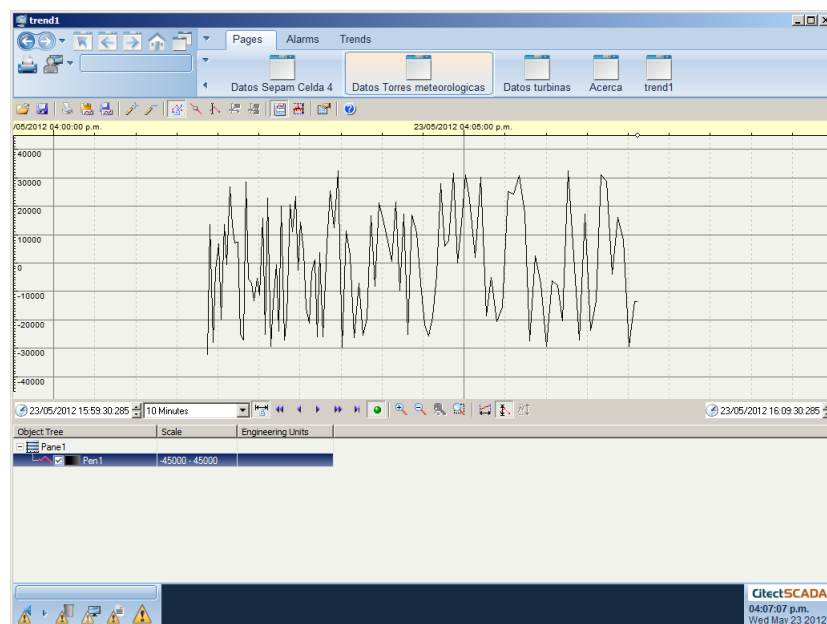


Figura 6.6: Ejemplo de pantalla con gráficos de tendencia

Los valores máximos y mínimos de adquisición de datos son plasmados seguidamente en la tabla 6.5.

Tabla 6.5: Resultados del periodo de interrogación de los diversos dispositivos de la planta

Interrogación	Periodo máximo [s]	Periodo mínimo[s]
Procesador de Comunicaciones - Sistema de control	20.7	6.9
SCADA - Procesador de Comunicaciones (Explícita)	3.45	1
SCADA - Procesador de Comunicaciones (Implícita)	9999	0.01

Tabla 6.6: Parámetros de la mensajería implícita DNP3

Parámetro	Valor
Tiempo de refrescamiento de pantalla	10ms
Tasa de solicitud de datos	10ms
Número de muestras	1000

Las figuras 6.7, 6.8 y 6.9 señalan las diferentes condiciones que puede llegar a tener el sistema.

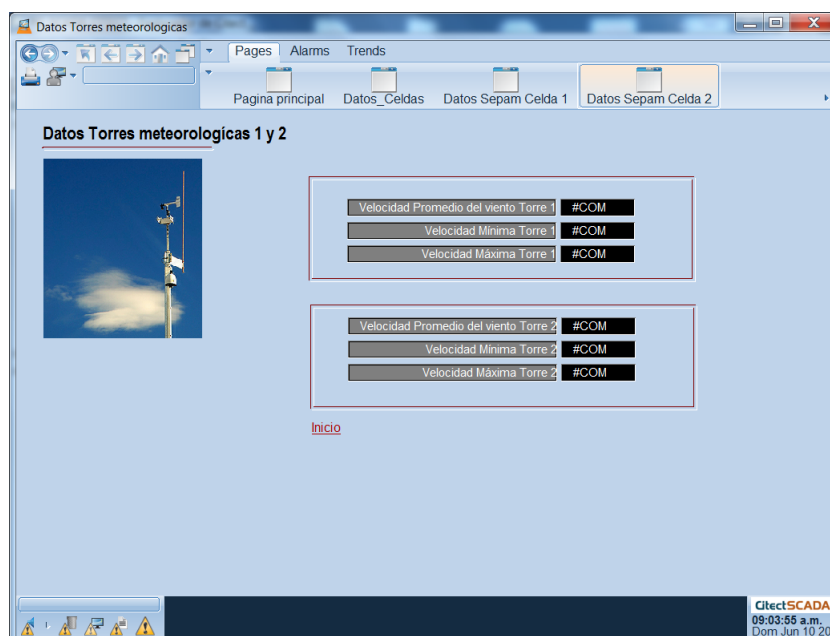


Figura 6.7: Ejemplo de sistema en espera de comunicación

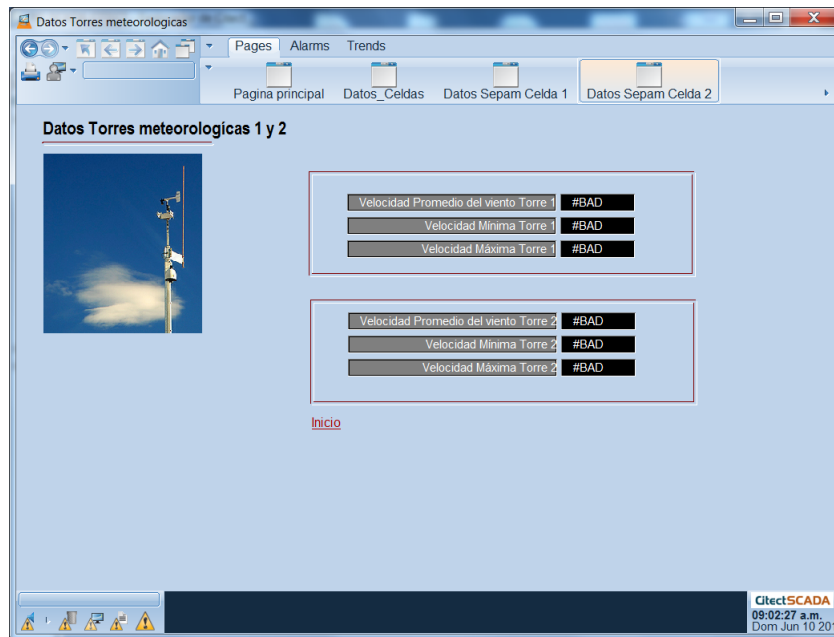


Figura 6.8: Ejemplo de falla en la comunicación

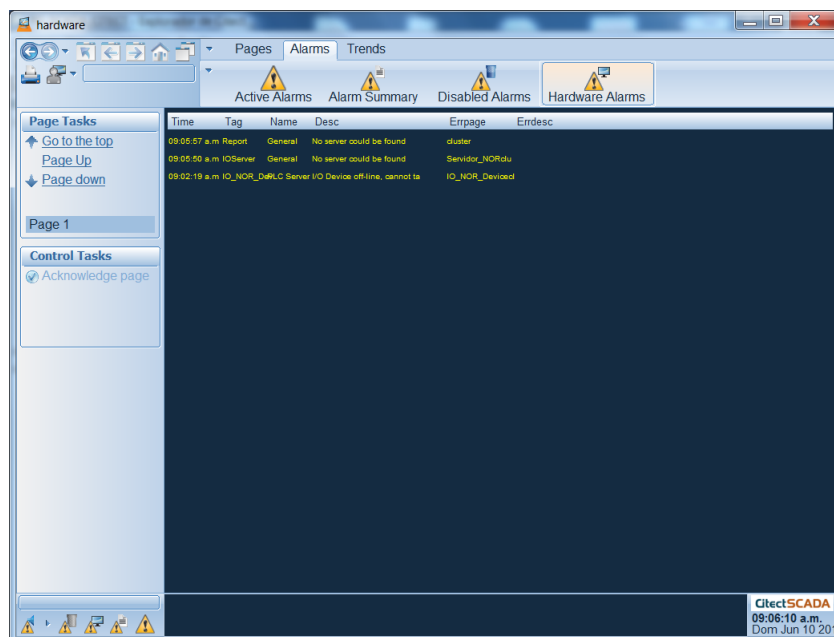


Figura 6.9: Ejemplo de pantalla de alarmas

La tabla 6.7 muestra datos generales y valores eléctricos del sistema implementado.

Tabla 6.7: Datos eléctricos del sistema

Dispositivo	Parámetro	Valor
BMXP242020	Consumo de corriente sin módulos externos	95mA
	Potencia disipada	2.3 W
BMXNOR0200H	Consumo de corriente	95mA
	Potencia disipada	2.2 W
Equipo en general	Temperatura de operación	-25°C a 70°C
Cable Ethernet	Tipo de cable	Par doble trenzado y blindado
	Impedancia	100Ω ± 15Ω
	Longitud	Definida por usuario final (máx. 100m)
	Conector	RJ45
Memoria de datos	Memoria de datos de usuario	12.8KB
	Memoria de datos no localizados	5.45 KB
	Memoria reservada por procesos del sistema	14.98KB
	Memoria de datos usada	33.23 KB
	Memoria de datos libre	222.77 KB
Memoria de programa	Código ejecutable	25.31KB
	Constantes	512 bytes
	Información utilizada por el sistema	22.9KB
	Memoria de programa usada	48.71KB
	Memoria de programa libre	3.95MB

La siguiente imagen (figura 6.10) es el producto final de la solución del proyecto.



Figura 6.10: Sistema final implementado

6.2. Análisis

Se desarrolla a continuación la explicación en forma detallada los resultados obtenidos durante la implementación del proyecto. Se sigue el orden establecido por los objetivos planteados en el capítulo 2.

Primeramente se propone la selección y justificación del equipo que es capaz de realizar el proceso de comunicación entre la etapa de control de la planta eólica y el sistema del CENCE.

El rango de selección de equipo para la solución del proyecto es limitado a la marca Schneider Electric por razones obvias, por tanto entre la amplia gama de dispositivos que ofrecen, la que reúne las características demandadas es la familia de PLCs M340,

específicamente el modelo BMXP342020 (o simplemente 2020). Justifico su selección dadas las características mencionadas en la tabla 6.1.

El primer aspecto que se toma en cuenta es la capacidad de comunicación usando varios protocolos, especialmente los relacionados con la monitorización y control de sistemas industriales, es decir, IEC 101/104 y DNP3 serie/TCP-IP, además de permitir la comunicación Modbus TCP/IP con otros dispositivos.

El procesador central que se selecciona incluye un puerto Ethernet que es necesario tanto para la programación del mismo como para establecer la transferencia de datos con los demás equipos del sistema de control de la planta, la capacidad de memoria interna de 4MB, 256KB de memoria de datos y memoria SD de 128MB evita preocupaciones en cuanto al tamaño del programa; permite el uso de mensajería Modbus (en sí todos los dispositivos Schneider Electric lo hacen), pero, propiamente, no son capaces de establecer comunicaciones mediante DNP3 o IEC. Para superar este obstáculo, el PLC 2020 tiene la facilidad de incorporar módulos externos, por ejemplo módulos de entradas analógicas, de salidas digitales, contadores, etcétera, los cuales al haber sido diseñados para realizar funciones específicas, permiten ampliar las capacidades del sistema total. El módulo externo que se propone utilizar corresponde al BMXNOR0200H, que viene a incorporar servicios de unidad terminal remota, recopilación y almacenamiento, permite el uso de protocolos de comunicación industrial (DNP3 TCP/IP e IEC 101/104) y no depende de la CPU, lo que se traduce en funciones que se llevan a cabo independientemente de la CPU 2020.

Paralelo a los criterios analizados para optar por los dispositivos anteriores, se hace un estudio presupuestario y de costos y beneficios para asegurar que la solución propuesta se mantiene dentro del rango económico disponible por la empresa y que la inversión requerida será recuperada y producirá ganancias; en la tabla 6.2, se detallan los gastos en cuanto al equipo, precio total por las horas de trabajo del ingeniero, tablerista y dibujante, también se toman en cuenta artículos varios como equipo de oficina, pago de

alquiler, agua, electricidad, entre otros. El presupuesto total de la empresa ronda los 35 millones de colones para el desarrollo del proyecto, la solución planteada tiene un valor de aproximadamente 33 millones de colones. Entre los beneficios de la implementación de la solución que tienen mayor peso, se pueden citar la calidad de servicio que se ofrece al cliente y por supuesto la satisfacción que, a largo plazo, genera la estabilidad de los ingresos monetarios a la empresa, recuperando así la inversión y obteniendo ganancias.

El primer objetivo se refiere a la investigación y justificación del uso de los protocolos para establecer la comunicación. Como anteriormente se ha venido mencionando los protocolos utilizados en el proyecto son Modbus TCP/IP y DNP3 TCP/IP, el detalle del porqué de su selección son mencionados en el capítulo 5, de todos modos se hace referencia a los más significativos: Modbus permite la interoperabilidad con todos los demás equipos que conforman el sistema de control de la planta eólica; permite adaptarse a la topología de conexión de la planta mediante la técnica maestro/esclavo (o cliente/servidor); la mensajería individual y la mensajería broadcasting son características bastante útiles si en un futuro se requiere controlar las diferentes etapas del sistema; e incluye un método de comprobación de errores para tener un grado de seguridad en el momento de enviar o recibir los datos. En el caso del protocolo DNP3 TCP/IP se puede recalcar que: su creación está orientada a comunicaciones SCADA RTU, ésta característica fue de mucho énfasis ya que la segunda etapa del proyecto (comunicación con el sistema del CENCE) es un sistema SCADA; la implementación sobre diversos medios físicos se toma en cuenta para permitir la separación del equipo a grandes distancias si fuera necesario (por medio de fibra óptica); la capacidad de DNP3 de diferenciar eventos por prioridad de clase se aprecia con el fin de dar primacía a ciertas situaciones, por ejemplo a los datos que se leen desde las celdas Metal Clad, que indican los estados de las mismas, como abierta, disparada, aterrizada o cerrada, se les da una prioridad de clase 1 (la más alta) dado que es de mayor relevancia conocer en qué situación se encuentran, en comparación con la información suministrada por las

torres meteorológicas (clase 3); la seguridad en los datos es sin duda alguna la característica primordial que se busca en un protocolo de control y monitorización; un error en la comunicación o un dato corrompido puede significar daños irreparables en la planta y ser consecuencia de fallas a nivel nacional, por tales razones se inclina la solución hacia DNP3, por sus métodos de revisión de errores, bits especialmente destinados al control y a la verificación de las tramas.

La comunicación Modbus TCP/IP con los demás tableros no requiere configuración alguna, pues el PLC ya trae incorporado todas las funciones de manera predeterminada. Se procede por tanto a la correspondiente asignación de los parámetros del NOR para lograr la comunicación con el sistema CITECT SCADA, los resultados finales del proceso se muestran en la tabla 6.3.

El primero de ellos es la cantidad de puntos administrables, este rubro especifica la cantidad de variables RTU que están involucradas en el intercambio, o sea, cada una de las variables mostradas en la tabla 6.4 (115 variables en total, ver el anexoB.2) son los datos leídos de los tableros de torres meteorológicas, turbinas y celdas Metal Clad. Como en el proyecto se reciben variables de estado tipo encendido/apagado y también variables con valores enteros, es ineludible usar cada una de ellas con su correspondiente tipo de dato, son entonces usadas las entradas de tipo binario y las entradas de tipo analógico.

La RTU establece una conexión de tipo TCP/IP, dadas sus características de velocidad de transmisión de datos y su facilidad de implementación. Como su función es de almacenar los datos (no iniciar el envío) se define como unidad tipo servidor, con esto simplemente la RTU espera ser interrogada por el CITECT SCADA.

