

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas  
Facultad de Ingeniería Eléctrica  
Departamento de Automática y Sistemas Computacionales



Tesis de Maestría

## Aplicación SCADA para la monitorización del sistema eléctrico aislado “Cayo Santa María”

Tesis presentada en opción al grado de  
Máster en Automática y Sistemas Informáticos

**Autor:** Ing. Sergio Emil Samada Rigó

**Tutor:** Dr.C. Alain Sebastián Martínez Laguardia

Santa Clara

2018

“Año 60 de la Revolución”

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas  
Facultad de Ingeniería Eléctrica  
Departamento de Automática y Sistemas Computacionales



Tesis de Maestría

**Aplicación SCADA para la monitorización del  
sistema eléctrico aislado “Cayo Santa María”**

Tesis presentada en opción al grado de  
Máster en Automática y Sistemas Informáticos

**Autor:** Ing. Sergio Emil Samada Rigó

email: ssamada88@gmail.com

Departamento de Automática y Sistemas Computacionales, FIE, UCLV

**Tutor:** Dr.C. Alain Sebastián Martínez Laguardia

email: amguardia@uclv.edu.cu

Departamento de Automática y Sistemas Computacionales, FIE, UCLV

**Santa Clara**

**2018**

**“Año 60 de la Revolución”**

# Dedicatoria

*A mi pequeño, Sergio Emil,  
mi inspiración. Que este esfuerzo le sirva de ejemplo en el futuro que tiene por  
construir.*

*A mi mamá, Dámaris,  
la artífice de todo lo que soy.*

*A mi abuela, Blanca,  
no existe un solo día que no te recuerde, te quiero y extraño mucho.*

*A mi abuelo, Charles,  
afortunado de tenerte, siempre has sido un ejemplo para mí.*

# Agradecimientos

A mi esposa Yohanna, por soñar junto a mí, por su comprensión desmedida y por darme la dicha de formar una hermosa familia.

A mi abuelo, mis padres y mis hermanos, por la confianza que han depositado en mí y por acompañarme en el difícil trayecto de la vida; sin ustedes sería imposible llegar a ser quien soy.

A Osniel, por brindarme su excepcional conocimiento, orientación y amistad, este resultado en gran medida es suyo.

Al Dr.C. Waldo Pérez García, por estar siempre presente como parte de mi familia, por transmitirme sus experiencias, sensatez y profesionalidad.

A mi tutor, Dr.C. Alain Martínez Laguardia, por contribuir en mi formación como profesional y por compartir su sabiduría.

A los colegas del grupo de Automática y Comunicaciones de la Empresa Eléctrica de Villa Clara: Manuel, Yoelvis, Yasmani y Reinaldo, por los buenos años de trabajo conjunto.

A los compañeros de la maestría, en especial a Ernesto y Emilio, para mí es un privilegio contar con su amistad.

A Los profesores del Departamento de Automática y Sistemas Computacionales de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, en especial a Gilberto, Ailet y Valeriano, por el apoyo recibido.

Sergio Emil

Santa Clara, 2018

# Resumen

La monitorización y control de todo proceso industrial en la sociedad actual constituye un requisito indispensable para lograr una eficiente productividad. Particularmente para los sistemas eléctricos, tanto aislados como sincronizados con una red, el tema ha cobrado gran auge, debido a la evolución de estos hacia redes inteligentes. Este trabajo se enmarca en el diseño de un sistema SCADA que integre la central de generación y la subestación eléctrica, de forma flexible hacia los proyectos futuros y que permita mejorar la operación del sistema eléctrico aislado Cayo Santa María.

El diseño se llevó a cabo utilizando la plataforma de desarrollo Eros, versión 5.9 y para la adquisición de las variables de campo se manejó el protocolo Modbus y el estándar OPC. Como parte de este sistema además se diseñó la red de comunicaciones entre los objetivos tecnológicos a nivel físico, se programó un cliente web para la monitorización de los parámetros del SCADA desde la red corporativa y se agregaron las variables más significativas al supervisor ION Enterprise que opera el Despacho Provincial de Carga.

Como resultado, la solución obtenida supone un ahorro económico considerable, satisface los requerimientos funcionales y de operación preestablecidos, y brinda una elevada flexibilidad frente a posibles modificaciones futuras.