Para realizar las pruebas de conexión se establece la dirección IP de destino (o del CITECT SCADA) a 172.16.0.1, este campo le muestra al NOR que el dispositivo al

cual se tiene que conectar lleva dicha IP y que el enlace es a través del puerto 20000 (puerto destinado al Protocolo de Red Distribuido).

El espacio en memoria posicionado en %MW0 permite conocer el estado del módulo, indicando la presencia de fallos, conexión o desconexión.

El parámetro de la capa de aplicación “Tamaño máximo para la trama RX” se configura en el valor máximo(2048 bytes), este nivel toma el mensaje producto de el proceso de interrogación y lo encapsula en campos llamados APDUs, esos APDUs podrán llegar entonces a tener una longitud de 2048 bytes, si el mensaje no amerita un campo tan amplio el sistema simplemente lo ajusta a un valor menor al comentado.

Los fragmentos divididos en trozos más pequeños, en el nivel de la capa de enlace, son llamados tramas; durante el proceso de funcionamiento del sistema se lee un total de 216 bytes, por dicha razón el tamaño de la trama RX se configura a ese número, para que una sola trama de mensaje en DNP3 podueda llevar toda la información del sistema de control de la planta. El tiempo de espera de esta trama se fija en 6 segundos contemplando que según los resultados de la tabla 6.5, específicamente el periodo de interrogación explícita en la vía SCADA-Procesador de Comunicaciones, no sea menor a 3.45s, pues en ese caso el protocolo DNP3 envía una alerta de error de recepción antes de que se actualicen los datos.

Activar el campo de confirmación es importante, pues es la forma de verificar la recepción del mensaje. El tiempo de espera de esa indicación se fija en 2s y una cantidad máxima de 3 reintentos en caso de finalizar el tiempo de espera.

Si se llega a perder la conexión, por medio del campo “Periodo de interrogación fuera de línea” se advierte que el tiempo de reestablecimiento se debe hacer cada segundo hasta que se vuelva a conectar el sistema, con lo que se busca prevenir la pérdida de datos.

Se genera una cola de datos que permite tener 3 mensajes en espera, de esta forma, mientras se procesa un bloque de datos, en cola se pueden encontrar información actualizada de otras funciones.

Es relevante indicar la dirección del dispositivo que hace la interrogación (CITECT SCADA) y la dirección del equipo del cual se toma esa información (RTU), respectivamente se asignan los valores de 1 y 2 para tales fines.

Es posible que en algún momento durante el proceso se detenga la recepción de mensajes, ya sea por desconexión o simplemente porque la unidad servidora no solicite ningún dato. Cuando llega a suceder éste acontecimiento, la RTU se encarga de enviar cada 30 segundos una verificación del enlace, así cuando se reinicia el intercambio de datos la red estará disponible.

Los dos aspectos siguientes son la “validación de dirección fuente” y “habilitación de dirección propia”, el primer parámetro permiten que se cometa una revisión de la dirección del dispositivo que está enviando el mensaje, con este campo activado se logra asegurar que las peticiones de datos van a ser exclusivamente del SCADA; el segundo es para permitir que la RTU envíe dentro del mensaje su propia dirección y así el SCADA pueda saber qué unidad le está enviando la información.

El dispositivo servidor debe recibir una confirmación de la capa de aplicación proveniente del cliente (SCADA), el tiempo que la unidad espera esta verificación se fija en 10 segundos, así la RTU conoce si el mensaje es recibido correctamente y sin error.

Al no utilizar en esta implementación reporte por excepción, el campo que habilita los mensajes no solicitados se configura en falso.

Ya se había mencionado que el sistema de monitorización que el CENCE emplea en este proyecto corresponde al CITECT SCADA, por tal hecho, en la solución desarrollada se contempla su uso. Claramente el Centro Nacional de Control de Energía define su

propio diseño de las pantallas y los datos que requieran mostrar, sin embargo el trabajo que se muestra en el presente documento determina que las rutinas de programación permiten la comunicación entre la planta eólica y el sistema por utilizar en la institución en cuestión.

La figura 6.1 corresponde al menú principal, en él se pueden acceder de forma rápida las demás pantallas. La siguiente muestra información acerca del proyecto. La figura 6.3 resume los datos de las variables analógicas originadas por la SEPAM de las celdas Metal Clad. La figura 6.4 es la pantalla encargada de mostrar el estado de las celdas, ya sea abiertas, cerradas, aterrizadas o disparadas, la condición de habilitado se especifica con el valor lógico 1 en su salida. La siguiente figura 6.5 detalla los datos que se leen desde el servidor OPC de las turbinas, se recalca que los valores presentados son producto de simulaciones y por tanto muchos campos llevan la misma cifra de ejemplo. La pantalla enumerada como figura 6.6 es el resultado de realizar mensajería implícita, con ella es posible visualizar los datos que tienen un cambio menor a 1 segundo, a diferencia de las pantallas anteriores que utilizan mensajería explícita. Los periodos de máximos y mínimos de interrogación están detallados en la tabla 6.5, es posible analizar como en las interrogaciones que se hacen a los tableros del sistema de control de la planta, la información se muestrea cada 20.7 segundos en el caso de falla en la comunicación y que se tenga que realizar los 3 reintentos. En el sentido SCADA-Procesador de Comunicaciones, los mensajes explícitos son muestreados cada 3.45s en el peor de los casos. Por otro lado para la mensajería implícita esos valores varían desde 9999 hasta 10 milisegundos, en la tabla 6.6 se resumen los parámetros. La tasa de solicitud de datos viene a ser el tiempo de muestreo, se define el valor en el mínimo posible (10ms), junto con el tiempo de refrescamiento de pantalla con el mismo número, éste campo indica cada cuánto tiempo los datos mostrados en pantalla van a cambiar; aclaro que si el tiempo de refrescamiento de pantalla es mayor al tiempo de solicitud de datos, no significa que algunos valores de los datos se van a perder, lo que sucede es que la información recepcionada va a ser guardada en un archivo de extensión *.log. El otro

campo parametrizable es el número de muestras, se establece en 1000 definiendo así que por cada periodo de muestreo se tomen mil muestras, de esta forma se pretende una resolución considerable para la visualización gráfica.

Una vez que el sistema se ha iniciado, se pueden presentar tres condiciones (a parte de la visualización de los datos). La primera, en la figura 6.7, aparece cuando el sistema no ha establecido aun la comunicación, o sea durante la inicialización de los procesos necesarios para su funcionamiento; se distingue puesto que en el campo correspondiente al valor del dato se muestra una leyenda con el mensaje #COM. Otra situación posible es cuando el CITECT SCADA no logra conectarse con el BMXNOR0200H, ya sea por fallos en el cableado o fallos en el hardware, entonces el mensaje mostrado es #BAD, ver figura 6.8. Adicional a éstas condiciones, se contempla una pantalla con alarmas del sistema, en donde, al presentarse algún problema, se puede recurrir a verificar la causa de dicho error. Un ejemplo se regala en la figura 6.9, tres alarmas se presentan en la ilustración, la primera se refiere al estado de desconexión del servidor de grupo del SCADA, la segunda indica que el servidor que se encarga de la conexión con el dispositivo RTU no se ha encontrado y la última surge cuando se agota el tiempo de espera, enviando pues un mensaje de dispositivo de E/S fuera de línea.

Para mayor detalle acerca de los pasos que se deben seguir para configurar el CITECT SCADA y el BMXNOR0200H son presentados en el apéndice A.3.

Se recopila en la tabla 6.7 datos eléctricos del sistema final, así como información del uso de memoria por las rutinas de programación. Los dos dispositivos principales que consumen corriente son el PLC BMXP342020 y la RTU BMXNOR0200H, cada uno se alimenta con una corriente de 95mA, la CPU disipa una potencia de 2.2W, mientras que el NOR 2.2W. Las temperaturas de operación van desde los -25° a los 70°Celsius, permitiendo su operabilidad en cualquier condición climática del país. Se detalla ade-

más el tipo de cable Ethernet que se debe de utilizar para la conexión, corresponde a un par doble trenzado y blindado, con una impedancia de $100\Omega \pm 15\Omega$, un conector RJ45 y una longitud del cable definida por el usuario (considerar que el máximo es de 100 metros). La memoria que consumen los datos del programa es de 33.23 KB, distribuida en 12.8KB para los datos que definen las variables, 5.45KB de datos no localizados, es decir toda aquella variable interna que no se involucra en la transmisión sino que vienen a cumplir funciones de sistema, por ejemplo contadores, tiempos predefinidos de los temporizadores, etcetera y 14.98KB para información de funcionamiento del sistema, ejemplo, los gráficos para las simulaciones. La memoria de programa que se emplea es de 48.71KB, fraccionada en 25.31KB para el código de las rutinas digitadas, 512 bytes de variables constantes y 22.9KB para procesos internos del sistema, tales como archivos producto de la compilación.

El resultado final del proyecto desarrollado se puede ver en la imagen de la figura 6.10, en donde se muestra el equipo que se utiliza posicionado en su respectivo gabinete.

Capítulo 7. Conclusiones y Recomendaciones

7.1. Conclusiones

- El procesador de comunicaciones permite la transmisión de 115 variables (la totalidad requerida por el proyecto) producidas en el Sistema de Control de la Planta Eólica, hasta el sistema SCADA CITECT.
- La Unidad de Procesamiento Central BMXP342020 junto con la Unidad Terminal Remota BMXNOR0200H son capaces de hacer interrogaciones de información a las diferentes etapas del sistema de control de la planta eólica y presentarlas en el formato del protocolo DNP3.
- El valor del equipo, software de simulación y demás rubros que se utilizan en el proyecto se encuentran dentro del presupuesto establecido por la empresa.
- Las rutinas de programación desarrolladas hacen uso de mensajería explícita para permitir la interrogación de los tableros de la planta eólica.
- El protocolo Modbus se utiliza en la transferencia de datos entre el Procesador de Comunicaciones y el Sistema de control de la planta, dada su interoperabilidad con otros dispositivos, su topología de conexión cliente/servidor, la posibilidad de mensajería individual y broadcasting y su campo de comprobación de errores.
- La mensajería explícita del protocolo Modbus permite la interrogación de los datos de los tableros que conformaron el sistema de control de la planta, con

un tiempo de adquisición máximo de 20.7 segundos y un tiempo mínimo de 6.9 segundos para los casos ausentes de errores.

- El protocolo DNP3 se selecciona para la comunicación entre el Procesador de Comunicaciones y el CITECT SCADA, dado su creación centralizada en procesos de comunicación con sistemas SCADA RTU; su posibilidad de implementación en varios medios físicos, como cobre o fibra óptica; la priorización de eventos y los campos en su trama que certifican la seguridad de los datos durante la comunicación.
- Tanto Modbus como DNP3 son implementados sobre TCP/IP en este proyecto, pues permiten velocidades de transferencia de hasta 100 Mbps.
- El tiempo máximo y mínimo de adquisición de datos en la vía CITECT SCADA-Procesador de Comunicaciones, para mensajería explícita bajo el protocolo DNP3, fue de 3.45 segundos y 1 segundo, respectivamente.
- La mensajería implícita bajo el protocolo DNP3 en la vía CITECT SCADA-Procesador de Comunicaciones, permite realizar el muestreo de los datos cada 10 milisegundos.
- Mediante la herramienta CITECT SCADA se comprueba la confiabilidad de la interpretación de los datos por parte del sistema desarrollado.

7.2. Recomendaciones

- Para agilizar la interrogación de los tableros del sistema de control de la planta se sugiere utilizar mensajería implícita, para ello es necesario utilizar un módulo externo capaz de realizar esta función, por ejemplo el BMXNOE0100.
- Es posible clasificar cada uno de los datos de los tableros del sistema de control de la planta según prioridad, de este modo el protocolo DNP3 puede darle mayor

importancia a eventos que lo ameriten.

- Si se requiere controlar la planta eólica desde el CENCE, el software CITECT SCADA es capaz de enviar mensajes a la RTU, permitiendo la modificación de los registros de memoria y la manipulación de las variables internas.
- Más detalles sobre la configuración del hardware y el software se puede encontrar en el manual de usuario encontrado en el apéndice.

Bibliografía

- [1] Acromag Inc. *Introduction to Modbus TCP/IP*. USA, 2005
- [2] Andreu J. *Servicios en red*. EDITEX, 2010.
- [3] Applicom International. *Modbus Plus*. Febrero, 2002.
- [4] Castaño L.F. *Tutorial Practico. Unity Pro 3.0 Modicon M340*. 2012, pp. 66.
- [5] Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico (2009, D.F, México). Rojas M. E. Distrito Federal, México, Naciones Unidas - CEPAL, 2010. 29 p.
- [6] Clarke G., Reynders D. y Wright E. *Practical Modern SCADA Protocols: DNP3, IEC 60870-5 and Related Systems*. Oxford: Newnes, 2004.
- [7] Gibson D. *Microsoft Windows Networking Essentials*. Indiana, WileyPublishing, Inc, 2011.
- [8] Energías renovables. Recuperado el 20 de Mayo del 2012 de:

<http://www.grupotelasat.com/txt/alquilertorres.html>
- [9] Energías renovables. Recuperado el 20 de Mayo del 2012 de

<http://www.gstriatum.com/energiasolar/blog/2010>
- [10] Herrera E. *Tecnologías y Redes De Transmisión De Datos*. México, LIMUSA, 2003.

- [11] Íñigo, J. “et al”. *Estructura De Redes De Computadoras*. España: Editorial UOC, 2008.
- [12] Unity Pro & M340: Hardware Modicon M340. Recuperado el 20 de Febrero del 2012 de:

<http://www.isa.uniovi.es>
- [13] International Telecommunication Union. *Lista de definiciones para los circuitos de enlace entre el equipo terminal de datos y el equipo de terminación del circuito de datos*. Febrero, 2000.
- [14] LKE Power Distribution Systems. Recuperado el 20 de Mayo del 2012 de:

http://lkepower.com/es/?page_id=74
- [15] Makhija, J., Subramanyan, L.R. *Comparison of protocols used in remote monitoring: DNP 3.0, IEC 870-5-101 & Modbus*. Noviembre, 2003.
- [16] Modbus Organization, *Modbus Application Protocol Specification V1.1b*. Diciembre 28, 2006.
- [17] Modicon Inc. *Modicon Modbus Protocol Reference Guide*. USA, Junio. 1996.
- [18] M System Co, LTD. *Modbus Protocol Reference Guide*. Japón.
- [19] Primer congreso iberoamericano de ciencia, tecnología, sociedad e innovación CTS+I (2006, palacio de minería, méxico). 2006. *El desarrollo de los proyectos de energía eólica en Costa Rica (1979-2005)*.Díaz R. E. San José, Costa Rica: EUCR, 2006, pp. 3, 8.
- [20] Salaver A. *Los protocolos en las redes de ordenadores*. Barcelona, España, UPC, 2003.

- [21] Schneider Electric. *Modicon M340 RTU. Módulo BMXNOR0200H. Manual de usuario*. Febrero 21, 2010.
- [22] Schneider Electric. *TCSMCN3M4F3C2. Product DataSheet*. Marzo 09, 2012.
- [23] Schneider Electric. *ABL8REM24050. Product Data Sheet*. Marzo 09, 2012.
- [24] Schneider Electric. *BMXCPS2000. Product Data Sheet*. Marzo 09, 2012.
- [25] Schneider Electric, *Modicon M340 con Unity Pro Procesadores, bastidores y módulos de fuente de alimentación. Manual de configuración*. Setiembre, 2011.
- [26] Schneider-Electric, *BMXXBP0600. Product Datasheet*. Marzo 09, 2010.
- [27] Schneider Electric. *RTU Configuration Software: aSoCollaborative software. User Manual*. Noviembre, 2009.
- [28] Schneider Electric. *Modicon M340 for Ethernet. Communications Modules and Processors User Manual*. Setiembre, 2006.
- [29] Schneider Electric. *Modicon M340. Using Unity Pro Discrete Input/Output Modules. User Manual*. Noviembre, 2006.
- [30] Schneider Electric Image Library. Recuperado el 25 de Abril del 2012 de:

`http://ecatalog.squared.com/imagelib/`
- [31] Schneider Electric. Recuperado el 17 de Junio del 2012 de:

`http://www2.schneider-electric.com`
- [32] Statnett SF. *Norwegian IEC 870-5-101*. Marzo del 2000.
- [33] The Proud Company, 2011. *How CitectSCADA Works*. Video en línea tomado de:

`http://www.youtube.com/watch?v=VvrkI7fE\_PQ`

Apéndice

A.1. Glosario

100BaseT: Normativa estándar para los cables de conexión Fast Ethernet, doble par trenzado categoría 3, 4 ó 5.

10BaseT: Normativa estándar para los cables de conexión Ethernet, doble par trenzado de 0.4mm a 0.6mm de diámetro.

BOOTP: Protocolo UDP/IP capaz de asignar direcciones IP a dispositivo a través de su dirección MAC.

DNP3: Protocolo de Red Distribuida creado para aplicaciones de comunicación entre sistemas SCADA RTU y dispositivos electrónicos inteligentes.

Ethernet: Estándar de la capa física del modelo OSI, que brinda servicios de transmisión de datos en redes LAN.

FTP: Protocolo de transferencia de archivos usado por la World Wide Web.

IEC 101: Protocolo de comunicación estándar dirigido a procesos de telemetría y a la transmisión de datos en sistemas SCADA.

IEC 104: IEC 101 implementado sobre TCP/IP.

IEEE 802.3: ver Ethernet.

IP: Protocolo encargado del direccionamiento y enrutamiento de mensajes recibidos y enviados.

Modbus: Protocolo de la capa de aplicación que proporciona comunicación cliente/-servidor entre dispositivos conectados a diferentes tipos de redes o buses.

Modelo EPA: Versión simple del modelo OSI, basado en 3 capas.

Modelo OSI: Modelo basado en 7 capas para el fin de la estandarización de los diseños de dispositivos de comunicación.

SCADA: Sistemas encargados de adquisición, la supervisión y el control de datos.

SEPAM: Relés de protección de la familia Schneider Electric.

Servidor OPC: Estándar de comunicación industrial que ofrece facilidades de conexión cliente/servidor bajo varios protocolos.

TCP: Protocolo de la capa de transporte que basa su funcionamiento en la transmisión de datagramas libres de error.

Teorema de Nyquist: Dicese que la frecuencia necesario para muestrear cualquier variable debe ser al menos el doble de la frecuencia con que los valores de dicha variable cambian.

UDP: Protocolo de la capa de transporte que basa su funcionamiento en la transmisión de gran cantidad de paquetes sin revisión de errores.

A.2. Abreviaciones

APDU : Application Protocol Data Unit.

ASCII : American Standar Code for Information Interchange.

ASDU : Application Service Data Unit..

CENCE : Centro Nacional de Control de Energía.

CRC : Ciclyc Redundancy Check.

DNP : Distributed Nerwork Protocol.

DNS : Domain name system.

DTE : Data Terminal Equipment.

EBCDIC : Extended Binary Coded Decimal Interchange Code.

EPA : Enhanced Performance Architecture.

FTP : File Transfer Protocol.

HTTP :Hiptertext Transport Protocol.

ICANN :Internet Corporation for Assigned Names and Numbers.

IED :Intelligent Electronic Device

IIN :Internal Indication.

IP :Internet Protocol.

ITU :International Telecommunication Union.

LAN :Local Area Network.

OSI :Open System Interconnection.

PDU :Protocol of Data Unit

PLC :Programmable Logic Controller.

RTU :Remote Terminal Unit.

SCADA :Supervisory Control and Data Acquisition.

TCP :Transmission Control Protocol.

UDP :User Datagram Protocol.

A.3. Manual de usuario

MANUAL DE USUARIO PARA CONFIGURAR LA COMUNICACIÓN DNP3 UTILIZANDO EL HARDWARE BMXP342020, BMXNOR0200H Y EL SOFTWARE CITECT SCADA

Contenido

Introducción	3
Primeros pasos	4
Configuración del equipo	5
Configuración del CITECT SCADA.....	14
Configuración del controlador DNP3	21

Introducción

La trayectoria de la información desde el sistema de control de la planta eólica hasta el correspondiente sistema regulador y monitorizador conlleva una serie de procedimientos que inician desde la manipulación de los datos, pasando por la configuración de los parámetros del protocolo de telemetría, hasta llegar a la visualización de los mensajes en pantalla.

En el presente manual se pretende instruir al lector en los asuntos concernientes a la configuración del dispositivo RTU BMXNOR0200H. Además de los temas acerca de la creación de la Interfaz Humano Máquina y asignación de parámetros del controlador DNP3 para la aplicación CITECT SCADA.

Primeros pasos

Para iniciar la configuración es necesario tener el siguiente equipo:

1. Cable de alimentación para conexión a tomacorriente de 110VAC, se recomienda de un calibre 16 AWG.
2. Cable directo Ethernet, con conectores RJ45 macho a cada extremo.
3. Fuente de alimentación de 110VAC a 24VDC ABL8REM24050.
4. Unidad de procesamiento central BMXP342020 y su respectivo rack y fuente de energía.
5. Unidad terminal remota BMXNOR0200H.
6. Cable USB para la programación del BMXP342020.
7. Computadora con Windows XP o superior instalado.
8. Software CITECT SCADA 7.20 instalado.
9. Software Unity Pro XL instalado.
10. Monte los dispositivos en su respectivo slot del rack según lo indica el documento: *"Modicon M340 con Unity Pro Procesadores, bastidores y módulos de fuente de alimentación. Manual de configuración"*

Siga las siguientes instrucciones antes de iniciar con la configuración:

1. Conecte un extremo del cable de alimentación a la entrada AC del dispositivo ABL8REM24050, luego conecte la salida DC de ese mismo equipo a la entrada de 24V de la fuente de energía del BMXP342020.
2. Conecte el otro extremo del cable de alimentación al tomacorriente. Los indicadores LED de los módulos deben encender.
3. Conecte el cable USB a la PC y al BMXP342020.
4. Conecte un extremo del cable Ethernet al puerto correspondiente (lleva la marca en color verde) del BMXNOR0200H el otro extremo al puerto Ethernet de la PC.

Configuración del equipo

Se detalla a continuación los pasos a seguir para configurar correctamente el módulo RTU BMXNOR02004 utilizando el protocolo DNP3. *Nota: Los parámetros configurados en los diversos campos en la página web del BMXNOR0200H dependerán de las características del sistema que se esté implementando.*

1. Realizar la configuración del hardware del PLC por medio de Unity Pro, en este caso se utiliza una CPU BMXP342020 y un BMXNOR0200H.

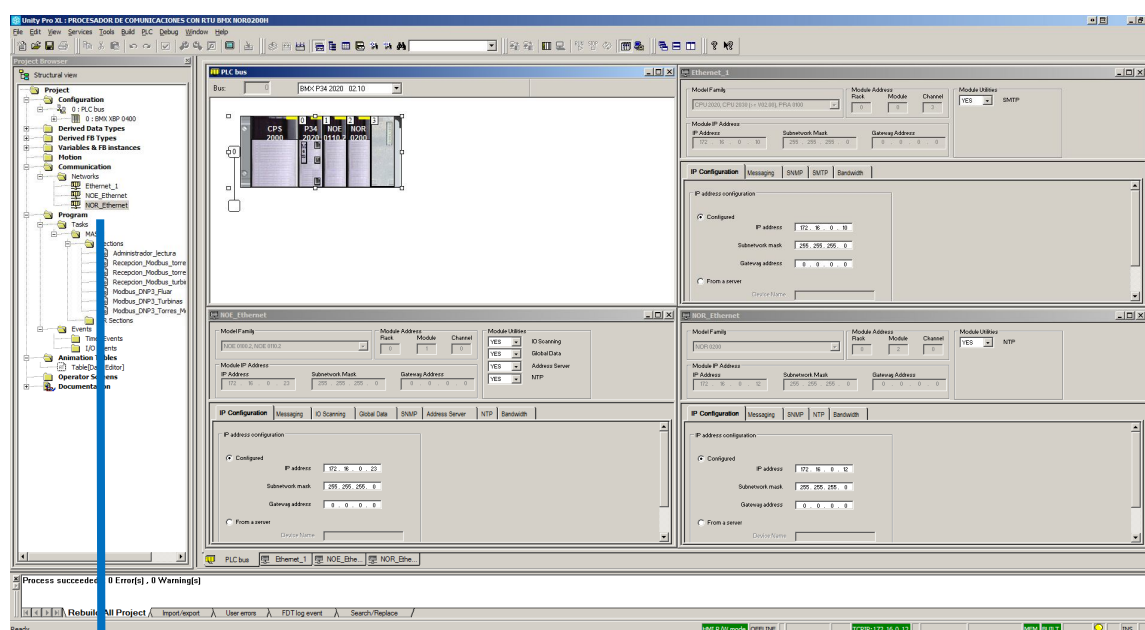


Figura 1 Configuración del hardware por medio de Unity Pro

2.

Se crean 2 redes:

1. Ethernet_1: configurarla para enlazarla al puerto Ethernet del PLC.
2. NOR_Ethernet: configurarla para enlazarla al puerto Ethernet del NOR.
3. A cada red se le asigna una dirección IP única. En este caso, la red Ethernet_1= 172.16.0.10
NOR_Ethernet=172.16.0.12
4. Compilar y descargar al PLC.

2. Configurar la red de nuestra PC para poder tener acceso al Web Server del NOR. En este caso se utiliza la IP: 172.16.0.120, Máscara de subred: 255.0.0.0.

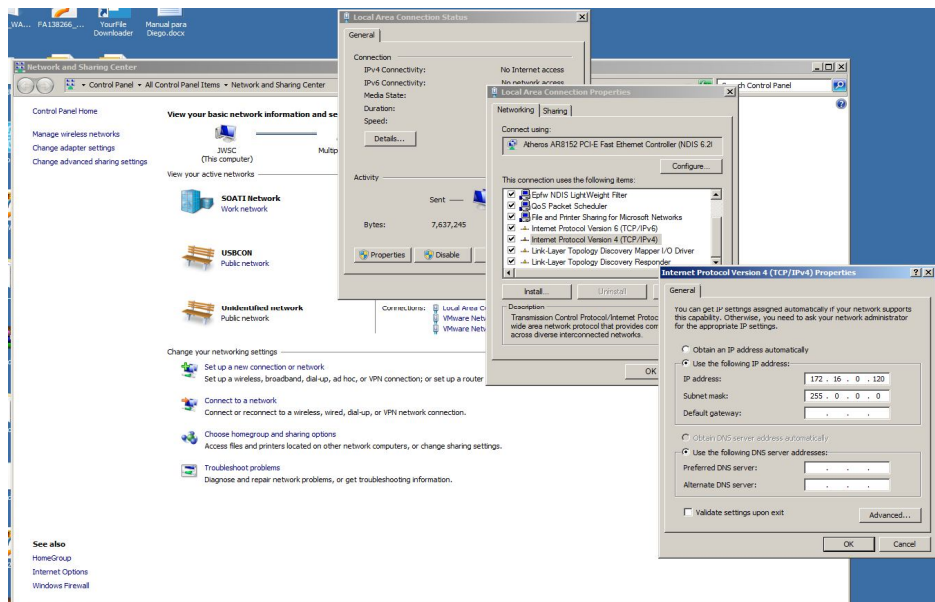


Figura 2 Configuración de la red de la PC

3. Iniciar sesión en el sitio Web del NOR.

Una vez en la página web del módulo se presentan 3 pestañas activas: Monitoring, Diagnostic y Setup.

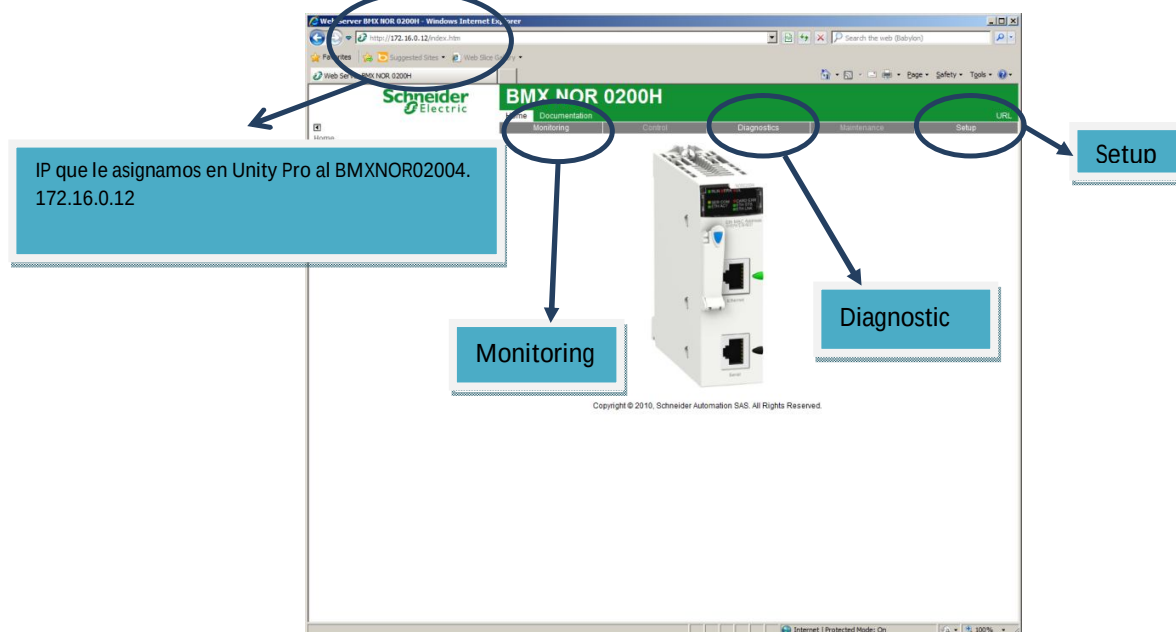


Figura 3 Ilustración página principal del NOR

4. Para configurar el protocolo de comunicación (DNP3 TCP/IP, DNP3 serie, IEC 101 o IEC 104) nos dirigimos a la pestaña *Setup*. Damos clic en *Channel Parameters*; en esta sección se configura el canal del NOR. Dando clic en *Add* se despliega una ventana llamada *Channel0* en la que podemos asignar los parámetros requeridos. Como ejemplo se va a configurar para utilizar el protocolo DNP3.
- El campo *Channel ID* no se puede variar, ya que el NOR únicamente puede utilizar un protocolo de comunicación a la vez (Nota: en modo server/client se pueden agregar más canales (canales virtuales), con la misma configuración pero con IP diferentes, sin embargo estos simplemente podrán visualizar los datos).
 - En el campo *Protocol* elegimos el protocolo por emplear (DNP en este caso).
 - Network Type* indica el tipo de conexión que se va a usar, ya sea TCP o Serie. Siguiendo nuestro ejemplo seleccionamos TCP.
 - Mode*, permite elegir si nuestra RTU va a funcionar como unidad Maestra (Master) o unidad Esclava (Slave). Nuestro sistema por implementar es el mostrado en la figura 5, por lo tanto la RTU va a ser interrogada por el simulador de DNP3, lo que sugiere establecerla como unidad esclava (slave).
 - En *IP Address*, escribimos la(s) dirección(es) IP a las cuales queremos que nuestra RTU tenga acceso, aquí digitamos la IP: 172.16.0.120 (la dirección de la red que configuramos en el paso 3, si se requieren mayor número de equipos conectados, se escriben sus direcciones IP separadas por “;”).
 - Port*, es para indicar el número de puerto físico al cual se va a conectar el equipo. (Utilizar el puerto 20000 para el ejemplo).
 - Client counts*, expresa el número de clientes configurados hasta el momento. (1 para el ejemplo).
 - Status Reg type* junto con *Connection Status Address*, seleccionan el tipo de registro y la dirección en el PLC en donde queremos que se almacenen el estado de conexión del canal. (%MW y 0).