# Índice general

<b>Dedicatoria</b> . . . . .	<b>I</b>
<b>Agradecimientos</b> . . . . .	<b>II</b>
<b>Resumen</b> . . . . .	<b>III</b>
<b>Índice general</b> . . . . .	<b>IV</b>
<b>Índice de figuras</b> . . . . .	<b>VI</b>
<b>Índice de tablas</b> . . . . .	<b>VIII</b>
<b>1. Introducción</b> . . . . .	<b>1</b>
1.1. Estructura del informe . . . . .	6
<b>2. Sistemas SCADA en la gestión energética</b> . . . . .	<b>8</b>
2.1. Introducción . . . . .	8
2.2. Arquitectura y características funcionales de los sistemas SCADA . . . .	9
2.3. Ejemplos de uso de aplicaciones SCADA en sistemas eléctricos . . . . .	10
2.4. Plataformas comerciales de desarrollo para sistemas SCADA . . . . .	13
2.4.1. SIMATIC WinCC . . . . .	13
2.4.2. Movicon . . . . .	17
2.4.3. PACiS . . . . .	20
2.4.4. Eros . . . . .	24
2.5. Análisis y elección . . . . .	26
2.6. Conclusiones parciales . . . . .	28
<b>3. Diseño del sistema SCADA</b> . . . . .	<b>30</b>
3.1. Introducción . . . . .	30
3.2. Diseño de la red local . . . . .	30
3.3. Subestación . . . . .	34
3.3.1. DAPServer . . . . .	35
3.4. Generación Mtu . . . . .	38
3.4.1. AGC . . . . .	39
3.4.2. Nport 5600 . . . . .	41
3.5. Generación Hyundai y Man . . . . .	42
3.6. Diseño de las interfaces de usuario o HMI . . . . .	43

3.7. Cliente web . . . . .	47
3.8. Conclusiones parciales . . . . .	49
<b>4. Discusión de los resultados . . . . .</b>	<b>51</b>
4.1. Introducción . . . . .	51
4.2. Interconexión Eros-ION Enterprise . . . . .	51
4.2.1. DPC . . . . .	52
4.2.2. ION . . . . .	52
4.2.3. Arquitectura de la interconexión Eros-ION . . . . .	53
4.3. Interfaces gráficas de usuario . . . . .	55
4.3.1. Interfaces principales . . . . .	55
4.3.2. Interfaz de alarmas . . . . .	58
4.4. Pruebas al sistema de adquisición de datos . . . . .	59
4.5. Pruebas funcionales al SCADA y el cliente web . . . . .	61
4.6. Valoración económica . . . . .	63
4.7. Conclusiones parciales . . . . .	65
<b>Conclusiones . . . . .</b>	<b>67</b>
<b>Recomendaciones . . . . .</b>	<b>68</b>
<b>Referencias bibliográficas . . . . .</b>	<b>74</b>
<b>A. Configuración de la comunicación OPC . . . . .</b>	<b>75</b>
A.1. Configuración en el cliente . . . . .	75
A.1.1. DCOM . . . . .	75
A.1.2. <i>OpcEnum.exe</i> . . . . .	76
A.2. Configuración OPC en el equipo servidor . . . . .	79

# Índice de figuras

2.1. Explorador de SIMATIC WinCC. . . . .	14
2.2. Ventana de trabajo de Movicon. . . . .	18
2.3. Estructura de un proyecto en Movicon. . . . .	19
2.4. Arquitectura de PACiS. . . . .	22
2.5. Editor de Configuración del Sistema PACiS. . . . .	23
2.6. Ventana de trabajo del Eros. . . . .	25
3.1. Topología de la red. . . . .	31
3.2. Componentes vinculados a la red de fibra en cada nodo. . . . .	32
3.3. Panel de distribución para la fibra óptica de 24 puertos, <i>A270 ODF</i> . . .	32
3.4. Conversor Planet FT-802. . . . .	33
3.5. Conmutador ZTE ZXR10 2918E. . . . .	34
3.6. Arquitectura del sistema DS Agile. . . . .	36
3.7. Servidor DAPmini. . . . .	38
3.8. Adquisición de datos de los grupos Mtu. . . . .	39
3.9. Terminales del AGC. . . . .	40
3.10. Adquisición de datos de los grupos Hyundai y Man. . . . .	44
3.11. Estructura de las interfaces de usuario del SCADA. . . . .	46
3.12. Boceto del cliente web. . . . .	49
4.1. Integración de las variables del SCADA de Cayo Santa María en el supervisor ION del DPC. . . . .	54
4.2. Interfaz de navegación por botones y por el menú desplegable. . . . .	55
4.3. Interfaz de <b>Inicio</b> . . . . .	56



4.4. Interfaz relacionada con la <b>Generación</b> . . . . .	57
4.5. Interfaz relacionada con la <b>Subestación</b> . . . . .	57
4.6. Interfaz relacionada con el <b>Consumo Energético y la Facturación</b> . . . . .	58
4.7. Barra de <b>Alarmas</b> . . . . .	58
4.8. Interfaz de almacenamiento de <b>Alarmas</b> . . . . .	59
4.9. Lecturas de registros de entrada y entrada discreta asociados al controlador Dap. . . . .	60
4.10. Lecturas de registros de entrada y entrada discreta asociados al controlador AGC. . . . .	61
4.11. Lecturas de registros, de los grupos Hyundai, a través de OPC. . . . .	61
4.12. Generación y carga del sistema aislado durante pruebas realizadas. . . . .	62
4.13. Interfaz relacionada con la <b>Generación</b> en una prueba real. . . . .	62
4.14. Interfaz relacionada con el grupo <b>Mtu 1</b> en una prueba real. . . . .	63
4.15. Sección <b>Generales</b> del cliente web. . . . .	64
4.16. Sección <b>Hyundai</b> del cliente web. . . . .	64
4.17. Relación precios-demanda de servicios de SERCONI. . . . .	66
4.18. Costo equivalente al desarrollo de la aplicación por SERCONI. . . . .	66
A.1. Ejecutar. . . . .	75
A.2. Administrador de Servicios de Componentes. . . . .	76
A.3. Propiedades de Mi PC, <b>propiedades predeterminadas</b> . . . . .	77
A.4. Acceso a las propiedades de <i>OpcEnum</i> a través del <i>Administrador de Servicios de Componentes</i> . . . . .	78
A.5. Propiedades de <i>OpcEnum</i> , <b>nivel de autenticación</b> . . . . .	79
A.6. Propiedades de <i>OpcEnum</i> , <b>ejecución</b> . . . . .	80
A.7. Propiedades de <i>OpcEnum</i> , <b>seguridad</b> . . . . .	80
A.8. Acceso a las propiedades de <i>MatrikonOPC Server for Simulation and Testing</i> a través del Administrador de Servicios de Componentes. . . . .	81

# Índice de tablas

3.1. Componentes de hardware del AGC. . . . .	40
A.1. Usuarios a agregar en los <i>Permisos de acceso</i> e <i>Inicio y activación</i> . . .	78
A.2. Permisos establecidos a cada usuario para manejar <i>OPCenum</i> . . . . .	81

# Capítulo 1

## Introducción

Como muchos de los descubrimientos de los seres humanos, éste ya se encontraba ahí desde el principio, formando parte de la naturaleza. El fenómeno de la electricidad comenzó a ser observado por los griegos en la antigüedad pero su estudio científico sistemático no comenzó hasta los siglos XVII y XVIII. A finales del siglo XIX los ingenieros lograron aprovecharla para el uso residencial e industrial. La creciente sucesión de aplicaciones que esta forma de la energía produjo, hizo de la electricidad una de las principales fuerzas motrices de la segunda revolución industrial ([Ford, 1922](#)).

Por lo general, la energía eléctrica se crea a través de generadores electromecánicos movidos por el vapor producido a partir de combustibles fósiles, también por el calor desprendido en reacciones nucleares, o de otras fuentes como la energía cinética extraída del viento o el agua y la energía térmica del sol. En síntesis, se obtiene a partir de la transformación de una clase de energía “no eléctrica” ([Hourné, 2012](#)).

La electricidad constituye una forma de energía tan versátil que se ha convertido en la columna vertebral de la sociedad industrial moderna. Posee innumerables aplicaciones que incluyen desde los planos domésticos e industriales hasta los de la medicina y el transporte. Como ejemplos se pueden citar: las telecomunicaciones, la computación, la robótica, los motores eléctricos, los transformadores, las máquinas frigoríficas y de climatización, la electroquímica, la iluminación y el alumbrado, la electromedicina y los electrodomésticos.

Los competitivos niveles de productividad, eficiencia y calidad de servicio, en el progreso desencadenado con el decursar de los años, ha conllevado a constantes cambios e innovación en la industria eléctrica (que incluye desde la generación, transmisión y distribución hasta la comercialización de la energía) ([Red-Eléctrica-España, 2009](#)).