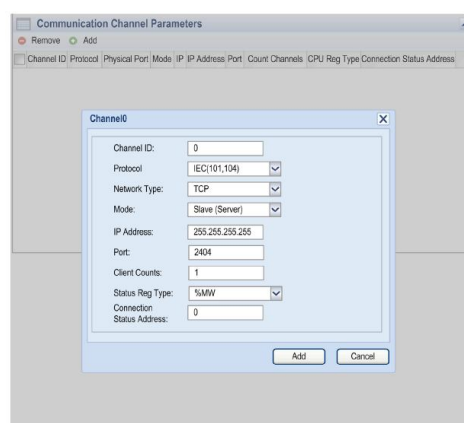


Figura 4 Configuración del canal

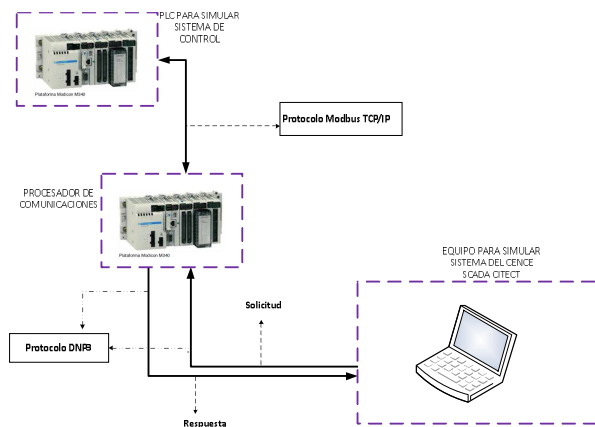


Figura 5 Sistema por implementar

La configuración del canal se vería de esta forma:



Figura 6 Ilustración configuración del canal

- Seguidamente el menú lateral izquierdo de la página web del NOR se adapta a la configuración realizada. Dar clic en *Parameters* (sección Channel 0).

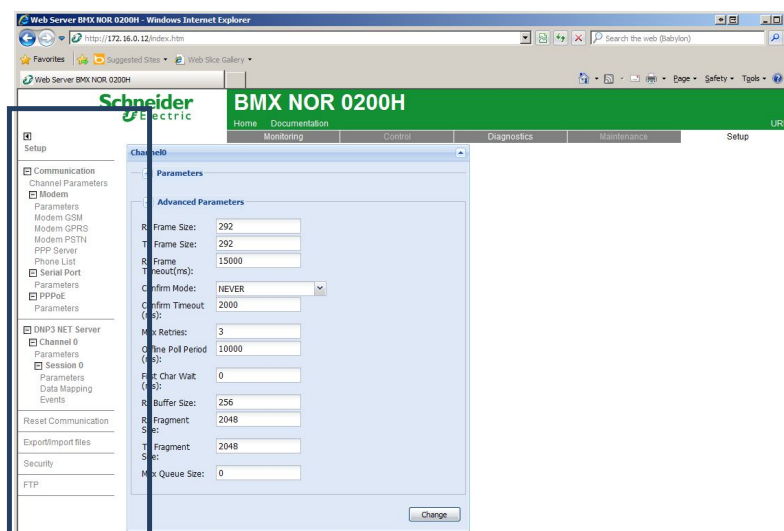


Figura 7 Configuración de parámetros del canal del NOR

En esta sección se pueden variar los parámetros del canal, tales como tamaños de trama de recepción o de transmisión, tiempos de espera, tamaño del buffer, etc.

6. En el campo Session 0, damos clic sobre *Parameters*. Aquí nos encontraremos con 2 partes, la primera son parámetros simples de la sesión, en el campo *Source* indicar la dirección DNP3 de nuestra RTU (en este caso sólo tenemos dos dispositivos, el procesador

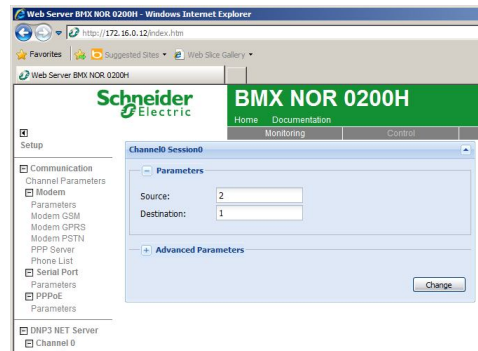


Figura 8 Parámetros de sesión

de comunicaciones (PLC+NOR), al cual le asigné la dirección 2 y la PC con el SCADA al cual le asigné la dirección 1).

La segunda sección de este campo se refiere a los parámetros avanzados, en ella podemos variar algunos datos específicos del protocolo, según se requiera. (En este ejemplo solo se activaron los mensajes no solicitados de clase 1, 2 y 3).

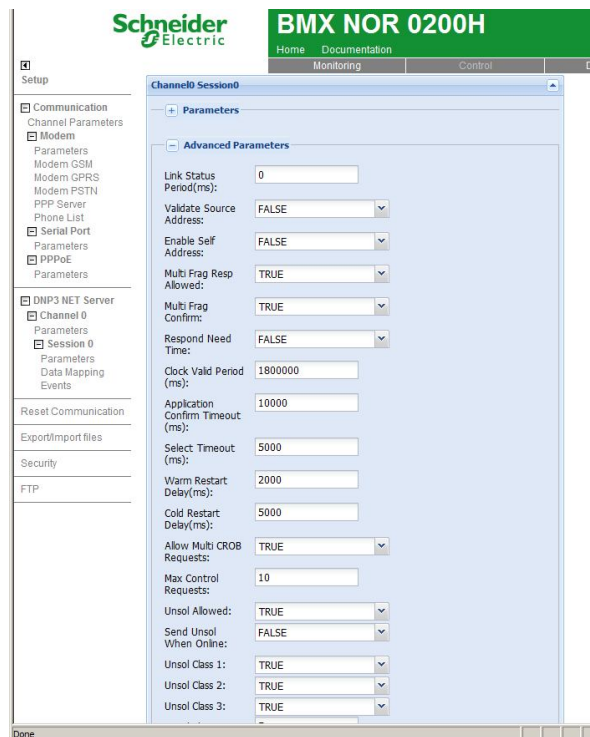


Figura 9 Parámetros avanzados de sesión

7. Se requiere ahora crear las variables RTU que son con las que el NOR va a trabajar. En este ejemplo asignaremos variables de tipo binaria y analógica. Dando clic a *Data Mapping* y en seguida seleccionando el tipo de variable en *Select a type id...* (por ejemplo, eligiendo *Analog Input*) el resultado es el mostrado en la figura 10.

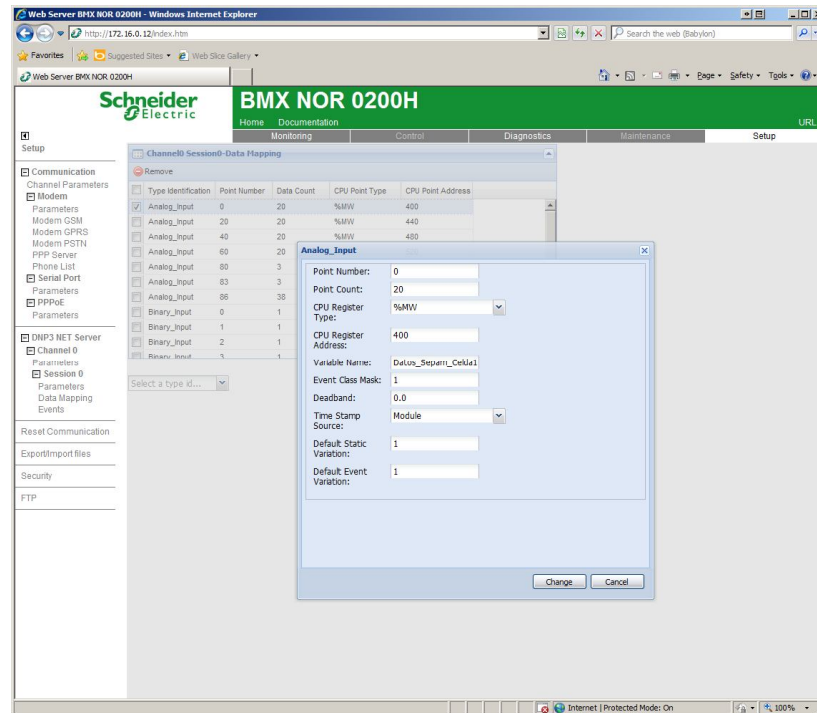


Figura 10 Creación de variable de entrada analógica

La creación de variables se realiza de la siguiente manera:

- a. En el campo *Point Number* se escribe la ubicación o referencia en donde se va a almacenar dicha variable (por ejemplo, en la figura 10, el Point Number es 0, esto significa que la variable que estamos creando estará ubicada en la posición 0 dentro del mapeo de datos de la RTU).
- b. En *Point Count* se ingresa la cantidad de variables, a partir *Point Number*, que se van a crear, es decir con un *Point Count* de **20** y un *Point Number* de **0**, se estarían creando **20** variables tipo entrada analógica a partir de la posición **0**, cada una con un *Point Number* sucesivo desde el 0 hasta el 19.
- c. El *CPU Register Type* es el tipo de registro en el PLC en el cual se va a guardar la variable, (en este caso por ser analógica se usa %MW).
- d. En *CPU Register Address* se especifica en qué registro del PLC se van a mapear estas variables. (Para el ejemplo se utiliza la dirección 400).
- e. Le damos un nombre de variable con *Variable Name*, con la cual será vista por Unity Pro.
- f. Si se desea agregar una máscara de clase para el evento se asigna en *Event Class Mask*.
- g. *Deadband*, para determinar el nivel 0 de los valores analógicos.

- h. El *Time Stamp Source*, me permite elegir quién determina la marca de tiempo de la variable, se puede seleccionar que lo realice el módulo NOR (module) o que lo realice la CPU.
- i. Para este ejemplo los demás campos (*Default static variation*, *Default event variation*) se mantienen inalterables.
- j. Proceder igual con las variables binarias, salidas analógicas, etc.
- k. Después de haber agregado todas nuestras variables, el resultado es algo similar a la figura 12.

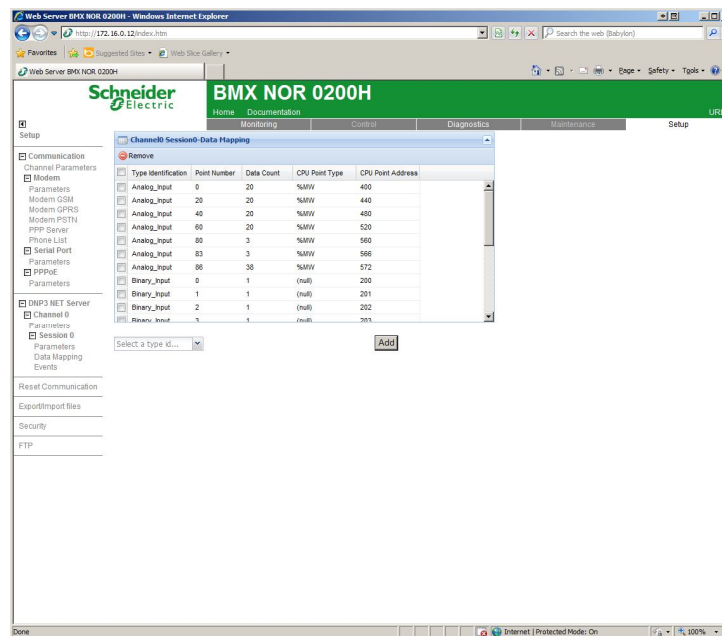


Figura 11 Mapeo de datos

- 8. Teniendo listas las variables y la configuración, es necesario hacer un reset del módulo para cargar la configuración realizada. Para ello damos clic a *Reset Communication* y esperamos unos instantes mientras se escriben los datos.
- 9. Ahora es necesario exportar las variables creadas, para poder importarlas en Unity Pro. Damos clic a *Export/Import* y en la página que aparece (figura 12) damos clic derecho

sobre el link *here*, seleccionamos *save target as*.

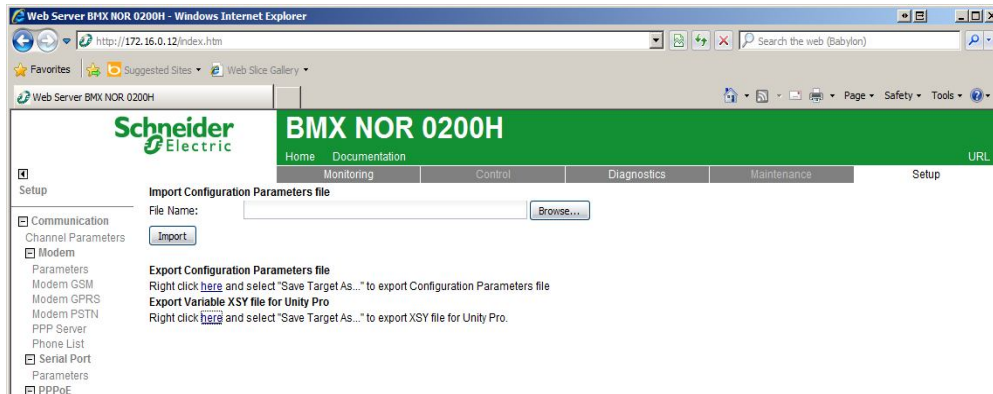


Figura 12 Exportar e Importar variables

10. Ya se encuentra el módulo NOR configurado correctamente. Ahora vamos a implementar las variables de la RTU en un proyecto de Unity Pro.
11. Abrimos el proyecto creado al principio de este manual (paso 1). Damos clic derecho sobre *Variables and FB Instances*, *Importar* y seleccionamos el archivo de variables RTU que exportamos desde la página web del NOR (paso 10), ver figura 13.