El surgimiento de la automatización ha emergido como elemento fundamental en el perfeccionamiento de este sistema de producción. Gracias a la automática es posible garantizar el correcto funcionamiento, explotación, supervisión y gobierno de tal sistema (Izaguirre, 2012).

La industria eléctrica ha alcanzado un auge notable en cuanto a nivel de automatización se refiere en las últimas décadas. Estos logros devienen de la inclusión de dispositivos de estado sólido basados en microprocesadores, denominados dispositivos electrónicos inteligentes (IED, *Intelligent Electronic Device*) y sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Los primeros presentan interfaces de comunicación, almacenan datos históricos y constan de unidades terminales remotas integradas para la entrada y salida de datos (I/O, *input/output*) (Andréula, 2010). Los sistemas SCADA, por su parte, permiten manejar grandes cantidades de información en tiempo real y en diferentes puntos del proceso. Luego la transmiten a centros procesadores los cuales en función de los algoritmos que emplean, para su centro de trabajo, la utilizan para representarla, realizar acciones de control o simplemente almacenarla (Izaguirre, 2012; Ballesteros, 2009).

A nivel mundial varias compañías ofrecen soluciones integrales y flexibles para requisitos de automatización en este campo, con altos niveles de calidad y seguridad. Entre estas se destacan: Schneider Electric, ABB, Siemens, Alstom entre otras, cada una con sus particularidades pero en general gozan de excelente prestigio internacional.

En Cuba, la Unión Nacional Eléctrica (UNE) es la entidad encargada de la producción, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad y tiene como compromiso lograr estas actividades de forma segura, confiable y eficiente, con elevado nivel de satisfacción, promoviendo el desarrollo y bienestar de los recursos humanos en ellas movilizados y con profundo respeto al entorno ambiental (Dirección-Generación-Distribuida, 2007).

Si bien el avance de la industria eléctrica en el país se apoyó en un programa inversionista de construcción de varias termoeléctricas en el siglo pasado (lo que trajo consigo un salto en el incremento de las capacidades de generación y la producción) (Padrón, 2011), hay que destacar que en el Período Especial se produjo un decrecimiento significativo en la disponibilidad de generación de energía eléctrica como consecuencia de la

crisis económica y dentro de esta, específicamente, la escasez de combustible. Posteriormente en los años 2004 y 2005 se conforma el programa de La Revolución Energética en Cuba con un enfoque integrador y sistémico a partir de la reformulación de las estrategias de la nación. Este se desarrolla a partir de la necesidad existente de incrementar las cuotas de producción de energía pero transitando hacia un esquema de generación distribuida ([Dirección-Generación-Distribuida, 2007](#)).

El esquema de generación distribuida ha estado identificado con la instalación de emplazamientos compuestos por baterías de grupos electrógenos (motor de combustión interna que opera con diesel o *fuel oil* acoplado a un generador) distribuidos en dependencia de su potencia y utilidad a todo lo largo y ancho del país, conectados en su mayoría al Sistema Electroenergético Nacional (SEN) y con el fin de apoyar a las centrales termoeléctricas en el proceso normal de generación ([Hourné, 2012](#); [Castro, 2011](#); [Llosas, 2010](#)).

Con la inserción de estos grupos electrógenos, los cuales poseen tecnología de calidad y elevados niveles de automatización, se ha apostado también por la modernización de las subestaciones eléctricas. Se han colocado analizadores de redes y protecciones digitales, telecontrol para manipular los interruptores, cuchillas motorizadas entre otras. Esto ha propiciado la instalación de sistemas SCADA en los Despachos Provinciales de Carga (DPC) y el Despacho Nacional de Carga (DNC), con el propósito de hacer más eficiente la operación del SEN. Sistemas como Eros y Power Logic ION Enterprise resultan objetos de mención.

La Empresa Eléctrica de Villa Clara no ha sido excluida de este proceso de transformación. Conjuntamente con el montaje y puesta en marcha de los grupos electrógenos, comenzó la sustitución de los dispositivos de medición y protección analógicos por digitales en las subestaciones eléctricas. Entre las ventajas que poseen se encuentran el alto por ciento de exactitud en las variables medidas y la inclusión de módulos de comunicación remota que permite integrarlos a sistemas SCADA. También cabe mencionar la instalación del SCADA Ion de Schneider Electric, a nivel de DPC, en el cual se concentran todas las mediciones de los objetivos operativos bajo su jurisdicción (aquellos que tengan canal de comunicación con el DPC), dígame subestaciones de transmisión, subtransmisión y distribución primaria, además de grupos electrógenos. Para el caso

particular de los grupos electrógenos se cuenta con el SCADA Eros, que centraliza la información proveniente de cada emplazamiento y a su vez este tributa al SCADA Ion.