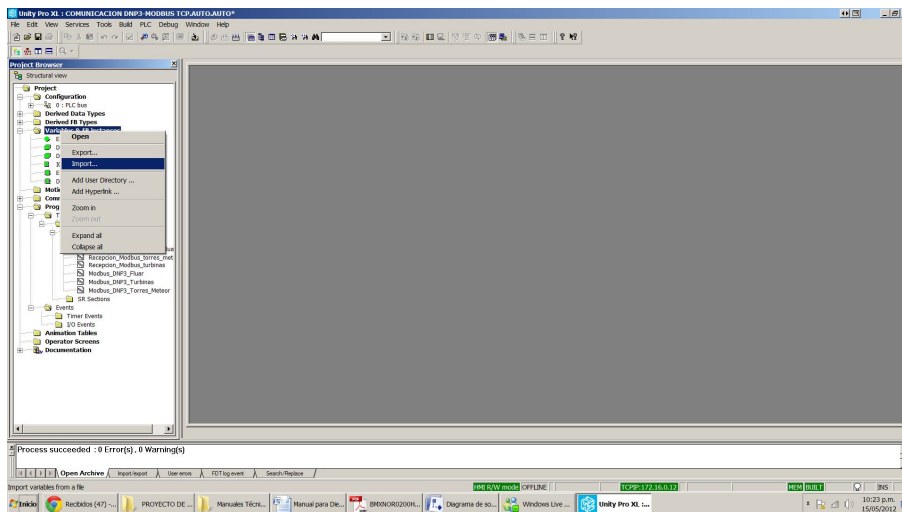


Figura 0.1 Importando variables RTU al Unity Pro

12. Esto genera *Derived Data Type* de tipo *Analog_Input* y *Binary_Input*, como en la figura 14.

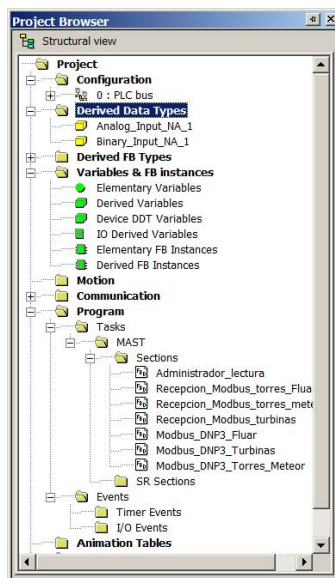


Figura 14 Nuevas Derived Data Types

13. Si abrimos *Data Editor* veremos todas las variables creadas en la página web del NOR, figura 15.

Name	Type	Add.	Value	Comment
Datos_Sepam_Celda1	ARRAY[0..19] OF Analog_Input_NA_1	%MW400		Datos medidos por la Sepam RTU
Datos_Sepam_Celda2	ARRAY[0..19] OF Analog_Input_NA_1	%MW440		Datos medidos por la Sepam RTU
Datos_Sepam_Celda3	ARRAY[0..19] OF Analog_Input_NA_1	%MW480		Datos medidos por la Sepam RTU
Datos_Sepam_Celda4	ARRAY[0..19] OF Analog_Input_NA_1	%MW520		Datos medidos por la Sepam RTU
Datos_Torre_Meteo1	ARRAY[0..2] OF Analog_Input_NA_1	%MW560		Datos de las torres meteorológicas RTU
Datos_Torre_Meteo2	ARRAY[0..2] OF Analog_Input_NA_1	%MW566		Datos de las torres meteorológicas RTU
Datos_Turbinas	ARRAY[0..37] OF Analog_Input_NA_1	%MW572		Datos de las turbinas RTU

Figura 15 Algunas variables RTU importadas a Unity Pro

14. Una vez realizado esto, se puede realizar la lógica de programación deseada, sabiendo que todo lo que se almacene en las variables RTU serán los datos que se intercambien en DNP3 o bien en el protocolo configurado.

Configuración del CITECT SCADA

Una vez que se ha terminado con la configuración DNP3 del BMXNOR0200H es preciso poner a trabajar el SCADA CITECT.

1. Abra la aplicación y en la ventana *Explorador de CITECT* de clic derecho sobre la opción *Mis proyectos* y luego en crear nuevo proyecto.

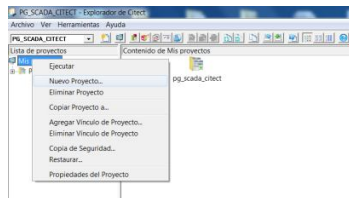


Figura 16 Creación de proyecto nuevo

2. Inmediatamente aparecerá una ventana solicitando la información general.

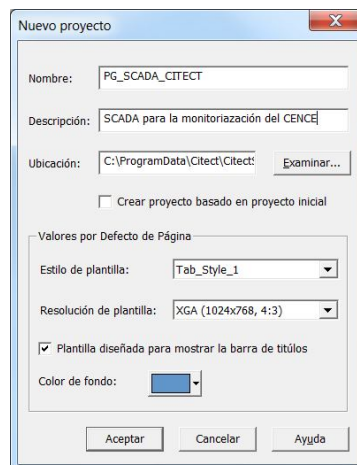


Figura 17 Información general del proyecto

3. En el *Editor de Proyectos de Citect* iniciaremos el *Asistente Rápido*, para crear una configuración con ayuda del software.

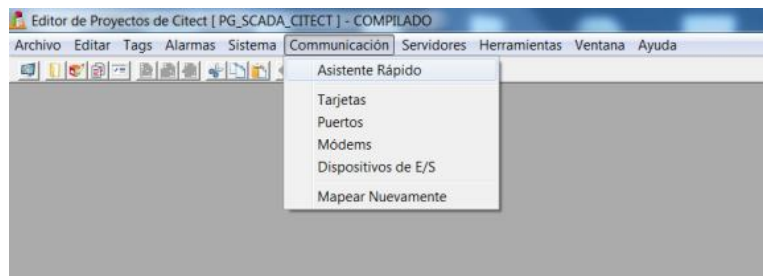


Figura 18 Asistente rápido 1

- En la ventana del asistente crear un nuevo servidor de entradas y salidas.

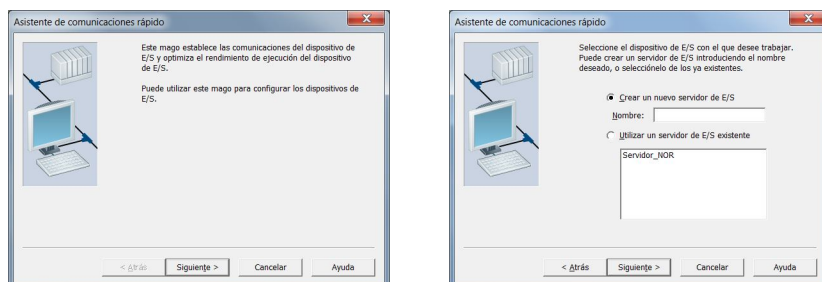


Figura 18 Asistente rápido 2

- Cree un dispositivo de entradas y salidas e indique si es *externo* (hardware que se conecta a la PC), *de memoria* (localizado en la memoria de la PC) o *de disco* (tomado de un disco extraíble).

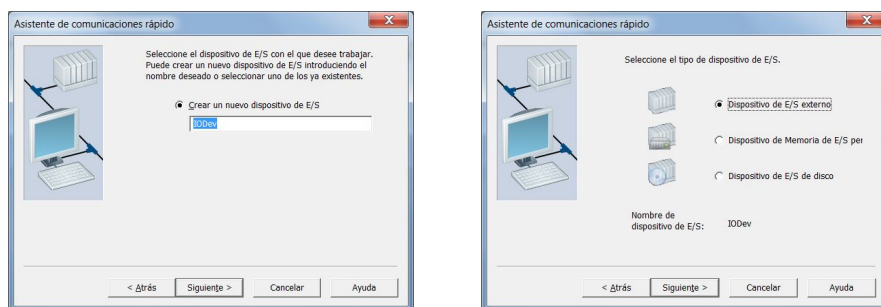


Figura 19 Asistente rápido 3

- Indique el protocolo de comunicación que va a utilizar, seleccionándolo de la lista que aparece (DNP3 TCP/IP en este caso). Indique la dirección que va a llevar el SCADA (un 1 para este campo, pues la RTU emplea la dirección 2, ver paso 5 de la configuración del equipo).

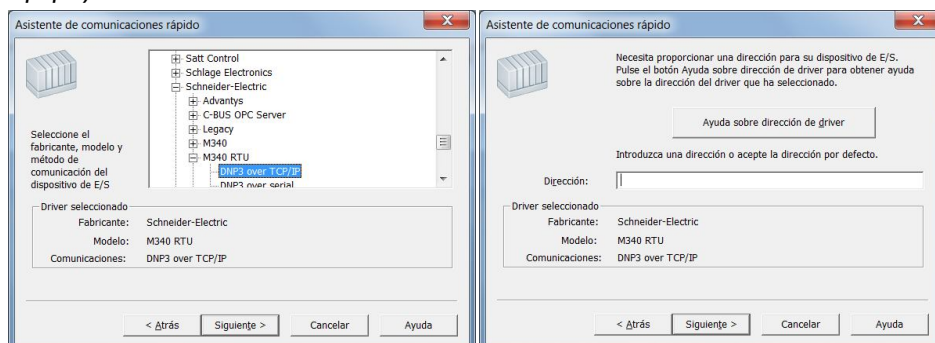


Figura 20 Asistente rápido 4

7. En la siguiente ventana digite la dirección del BMXNOR0200H configurada y el número de puerto asignado a DNP (es decir el puerto 20000). Elegir el protocolo TCP.



Figura 21 Asistente rápido 5

8. El campo a continuación permite vincular las variables que se van a utilizar en un futuro con una base de datos anteriormente establecida. Como se empezará una configuración totalmente nueva, no seleccionar este espacio. Dar clic en *siguiente* y posteriormente a *Finalizar*.

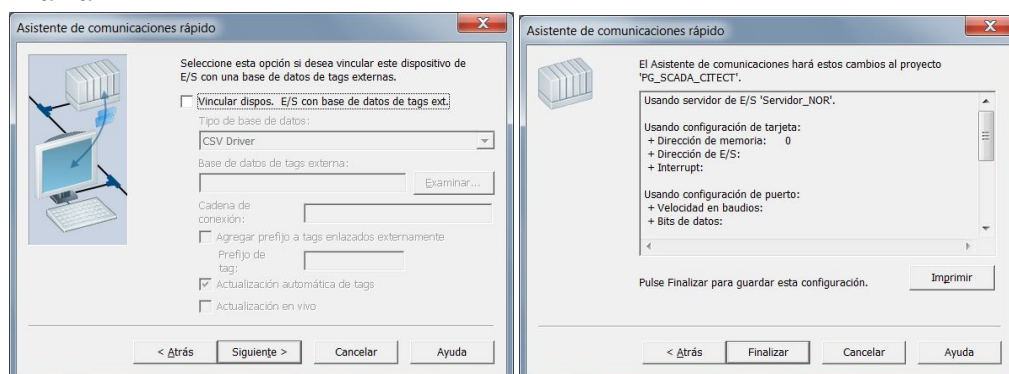


Figura 22 Asistente rápido 6

9. La siguiente sección se realiza en el *Editor de Proyectos de Citect*, dando clic en *Servidores*, configure un nombre de grupo (llamado en este caso "cluster"), cree una red con el nombre que desee (para estos efectos la llamaremos "local") y al estarnos conectando directamente con la tarjeta madre de la PC la dirección necesaria sería 127.0.0.1. Es necesario crear el *servidor de reportes*, *servidor de alarmas*, *servidor de tendencias* y el *servidor de E/S*, para ello complete los datos pedidos por las ventanas correspondientes

con los datos mostrados en la figura 23.