Como se ha expresado anteriormente, se han logrado resultados notables en la última década, sin embargo, aún quedan varios inconvenientes a los cuales hay que prestar atención. El sistema Cayo Santa María, constituye un objetivo estratégico para la empresa y el país en general. Como sistema eléctrico garantiza la generación, transmisión y distribución de toda la energía que se consume en este importante polo turístico, situado al norte de la provincia de Villa Clara, lo que se traduce en un aporte significativo a la economía cubana.

Este sistema no está conectado a la red nacional, por lo que constituye un sistema de suministro eléctrico aislado (Elices, 2001). La energía se produce a partir de un esquema de baterías de grupos electrógenos distintos en cuanto a: su tecnología (Hyundai, Mtu y Man) y su capacidad de generación (1700, 1800 y 3850 kW). Además de la central de generación, el sistema está compuesto por una subestación eléctrica de 13.8 kV, con tecnología de Alstom, que puede ser telecomandada de forma local o remota. A esto se le sumaría como proyecto futuro la automatización de las islas de combustible.

A corto plazo, el aumento de la capacidad de generación instalada, debido a la continua construcción de hoteles e instalaciones para el turismo, conlleva a un desafío considerable, incluso para los operadores más experimentados. Por la característica de ser un sistema aislado, es importante subrayar que un incidente menor podría desatar una reacción en cadena que culminaría en un apagón generalizado, provocando así una afectación significativa de la calidad del servicio eléctrico ofrecido a los clientes.

Para la gestión del sistema no existe un centro de despacho energético definido, donde esté integrada toda la información, tanto de la generación como de la subestación en un sistema SCADA único. Cada tecnología de generación así como la subestación eléctrica cuenta con un supervisor independiente; además, los centros de control de la generación y la subestación se localizan geográficamente desplazados, lo que produce ineficiencias en la operación. Todo lo anterior conduce a plantearse como **problema científico**: no se dispone de una herramienta de software capaz de integrar la generación y la subestación eléctrica en el sistema eléctrico aislado Cayo Santa María que permita mejorar la operación.

Para dar solución al problema se define como **objetivo general**: diseñar un sistema SCADA que integre la central de generación y la subestación eléctrica, de forma flexible hacia los proyectos futuros y que permita mejorar la operación del sistema eléctrico aislado Cayo Santa María.

Como **objetivos específicos** se proponen:

- Describir las tendencias de desarrollo de aplicaciones SCADA para la automatización de sistemas eléctricos.
- Diseñar la topología y arquitectura de la red que interconecta los objetivos operativos y corporativos a nivel físico.
- Diseñar el prototipo de software SCADA sencillo y ajustado a las necesidades funcionales y de operación.
- Programar un cliente web para monitorizar los parámetros del sistema eléctrico desde la red corporativa.
- Evaluar el desempeño de la aplicación a partir de pruebas realizadas.

Para cumplir con los objetivos se consideran las siguientes **tareas de investigación**:

- Descripción de las tendencias de desarrollo de aplicaciones SCADA para la automatización de sistemas eléctricos.
- Caracterización de plataformas comerciales de desarrollo como base para la elección.
- Diseño de la topología y arquitectura de la red a nivel físico.
- Diseño del prototipo SCADA, lo cual incluye:
  - a) Selección del sistema de adquisición de datos.
  - b) Diseño de las interfaces de usuario.
  - c) Inclusión en el supervisor del DPC las variables del SCADA de Cayo Santa María.

- Programación del cliente web para monitorizar los parámetros del sistema eléctrico desde la red corporativa.
- Evaluación del desempeño de la aplicación a partir de pruebas realizadas.

El resultado alcanzado con este trabajo radica en la obtención de un sistema SCADA con una solución técnica y económicamente factible para la empresa. Con la ejecución del proyecto se resuelve la problemática vinculada a la adquisición de un software de alta complejidad y valor, por lo tanto, desplegar una herramienta de este tipo, contribuye a perfeccionar la operación del sistema eléctrico aislado Cayo Santa María.