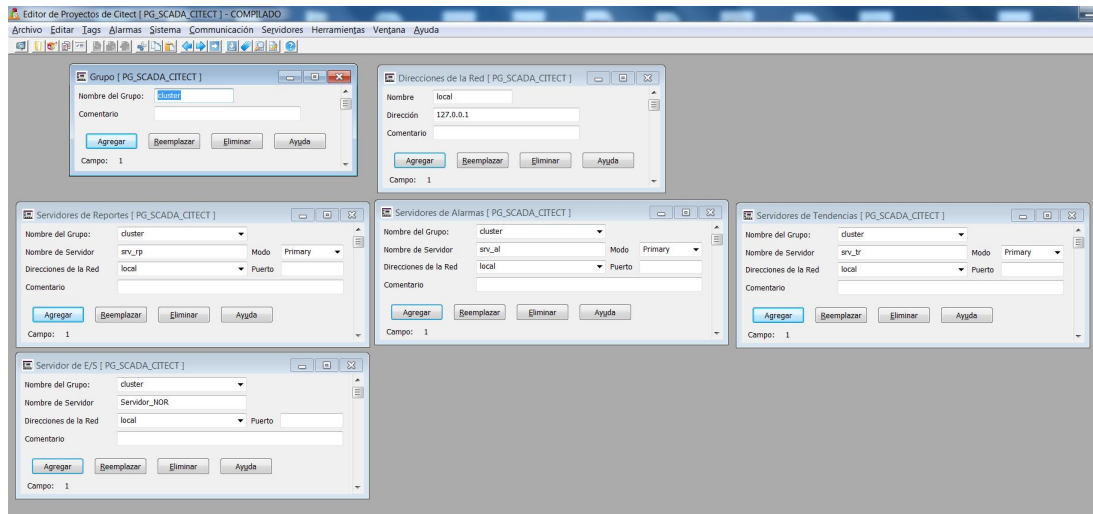


Figura 23 Configuración de los servidores

10. Configure los dispositivos de comunicación tal y como se observa en la figura 24.

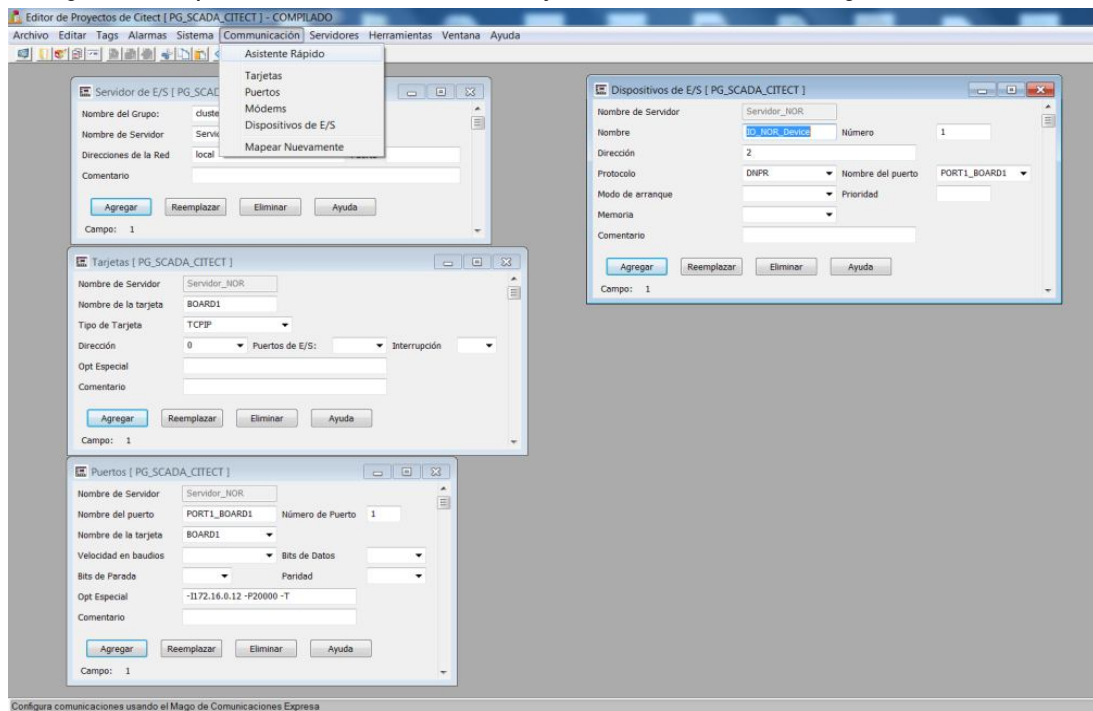


Figura 24 Configuración de los dispositivos de comunicación

11. Cree los usuarios y roles que sean necesarios para asignar permisos a cada uno.

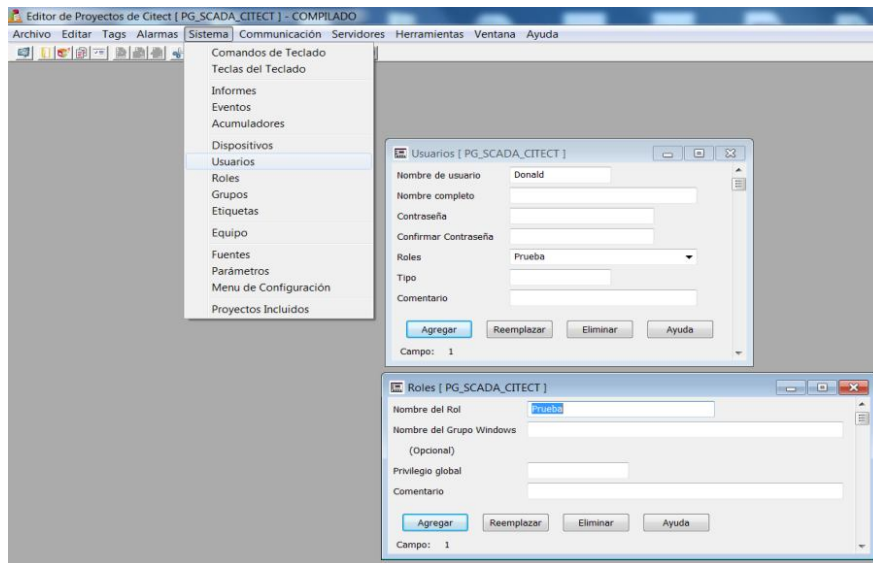


Figura 25 Configuración de los usuarios y roles

12. Para crear las variables vaya a la pestaña Tags y seleccione *Tags de Variable* (para crear mensajería explícita) o *Tags de Tendencia* (para mensajería implícita). Defina un nombre adecuado para la variable, el tipo de dato correspondiente y la dirección que se obtiene mediante el formato para las variables explícitas:

Tipo de dato + dirección de punto + . Val, en donde:

Tipo de dato:

Bi: Entrada binaria

Bo: Salida binaria

Ai: Entrada analógica

Ao:Salida analógica

Dirección de punto:

Dirección de la variable según el mapeo de datos.

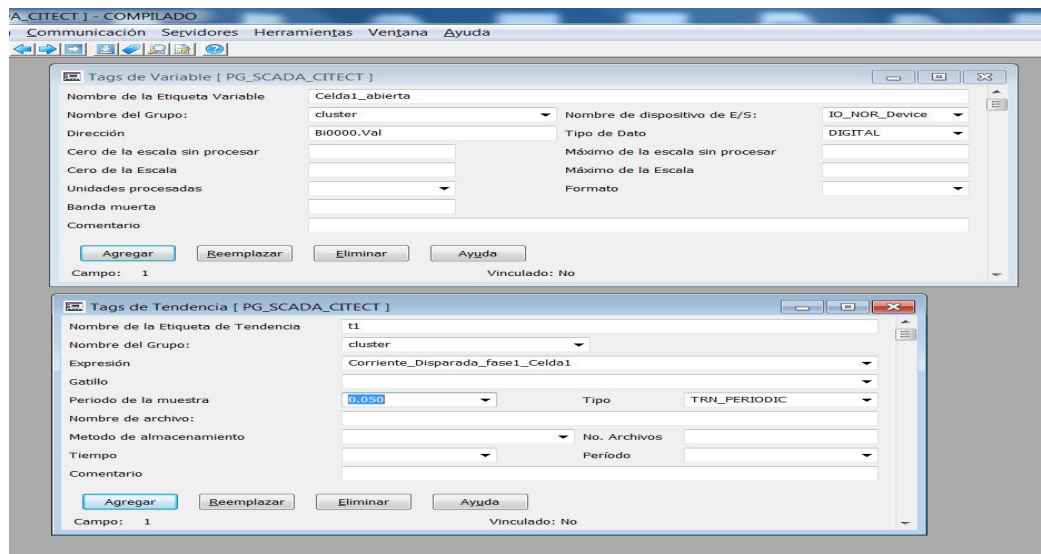


Figura 26 Creación de variables y tendencias

Una vez que se crean las Tags de variables, se pueden crear los Tags de Tendencias, asignándole un nombre debido, en el campo de *Expresión* se hace referencia al Tag de variable del cual se quiere realizar la tendencia. Puede indicarle incluso un periodo de muestra que le demarca cada cuantos segundos realizar el muestreo. Compile el trabajo.

13. En la figura se presenta un ejemplo de cómo crear una variable analógica de entrada de tipo LONG, asignada al grupo "Cluster", leída desde el dispositivo E/S "IO_NOR_Device".

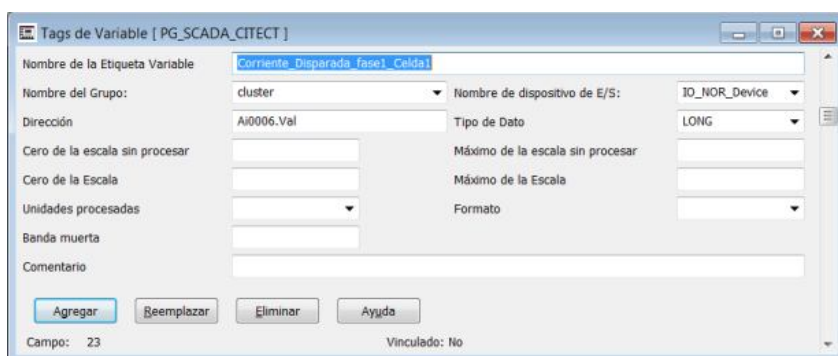


Figura 27 Ejemplo de variable de entrada analógica

14. Cuando ya se hayan creado todas las variables, resta diseñar las pantallas que las mostrarán. Para ello ingresamos a la sección *Gráficos-Páginas* del Explorador de Citect, elegir *Crear una nueva página* y seleccionar el tipo de *página normal*.

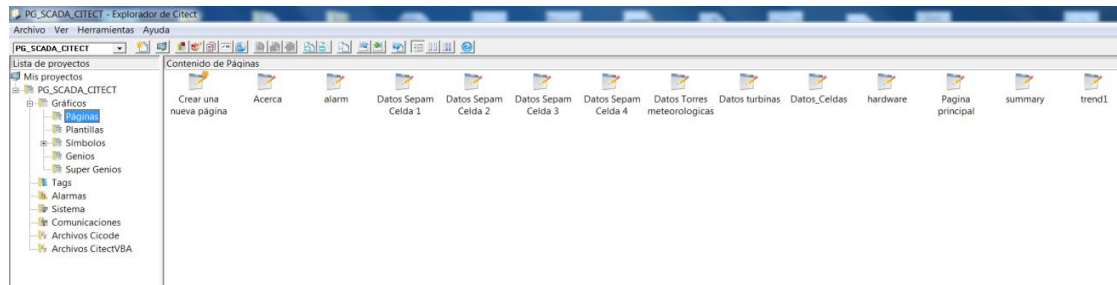


Figura 28 Creación de las páginas para la visualización de los datos

15. En *Editor de gráficos* que emerge, se puede trabajar en detalle el diseño de la página según requiera la aplicación. Para mostrar una variable creada, nos dirigimos a la opción *Numeric label* señalada con el símbolo en la barra de herramientas **##**, hacer doble clic sobre éste para tener acceso a las propiedades; una vez en tal ventana, ir hasta a la pestaña *Entrada*, y seleccionar la opción *Insertar Tag*, ahí elija la variable deseada.

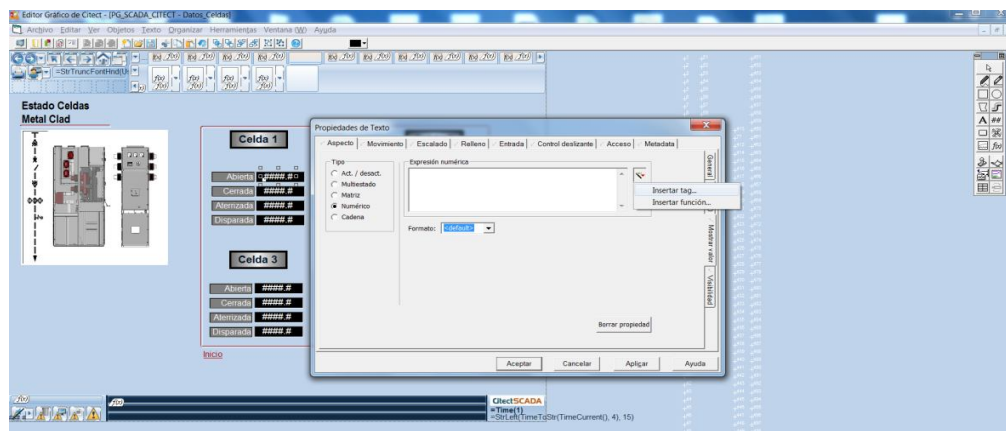


Figura 29 Configuración de los dispositivos de comunicación

16. Para visualizar las variables de tendencia, utilice la opción *Trend* disponible en la barra de herramientas. Dibuje un cuadro con este comando del área deseada, dando doble clic sobre ese cuadro, ingrese a *Insertar Tag*, ubicado en la pestaña *Input*, elija la variable tipo Tendencia creada anteriormente. Compile el trabajo.

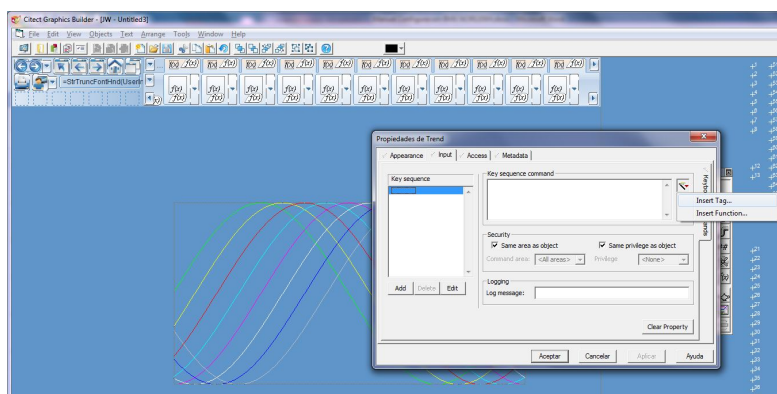


Figura 30 Configuración variable de tendencia

Configuración del controlador DNP3

17. El procedimiento siguiente consiste en la configuración del controlador DNP3 del CITECT SCADA. Diríjase al *Editor de Proyectos de Citect*, vaya a *Herramientas-Editor de configuración de computador*. Debe aparecer una ventana similar a la siguiente:

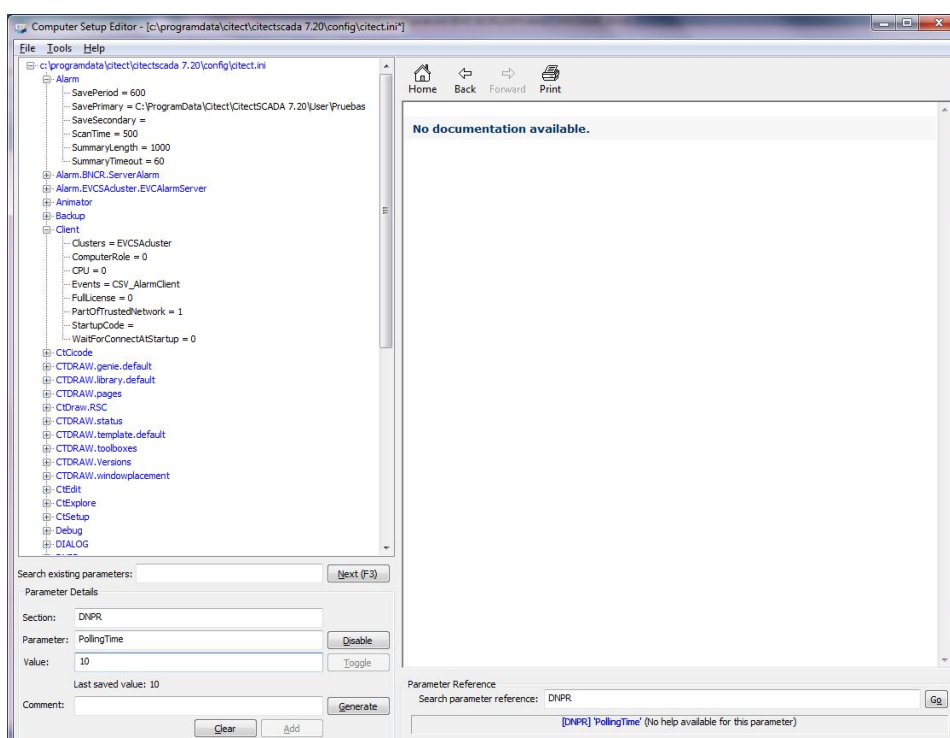


Figura 31 Configuración del controlador DNPR

18. Digite en el campo *Section* el nombre DNPR, y en el campo *Parameter* ingrese el nombre del parámetro DNP3 que requiera modificar, en *Value* indique el valor que desea modificar. Modifique los campos que requiera necesarios según las condiciones de su

proyecto. Guarde los cambios y regresando al *Citect Explorer* ejecute el programa. La siguiente información debe surgir:



Figura 32 Inicialización del CITECT SCADA

19. El resultado final después de realizar un poco de trabajo de diseño puede ser como la figura mostrada:

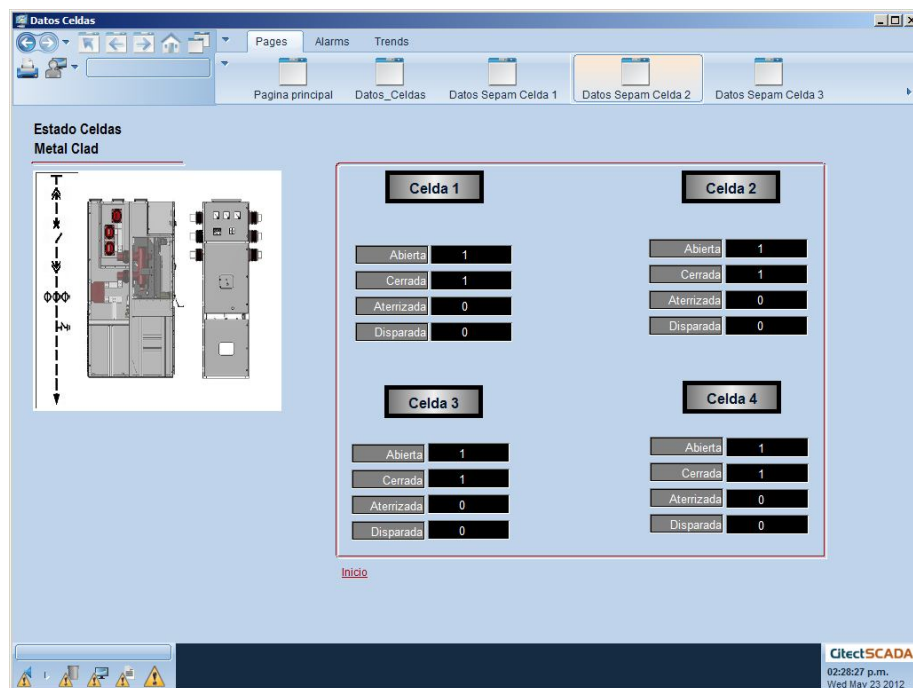


Figura 33 Ejemplo de página realizada con CITECT SCADA

A.4. Información de la empresa

Schneider Electric Centroamérica LTDA fue fundada en 1976, inicialmente llamada Square D Centroamérica S.A, es una empresa pionera en el área de producción de equipo eléctrico. Su función consiste en diseñar, manufacturar y comercializar sus productos en el sector industrial y residencial.

Entre las principales actividades que realizan se encuentra la solución de problemas que envuelven productos y servicios en el área eléctrica de media y baja tensión, control industrial y automatización. Dentro de sus principales desarrollos destacan el ensamble de centros de carga, controles de bombas, controles de arrancadores, gabinetes especiales, tableros de distribución, entre otros.

Las alianzas comerciales que han obtenido, llámense distribuidores generalistas, distribuidores especializados, integradores de sistemas, contratistas eléctricos, entre otros, son algunos de los servicios que garantizan el desarrollo de los proyectos de sus clientes.

La empresa Soluciones en Automatización Industrial S.A corresponde a una de las alianzas hechas por Schneider Electric. Brindan servicios en el diseño, puesta en marcha y asesoramiento de proyectos en el área de automatización industrial.

A.5. Mapeo de variables

Tabla 1: Mapeo de variables de la memoria del PLC a variables DNP3

Nombre de la variable	Tipo de dato	Registro en el PLC	Número de punto en DNP3
Celda1 Abierta	Entrada binaria	M100	0
Celda1 Cerrada	Entrada binaria	M101	1
Celda1 Aterrizada	Entrada binaria	M102	2
Celda1 Disparada	Entrada binaria	M103	3
Celda2 Abierta	Entrada binaria	M104	4
Celda2 Cerrada	Entrada binaria	M105	5
Celda2 Aterrizada	Entrada binaria	M106	6
Celda2 Disparada	Entrada binaria	M107	7
Celda3 Abierta	Entrada binaria	M108	8
Celda3 Cerrada	Entrada binaria	M109	9
Celda3 Aterrizada	Entrada binaria	M110	10
Celda3 Disparada	Entrada binaria	M111	11
Celda4 Abierta	Entrada binaria	M112	12
Celda4 Cerrada	Entrada binaria	M113	13
Celda4 Aterrizada	Entrada binaria	M114	14
Celda4 Disparada	Entrada binaria	M115	15
Velocidad Promedio Torre1	Entrada analógica	MW116	0
Velocidad Promedio Torre2	Entrada analógica	MW117	1
Velocidad Mínima Torre1	Entrada analógica	MW118	2
Velocidad Mínima Torres2	Entrada analógica	MW119	3
Velocidad Máxima Torre1	Entrada analógica	MW120	4
Velocidad Máxima Torre2	Entrada analógica	MW121	5
Producción Total	Entrada analógica	MW122	6
Producción Turbinal	Entrada analógica	MW123	7

Tabla 1 Mapeo de variables de la memoria del PLC a variables DNP3 (continuación)

Nombre de la variable	Tipo de dato	Registro en el PLC	Número de punto en DNP3
Produccion Turbina2	Entrada analógica	MW124	8
Produccion Turbina3	Entrada analógica	MW125	9
Produccion Turbina4	Entrada analógica	MW126	10
Produccion Turbina5	Entrada analógica	MW127	11
Produccion Turbina6	Entrada analógica	MW128	12
Produccion Turbina7	Entrada analógica	MW129	13
Produccion Turbina8	Entrada analógica	MW130	14
Produccion Turbina9	Entrada analógica	MW131	15
Produccion Turbina10	Entrada analógica	MW132	16
Produccion Turbina11	Entrada analógica	MW133	17
Produccion Turbina12	Entrada analógica	MW134	18
Produccion Turbina13	Entrada analógica	MW135	19
Produccion Turbina14	Entrada analógica	MW136	20
Produccion Turbina15	Entrada analógica	MW137	21
Produccion Turbina16	Entrada analógica	MW138	22
Produccion Turbina17	Entrada analógica	MW139	23
Disponibilidad Horaria	Entrada analógica	MW140	24
Factor Planta	Entrada analógica	MW141	25
Historial Fallas Alarmas	Entrada analógica	MW142	26
Historial Fallas Turbina1	Entrada analógica	MW143	27
Historial Fallas Turbina2	Entrada analógica	MW144	28
Historial Fallas Turbina3	Entrada analógica	MW145	29
Historial Fallas Turbina4	Entrada analógica	MW146	30
Historial Fallas Turbina5	Entrada analógica	MW147	31
Historial Fallas Turbina6	Entrada analógica	MW148	32
Historial Fallas Turbina7	Entrada analógica	MW149	33
Historial Fallas Turbina8	Entrada analógica	MW150	34
Historial Fallas Turbina9	Entrada analógica	MW151	35

Tabla 1 Mapeo de variables de la memoria del PLC a variables DNP3 (continuación)

Nombre de la variable	Tipo de dato	Registro en el PLC	Número de punto en DNP3
Historial Fallas Turbina10	Entrada analógica	MW152	36
Historial Fallas Turbina11	Entrada analógica	MW153	37
Historial Fallas Turbina12	Entrada analógica	MW154	38
Historial Fallas Turbina13	Entrada analógica	MW155	39
Historial Fallas Turbina14	Entrada analógica	MW156	40
Historial Fallas Turbina15	Entrada analógica	MW157	41
Historial Fallas Turbina16	Entrada analógica	MW158	42
Historial Fallas Turbina17	Entrada analógica	MW159	43
1Corriente línea I1	Entrada analógica	MW160	44
1Corriente línea I2	Entrada analógica	MW161	45
1Corriente línea I3	Entrada analógica	MW162	46
1Corriente residual total	Entrada analógica	MW163	47
1Corriente residual I0	Entrada analógica	MW164	48
1Número de operaciones	Entrada analógica	MW165	49
1Corriente disparada fase 1	Entrada analógica	MW166	50
1Corriente disparada fase 2	Entrada analógica	MW 166	51
1Corriente disparada fase 3	Entrada analógica	MW167	52
1Impedancia Zd	Entrada analógica	MW168	53
1Impedancia Z21	Entrada analógica	MW169	54
1Impedancia Z32	Entrada analógica	MW170	55
1Impedancia Z13	Entrada analógica	MW171	56
1Frecuencia	Entrada analógica	MW172	57
2Corriente línea I1	Entrada analógica	MW173	58
2Corriente línea I2	Entrada analógica	MW174	59
2Corriente línea I3	Entrada analógica	MW175	60
2Corriente residual total	Entrada analógica	MW176	61
2Corriente residual I0	Entrada analógica	MW177	62
2Número de operaciones	Entrada analógica	MW178	63

Tabla 1 Mapeo de variables de la memoria del PLC a variables DNP3 (continuación)

Nombre de la variable	Tipo de dato	Registro en el PLC	Número de punto en DNP3
2Corriente disparada fase 1	Entrada analógica	MW179	64
2Corriente disparada fase 2	Entrada analógica	MW 180	65
2Corriente disparada fase 3	Entrada analógica	MW181	66
2Impedancia Zd	Entrada analógica	MW182	67
2Impedancia Z21	Entrada analógica	MW183	68
2Impedancia Z32	Entrada analógica	MW184	69
2Impedancia Z13	Entrada analógica	MW185	70
2Frecuencia	Entrada analógica	MW186	71
3Corriente línea I1	Entrada analógica	MW187	72
3Corriente línea I2	Entrada analógica	MW188	73
3Corriente línea I3	Entrada analógica	MW189	74
3Corriente residual total	Entrada analógica	MW190	75
3Corriente residual I0	Entrada analógica	MW191	76
3Número de operaciones	Entrada analógica	MW192	77
3Corriente disparada fase 1	Entrada analógica	MW193	78
3Corriente disparada fase 2	Entrada analógica	MW 194	79
3Corriente disparada fase 3	Entrada analógica	MW195	80
3Impedancia Zd	Entrada analógica	MW196	81
3Impedancia Z21	Entrada analógica	MW197	82
3Impedancia Z32	Entrada analógica	MW198	83
3Impedancia Z13	Entrada analógica	MW199	84
3Frecuencia	Entrada analógica	MW200	85
4Corriente línea I1	Entrada analógica	MW201	86
4Corriente línea I2	Entrada analógica	MW202	87
4Corriente línea I3	Entrada analógica	MW203	88
4Corriente residual total	Entrada analógica	MW204	89
4Corriente residual I0	Entrada analógica	MW205	90
4Número de operaciones	Entrada analógica	MW206	91

Tabla 1 Mapeo de variables de la memoria del PLC a variables DNP3 (continuación)

Nombre de la variable	Tipo de dato	Registro en el PLC	Número de punto en DNP3
4Corriente disparada fase 1	Entrada analógica	MW207	92
4Corriente disparada fase 2	Entrada analógica	MW208	93
4Corriente disparada fase 3	Entrada analógica	MW209	94
4Impedancia Zd	Entrada analógica	MW210	95
4Impedancia Z21	Entrada analógica	MW211	96
4Impedancia Z32	Entrada analógica	MW212	97
4Impedancia Z13	Entrada analógica	MW213	98
4Frecuencia	Entrada analógica	MW214	99
...variables futuras	por definir	MW215... ó M116...	100...

Anexos

B.1. Indicaciones internas para DNP3

Response function codes

Response Functions			
Code	Function	Action	Response
0	Confirm	Message fragment confirmation. Used by both requests and responses.	No further response required.
129	Response	Respond to request.	Master station will respond with confirm if CON bit set.
130	Unsolicited Message	Unsolicited message from outstation.	Master station will respond with confirm if CON bit set.

The response function codes apply for all messages from outstations, ie stations that are not designated as master stations. The only response these messages require (of the master station) is an optional confirmation on receipt by the master station.

5.7.3 Internal indications

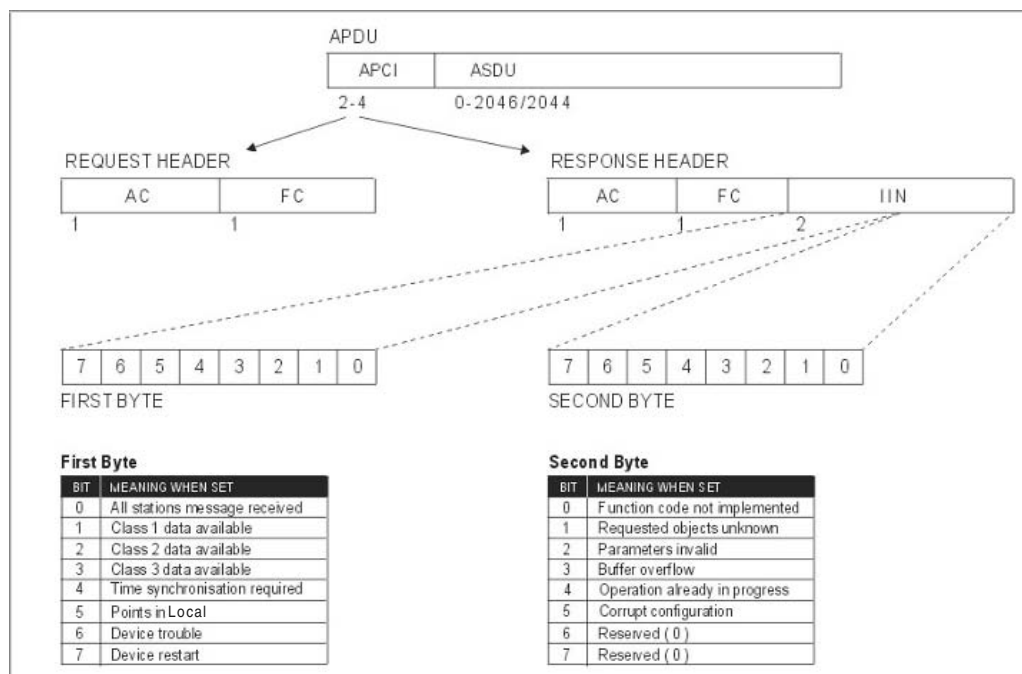


Figure 5.26
Internal indications

The internal indications (IIN) field is a two-byte field that follows the function code in all responses. It is by using the internal indications that the outstation status is reported to the master following a request. Each bit in the field has a specific meaning, in accordance with the table. An outstation would have defined flags within its dynamic memory to correspond to the IIN field bits. These flags would then be copied in each response message.

Descriptions of the detailed meaning of each bit are included in the following table.

First Byte

Bit	Meaning When Set	Notes
0	All stations message received	Set when an address in the range FFF0 - FFFF is received. Cleared after next response. Used to confirm that a broadcast message was received by this station.
1	Class 1 data available	Indicates that data of specified class is available. Master should request this data.
2	Class 2 data available	
3	Class 3 data available	
4	Time synchronisation required	After a restart this will be set. It is cleared during time synchronisation, or by a direct write to the outstation II object.
5	Points in local	Set when one or more points are in local mode and therefore cannot be controlled remotely.
6	Device trouble	Used when an abnormal condition is present, and this cannot be described by the other II bits.
7	Device restart	Set when the user application restarts. Will be cleared when the master writes a 0 directly to this bit of the outstation II object.

Second Byte

Bit	Meaning When Set	Notes
0	Function code not implemented	This function code is not available at this outstation.
1	Requested objects unknown	There are no objects as specified or in the specified class.
2	Parameters invalid	Parameters in the qualifier, range, or data fields are not valid or are out of range.
3	Buffer overflow	Event or other application buffers have overflowed.
4	Operation already in progress	This operation is already executing.
5	Corrupt configuration	This is a specific problem indication showing that the master will have to download a new configuration.
6	Reserved (0)	Always to return 0.
7	Reserved (0)	Always to return 0.

5.7.4 The object header

In DNP3 the data is always comprised of two parts, object headers, and data objects. The object headers identify the data object types, and specific instances of those data that are being referenced by the message. These data may not necessarily be contained in the message, for example a read request carries only the references identifying which data is required. The response to the read request will contain both the data identification and the data itself. The position of the object headers and data objects within the application protocol data unit, or message frame, is shown in the following drawing.

B.2. Hojas de datos del equipo BMXP342020

Normas y certificaciones

General

Los PLC Modicon M340 han sido diseñados para cumplir las normas pertinentes o las reglas relativas al equipo eléctrico como los PLC para uso industrial.

Conformidad con las normas y certificaciones

El Modicon M340 cumple con las siguientes normas y certificaciones:

- Requisitos específicos de los PLC relativos a características funcionales, inmunidad, solidez y seguridad:
 - IEC 61131-2 Ed. 2 (2003)
 - CSA 22.2 N° 142
 - UL 508
- Requisitos relacionados con la marina mercante de los principales organismos internacionales:

NOTA: La conformidad con los requisitos relacionados con la marina mercante no es aplicable a BMXCPS3540T, DRA0804T ni DDI1604T.