Lo anteriormente señalado tributa en un aumento de la calidad del servicio eléctrico. También teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en la región, puede ser flexible hacia los proyectos futuros sin la necesidad de ser realizados estos por compañías externas.

Para acometer esta tarea están disponibles los recursos materiales y humanos a fin de lograr los objetivos propuestos. La temática a tratar tiene un significado notable en el progreso de los sistemas de generación de energía eléctrica en Cuba. Si bien la implementación de sistemas SCADA no constituye una materia novedosa en estos tiempos, por la cantidad de compañías que los desarrollan, para la Empresa Eléctrica de Villa Clara sí representa un valioso aporte económico y práctico. También vale la pena resaltar que el sistema aislado Cayo Santa María es uno de los pocos, en el país, que cuenta para la generación con motores de tecnologías y capacidades distintas (tal y como se mencionó anteriormente), lo que hace aún más importante el tema de la monitorización.

## **1.1. Estructura del informe**

El trabajo, posterior a este capítulo introductorio, está compuesto por tres capítulos de contenido, conclusiones, recomendaciones, referencias bibliográficas y finalmente los anexos. A continuación se resumen los aspectos tratados en cada capítulo de contenido:

**Capítulo 2:** Se define la arquitectura y características funcionales de los sistemas SCA-



DA. Se realiza un análisis de la literatura científica a partir de trabajos que implementan soluciones SCADA relacionadas con sistemas eléctricos, especialmente aquellos que se consideran aislados. Por último, se expone una caracterización de cuatro entornos comerciales de desarrollo tomados como base para elegir el que se empleará finalmente.

**Capítulo 3:** Se diseña la arquitectura y topología de la red a nivel físico. Se describen las características de las tecnologías de generación y distribución de energía, los sistemas de automatización operantes y se definen los protocolos industriales de comunicación a emplear para la integración al SCADA. Por último se expone el diseño de las interfaces de usuario así como del cliente web.

**Capítulo 4:** Se abordan brevemente las características del DPC así como el supervisor operante y se expone la arquitectura, conjuntamente con las herramientas, para integrar los sistemas Eros-ION. Se ilustran las interfaces de usuario que componen el SCADA diseñado. Se muestran los resultados que validan el sistema de adquisición y las pruebas realizadas al SCADA y el cliente web. Por último se ofrece una valoración económica.

# Capítulo 2

## Sistemas SCADA en la gestión energética

### 2.1. Introducción

Conjuntamente al afán del ser humano de controlar aquellos procesos complejos y el impulso acelerado de la electrónica, los medios técnicos de automatización y la ingeniería de software, ha sido posible el surgimiento de los sistemas SCADA. Estas herramientas se emplean en el control de oleoductos, yacimientos de gas y petróleo, redes de distribución de gas natural, generación energética y sistemas de transmisión de energía eléctrica; permitiendo minimizar las tareas de los operadores, alcanzar un mayor rendimiento, aumentar la productividad y ofrecer mayor seguridad ([Gómez, 2007](#)).

El capítulo queda distribuido de la siguiente forma:

- Arquitectura y características funcionales de los sistemas SCADA.
- Ejemplos de uso de aplicaciones SCADA en sistemas eléctricos.
- Plataformas comerciales de desarrollo para sistemas SCADA.
- Análisis y elección.
- Conclusiones parciales

## 2.2. Arquitectura y características funcionales de los sistemas SCADA

Un sistema SCADA no sigue un esquema internacional ni tampoco un criterio estándar en su concepción, debido a que varios autores y compañías de desarrollo conforman sus propias ideas al respecto. Aún así, se puede presentar en términos generales un diseño arquitectónico adecuado ([Padrón, 2011](#)). Según Hernández ([Hernández, 2006](#)), los sistemas SCADA constan de cuatro niveles:

**Nivel de instrumentación:** El sistema maneja una instrumentación de tipo electrónico donde la variable física se convierte en una señal eléctrica.

**Nivel RTU:** La RTU (*Remote Terminal Unit*), es un dispositivo microprocesador que recoge, almacena y procesa la información que proviene de la instrumentación de campo.

**Nivel de comunicaciones:** Encargado de tomar la información de la RTU y transmitirla por el medio escogido hasta el centro de control.

**Centro de control:** Está compuesto por un conjunto de computadoras, periféricos y software que realizan el procesamiento de las señales y la presentación de los datos al operador.