- ABS
- BV
- DNV
- GL
- LR
- RINA
- RMRS
- Directivas europeas:
 - Baja tensión: 72/23/CEE enmienda 93/68/CEE,
 - Compatibilidad electromagnética: 89/336/CEE enmiendas 92/31/CEE y 93/68/CEE
- Recomendaciones relativas a ubicaciones peligrosas:
 - CSA 22.2 N° 213, clase 1, división 2, grupos A, B, C y D.
Este equipo solo es aceptable para su uso en clase 1, división 2, grupos A, B, C y D o en áreas clasificadas no peligrosas (ver PELIGRO más abajo)
- Con las normas ACA (para trabajos que precisen la certificación Tick)
- Con las normas CEI/ECO (para trabajos que precisen la certificación GOST)

- Con las normas que se refieren a la salubridad del ambiente:
 - RoHS 2002/95/EC europea. No contiene plomo, mercurio, cromo hexavalente, PBB ni PBDE
 - WEEE 2002/96/EC europea
 - Directivas de Schneider Electric (materiales no halógenos, aumento de la tasa de capacidad de reciclaje, etc.)

NOTA: El equipo protegido (*véase página 27*) cumple una norma adicional de revestimiento homologado.

PELIGRO

RIESGO DE DESCARGA ELÉCTRICA O EXPLOSIÓN

Si se instala en una ubicación peligrosa con gases inflamables o polvos combustibles, desconecte por completo la alimentación antes de extraer los componentes. Las chispas eléctricas en una ubicación peligrosa provocarán una explosión.

El incumplimiento de estas instrucciones podrá la muerte o lesiones serias.

Condiciones de funcionamiento y recomendaciones vinculadas al medio ambiente

Temperatura de funcionamiento/higrometría/altitud

En la siguiente tabla se muestran las condiciones de funcionamiento relacionadas con el entorno exterior.

	M340	M340H/T
Temperatura ambiente de funcionamiento	0 °C - +60 °C (IEC 61131-2 = de +5 °C a +55 °C) 32 °F - +140 °F (IEC 61131-2 = de +41 °F a +131 °F)	-25 °C - +70 °C -13 °F - +158 °F
Humedad relativa	5% - 95% (sin condensación)	5% - 95% (sin condensación)
Altitud	0 - 4.000 metros (13.124 pies)	0 - 4.000 metros (13.124 pies)

NOTA: Por encima de los 2.000 metros (6.562 pies), la temperatura máxima de funcionamiento es de +55 °C (+131 °F) y el reajuste de temperaturas para el material dieléctrico se aplica según lo dispuesto en la IEC 60664-1.

Tensión de la alimentación

En la siguiente tabla se muestran las condiciones de funcionamiento relacionadas con la tensión de alimentación.

Tensión	Nominal	24 V CC	48 V CC	100 - 240 V CA	100 - 120/200 - 240 V CA	125 V CC
	Límite	18 - 31,2 V CC	18 - 62,4 V CC	85 - 264 V CA	85 - 115/230 - 264 V CA	100 - 150 V CC
Frecuencia	Nominal	-	-	50/60 Hz	50/60 Hz	-
	Límite	-	-	47/63 Hz	47/63 Hz	-
Microcortes	Duración	≤ 10 ms (1)	≤ 10 ms (1)	≤ 1/2 periodo	≤ 1/2 periodo	≤ 50 ms a 125 V CC
	Repetición	≥ 1 s	≥ 1 s	≥ 1 s	≥ 1 s	≥ 1 s
Tasa de distorsión armónica		-	-	10%	10%	-
Ondulación residual incluida (0 a pico)		5%	5%	-	-	5%

(1) Limitado a 1 ms en carga máxima con alimentación mínima (18 V CC).

Seguridad de los bienes y las personas

En la siguiente tabla se muestran las condiciones de funcionamiento relacionadas con la seguridad de los bienes y las personas.

Designación de la prueba	Estándares	Niveles
Tensión de aislamiento	EN 61131-2 IEC 60664	1.500 V _{eff} sin contar con las características específicas de los distintos módulos.
Rigidez dieléctrica y resistencia de aislamiento *	EN 61131-2 UL 508 CSA 22-2 N.º 142	50 V ≥ 10 MΩ 250 V > 100 MΩ
Continuidad eléctrica *	EN 61131-2 UL 508 CSA 22-2 N.º 142	<0,1 Ω/16 A/1 hora < 0,1 Ω/30 A/2 min.
Corriente de fuga*	UL 508 CSA 22-2 N.º 142	Dispositivo fijo < 3,5 mA
Protección ofrecida por la carcasa *	CSA 22-2 N.º 142 IEC 60529 EN 61131-2 UL 508	Grado de protección IP 20
Resistencia a impactos	CSA 22-2 N.º 142 IEC 950	Descenso/500 g (17,635 oz) esfera/1,3 m (4,2654 pies)
Riesgo de lesiones por la energía almacenada	EN 61131-2	Después de 1 s Tensión residual < 42,4 V Corriente de tierra < 5 mA
Aislamiento y espacio libre	EN 61131-2 UL508 CSA 22-2 N.º 142	Categoría de sobretensión: II (IEC 60664-1) Aislamiento: 1,5 mm (0,0591 pulg.) a 250 V Distancia mínima de aislamiento: 0,18 mm (0,0071 pulg.) a 50 V Conducción superficial: 2,5 mm (0,0985 pulg.) a 250 V/1,2 mm (0,0473 pulg.) a 50 V Grupo de materiales: II
Aumento de temperatura	EN 61131-2 UL508 CSA 22-2 N.º 142	Temperatura ambiente: 60 °C (140 °F) Para el equipo protegido, la temperatura ambiente es de 70 °C (158 °F) con reajuste.
Clave		
*: Pruebas requeridas por las directivas CE		

NOTA: El equipo deberá instalarse y cablearse según los requisitos especificados en el manual TSX DG KBL.

Inmunidad ante interferencias

En la siguiente tabla se muestran las condiciones de funcionamiento en relación con las interferencias causadas por bajas frecuencias.

Designación de la prueba	Estándares	Niveles
Variación de tensión y de frecuencia de CA *	EN 61132-2	0,9/1,10 Un 30 min. 0,95/1,05 Fn 30 min.
Variación de la tensión de CC *	EN 61131-2	0,85 Un - 1,2 Un 30 min. + ondulación 5% de pico (para uso industrial) 0,75 Un - 1,3 Un 30 min. (para la marina mercante)
Terceros armónicos *	EN 61131-2	10% Un 0°/5 min. - 180°/5 min.
Caídas e interrupciones de tensión *	EN 61131-2	CA 1/2 ciclo CC 1 ms
Apagado/encendido de la tensión *	EN 61131-2	Un-0-Un; Un/60 s 3 ciclos Un-0-Un; Un/5 s 3 ciclos Un-0,9-Ud; Un/60 s 3 ciclos
Clave		
Un: tensión nominal Fn: frecuencia nominal Ud: Nivel de detección de subtenensión		
*: pruebas requeridas por las directivas de la UE.		

NOTA: El equipo deberá instalarse y cablearse según los requisitos especificados en el manual TSX DG KBL.

Inmunidad a las interferencias H.F.

En la siguiente tabla se muestran las condiciones de funcionamiento en relación con las interferencias por altas frecuencias.

Designación de la prueba	Estándares	Niveles
Onda oscilatoria amortiguada *	EN 61131-2 IEC 61000-4-12	Fuente de alimentación principal de CA/CC Fuente de alimentación auxiliar de CA E/S de CA sin blindaje 2,5 kV MC - 1 kV MD Fuente de alimentación auxiliar de CC E/S analógicas de CC sin blindaje 1 kV MC - 0,5 kV MD Cables blindados: 0,5 kV MC
Transitorias rápidas en salvas *	IEC 61000-4-4	Alimentación CA/CC 2 kV MF/MC E/S binarias > 48 V 2 kV MF/MC
Sobretensión	IEC 61000-4-5	Fuente de alimentación principal/auxiliar de CA/CC E/S de CA sin blindaje 2 kV MC - 1 kV MD E/S analógicas de CC sin blindaje 0,5 kV MC - 0,5 kV MD Cables blindados: 1 kV MC
Descargas electrostáticas *	IEC 61000-4-2	6 kV contacto 8 kV aire
Campo electromagnético de radiofrecuencia radiada *	EN 61131-2 IEC 61000-4-3	15 V/m (4,572 V/pies); 80 MHz - 2 GHz Amplitud de modulación de sinusoidal 80%/1kHz
Interferencias propagadas por conducción producidas por campos de radiofrecuencia *	IEC 61000-4-6	10 Vrms; 0,15 MHz - 80 MHz Amplitud de modulación de sinusoidal 80%/1 kHz
Clave		
MD: modalidad diferencial MC: modalidad común WM: modo alámbrico		
*: Pruebas requeridas por las directivas CE		

NOTA: El equipo deberá instalarse y cablearse según los requisitos especificados en el manual TSX DG KBL.

Emisión electromagnética

En la siguiente tabla se muestran las condiciones de funcionamiento relacionadas con las emisiones electromagnéticas.

Designación de la prueba	Estándares	Niveles
Emisión conducida *	EN 55022/55011	Clase A 150 kHz - 500 kHz casi pico 79 dB μ V 500 kHz - 30 MHz casi pico 73 dB μ V
Emisión radiada *(1)	EN 55022/55011	Tipo A d = 10 m (32,81 pies) 30 MHz - 230 MHz casi pico 40 dB μ V Tipo A d = 10m (32,81 pies) 230 MHz - 2 GHz casi pico 47 dB μ V
Clave		
(1) Esta prueba se ha desarrollado fuera del armario con los dispositivos fijados a una reja de metal y cableado como se muestra en el manual.		
*: Pruebas requeridas por las directivas CE		

NOTA: El equipo deberá instalarse y cablearse según los requisitos especificados en el manual TSX DG KBL.

Características generales de los procesadores BMX P34 1000

Generalidades

A continuación, se presentan las características del procesador BMX P34 1000.

Características del procesador BMX P34 1000

En la tabla siguiente se muestran las características generales del procesador BMX P34 1000.

Característica			Disponible
Funciones	Número máximo de	Entradas/salidas binarias del bastidor	512
		Entradas/salidas analógicas del bastidor	128
		Canales expertos	20
		Canales Ethernet	2
		Bus de campo AS-I	2
		Comunicación simultánea EF	8
	Cantidad máxima de módulos	USB	1
		Puerto de enlace Modbus serie incorporado	1
		Puerto maestro CANopen incorporado	-
		Puerto Ethernet incorporado	-
Reloj de tiempo real que puede guardarse		Sí	
Capacidad de memoria de los datos de aplicación que puede guardarse			128 Kb
Estructura de la aplicación	Tarea MAST		1
	Tarea FAST		1
	Procesamiento de eventos		32
Velocidad de ejecución del código de aplicación	RAM interna	100% booleano	5,4 Kins/ms (1)
		65% booleano + 35% digital	4,2 Kins/ms (1)
Tiempo de ejecución	Una instrucción booleana básica		0,18 μs (teóricos)
	Una instrucción digital básica		0,25 μs (teóricos)
	Una instrucción de coma flotante		1,74 μs (teóricos)

(1) Kins: 1.024 instrucciones (lista), teórica

Instalación de los procesadores BMX P34 xxxx

7

Objeto

Este capítulo está dedicado a la instalación de los procesadores P34 ••• y las tarjetas de ampliación de la memoria.

Contenido de este capítulo

Este capítulo contiene los siguiente apartados:

Apartado	Página
Ajuste de los procesadores	78
Tarjetas de memoria para los procesadores BMX P34 xxxxx	80

Ajuste de los procesadores

Presentación

El bus del bastidor alimenta a los procesadores BMX P34 xxxxx.
A continuación, se describen las operaciones de ajuste (instalación, montaje y desmontaje).

Precauciones para la instalación

Un procesador BMX P34 xxxxx se instala siempre en el bastidor BMX XBP 0400/0600/0800/1200 en la ranura marcada como 00.
Antes de instalar un módulo, debe quitar la tapa protectora del conector del módulo situado en el bastidor.

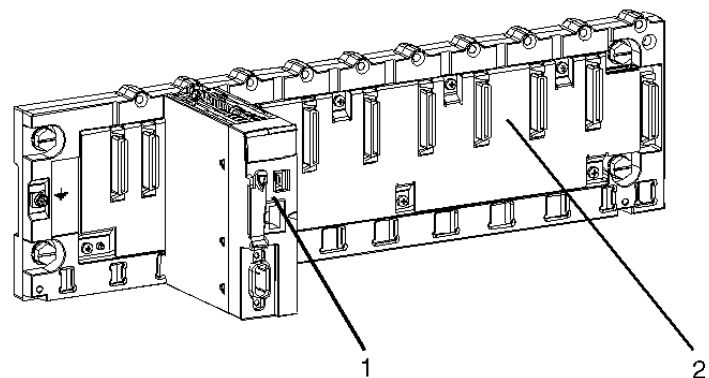


PELIGRO

PELIGRO DE DESCARGA ELÉCTRICA
Desconecte todas las fuentes de alimentación antes de instalar el procesador.
El incumplimiento de estas instrucciones podrá la muerte o lesiones serias.

Instalación

La ilustración siguiente muestra un procesador BMX P34 2010 montado en un bastidor BMX XBP 0800:



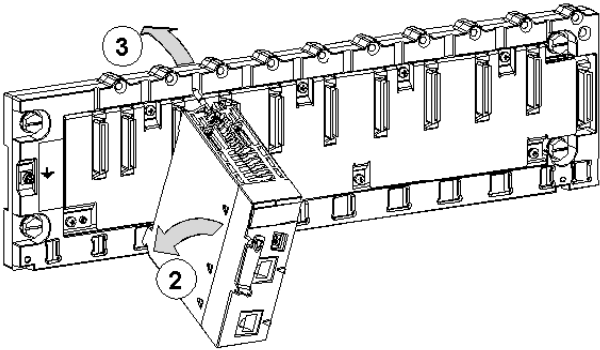
En la tabla siguiente se describen los distintos elementos que componen el conjunto.

Número	Descripción
1	Procesador
2	Bastidor estándar

Instalación del procesador en el bastidor

En la tabla siguiente se presenta el procedimiento de instalación del procesador en el bastidor.

 ADVERTENCIA
FUNCIONAMIENTO INESPERADO DEL EQUIPO Asegúrese de que ha introducido la tarjeta de memoria correcta antes de enchufar un nuevo procesador en el bastidor. Una tarjeta inadecuada podría provocar un comportamiento inesperado del sistema. Consulte %SW97 para comprobar el estado de la tarjeta. El incumplimiento de estas instrucciones puede causar la muerte, lesiones serias o daño al equipo.

Paso	Acción	Figura
1	Verificar que está apagado y comprobar que la tarjeta de memoria es correcta.	En la ilustración siguiente se describen los pasos 1 y 2: 
2	Colocar los pins de posición situados en la parte posterior del módulo (en la parte inferior) en las ranuras correspondientes del bastidor. Nota: Antes de colocar los pins, asegúrese de haber eliminado la cubierta de protección (véase página 187).	
3	Inclinar el módulo hacia la parte superior del bastidor, de modo que coincida también con la parte posterior del bastidor. Ahora está debidamente colocado.	
4	Apretar el tornillo de seguridad para garantizar el correcto anclaje del módulo al bastidor. Par de sujeción: 1,5 N.m máx.	En la ilustración siguiente se describe el paso 3: 