De la misma forma deben contener una serie de requisitos funcionales para que puedan ser explotadas todas sus prestaciones al máximo. Dichos requisitos se exponen a continuación ([Gómez, 2007](#); [Rodríguez, 2013](#)):

- Funcionalidad completa tanto de configuración como de visualización, en sistemas operativos de alto nivel y sobre cualquier computadora estándar.
- Arquitectura abierta capaz de combinar aplicaciones estándares y de usuario, que posibiliten a los desarrolladores crear soluciones de monitorización y supervisión optimizadas: ActiveX para la ampliación de prestaciones, OPC (*OLE for Process Control*) para comunicaciones con terceros, OLE-DB (*Object Linking*

*and Embedding-Data Base*) para la comunicación con bases de datos, lenguaje estándar integrado VBA (*Visual Basic for Applications*) o ANSI C, acceso a funciones y datos mediante API (*Application Program Interface*).

- Sencillez de instalación, sin exigencias de hardware elevadas, fáciles de manejar y con interfaces de usuario sencillas.
- Integración con herramientas ofimáticas y de producción.
- Fácilmente configurable y escalable, capaz de crecer o adaptarse según las necesidades cambiantes de la empresa.
- Independiente del sector y la tecnología.
- Comunicaciones flexibles y de forma transparente con los usuarios, el equipo de planta y el resto de la empresa (redes locales y de gestión). La topología varía de acuerdo a las características de cada aplicación, e incluso, de acuerdo a las características del proceso, puede ser necesario el uso de componentes redundantes.

### **2.3. Ejemplos de uso de aplicaciones SCADA en sistemas eléctricos**

En sentido general, varios trabajos en la literatura científica abordan temas relacionados con el diseño e implementación de sistemas SCADA para la monitorización y supervisión de sistemas eléctricos, tanto aislados como sincronizados con una red. Con la evolución de los sistemas eléctricos hacia redes inteligentes (*Smart Grid*) este tema ha cobrado gran auge en la última década. A continuación se exponen algunos resultados.

Villegas ([Villegas, 2015](#)) exhibe el diseño e implementación de un sistema de adquisición de datos y monitorización, para los generadores síncronos del simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia de la SEPI-ESIME. El simulador está compuesto por cuatro áreas de control y se utiliza para fines de docencia y de investigación. Desde el punto de vista de equipamiento contiene todos los tipos de máquinas eléctricas: especiales, escaladas y no escaladas, incluso se pretende interconectar fuentes de energía

renovables La adquisición de datos se realiza en tiempo real, con tiempos de muestreo configurables; el conjunto de variables a monitorizar incluye, tanto las eléctricas, como las mecánicas de los generadores, para lo que se emplea un arreglo de compuertas programables (FPGA, *Field Programmable Gate Array*). Como herramientas de software para la monitorización y el análisis de señales se utiliza LabVIEW y MATLAB.

Weber ([Weber, 2011](#)) y Lanas ([Lanas, 2011](#)) presentan la implementación de una plataforma SCADA así como un programa especializado en la gestión de los recursos energéticos. Ambos trabajos persiguen optimizar el despacho y minimizar los costos de operación del sistema de electrificación sustentable aislado de la localidad de Huatacondo (Chile). El sistema eléctrico en cuestión está conformado por un grupo electrógeno diésel y unidades de generación distribuida a base de energías renovables no convencionales, tales como: paneles fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento con baterías y una planta eólica. Para la interconexión de estos elementos de generación se manejan los estándares Ethernet, RS-485 e IEEE 802.15.4 (*ZigBee*) a través de los protocolos OPC y Modbus. El flujo de información se centraliza en un servidor que incluye un enlace seguro a través de internet, mediante una red privada virtual (VPN, *Virtual Private Network*), para monitorizar de forma remota el sistema aislado.

Manassero, Torres, López, Furlani, Regalini y Orué ([Manassero, 2011](#)) proponen un Sistema Integral de Supervisión (SIS), para monitorizar, en tiempo real, las variables físicas del sistema de combustible, así como las variables eléctricas de los grupos de generación de las centrales térmicas que administra la compañía ENARSA (Energía Argentina S.A). El SIS se basa en un sistema de control distribuido con controladores lógicos programables (PLC, *Programmable Logic Controller*) a partir de una red física con topologías en estrella y en bus; específicamente, la adquisición de datos se maneja en tres niveles: un nivel de campo con enlaces RS-485 a través del protocolo Modbus RTU, un segundo nivel, que utiliza Modbus TCP sobre Ethernet entre los autómatas, los módulos de E/S distribuidos, la interfaz de usuario (HMI, *Human Machine Interface*) y un *gateway* que concentra todas las mediciones para luego transmitir las al centro de control (COG, Control Operativo de Generación) de ENARSA; y un tercer nivel basado en una interfaz satelital entre el concentrador y el COG.

En Silupú ([Silupú, 2016](#)) se muestra el diseño de un sistema SCADA para integrar

las subestaciones de 66 kV del interconectado eléctrico denominado “Lote 1AB”, al SCADA distribuido que opera la compañía Pluspetrol Norte S.A. La interconexión de las subestaciones se fundamenta en una red Ethernet sobre fibra óptica; la adquisición de las variables de campo en cada subestación utiliza el protocolo Modbus (tanto RTU como TCP) y la norma IEC (*International Electrotechnical Commission*) 61850. En el centro de control se manejan interfaces de seguridad, tales como: cortafuegos, zona desmilitarizada (DMZ, *DeMilitarized Zone*) y VPN, con el fin de independizar la red industrial de la corporativa. Como herramienta de software se emplea la plataforma de desarrollo de Wonderware.

Según los resultados expuestos, las tecnologías empleadas en el desarrollo de sistemas SCADA son diversas y dependen en gran medida de los recursos económicos disponibles para invertir en equipamiento. En los casos de sistemas conformados por fuentes de generación con energías renovables o grupos electrógenos de pequeña potencia, la tendencia es utilizar plataformas como Arduino y microcontroladores de interfaz periférico (PIC, *Peripheral Interface Controller*) ([Fernández, 2015](#); [Guamán, 2016](#)). Esta elección se fundamenta en el ahorro significativo, por concepto de adquisición del hardware que procesa la información de la instrumentación de campo, y en las pocas variables que se tienen en cuenta para la monitorización de estos sistemas.

Las micro-redes aisladas, por su parte, enlazan subestaciones eléctricas con grupos electrógenos de potencia elevadas para régimen de trabajo continuo. En este sentido, se opta por instalar sistemas SCADA comerciales y de control distribuidos apoyados en PLC, y paralelamente se implementan sistemas de gestión distribuidos (DMS, *Distribution Management System*) que permiten integrar los SCADA con aplicaciones orientadas a la operación de las redes eléctricas.

La decisión de usos de soluciones propietarias se basa en la complejidad de los procesos de conversión de energía, en la extensa cantidad de variables que se tienen en cuenta y en las condiciones medioambientales a las que está sometido el equipamiento. Sus ventajas radican en que se optimiza la operación y control, y se brinda la información necesaria para llevar a cabo el mantenimiento de los equipos; como desventaja cabe destacar que ofrecen poca flexibilidad a la hora de incluir nuevos dispositivos, pues para hacerlo es necesario invertir, nuevamente, recursos monetarios para la contratación de

servicios de ingeniería.

Para el sistema caso de estudio, queda demostrado que la solución a emplear es una plataforma de desarrollo comercial. Como base para esta elección se seleccionan: WinCC, Movicon, PACiS y Eros.

## 2.4. Plataformas comerciales de desarrollo para sistemas SCADA

A continuación se examinan las características fundamentales de los entornos de desarrollo abordados, siempre considerando aquellos elementos indispensables que tributan a las prestaciones.

### 2.4.1. SIMATIC WinCC

SIMATIC WinCC, es una herramienta para la visualización de procesos automatizados y desarrollada por la compañía alemana Siemens. Diseñado desde el comienzo para uso internacional, constituye el primer SCADA disponible en el mercado con tecnología de software de 32 bits para sistemas operativos Windows. Referencias de numerosos sectores en todo el mundo demuestran la versatilidad de la solución y su alto rendimiento.

El sistema básico de WinCC está constituido en su núcleo por dos aplicaciones: una de configuración (*WinCC Explorer*) y otra de modo de ejecución (*WinCC Runtime*). El explorador (Figura 2.1) representa el acceso a todas las opciones de WinCC y está formado por un sistema modular tal y como se enuncia a continuación ([Sabín, 2007](#); [SIEMENS, 2008](#)):

**Editor gráfico:** Se diseñan los sinópticos que componen la aplicación SCADA a crear.

**Administrador de variables y comunicaciones:** Se establece la configuración de las comunicaciones con los dispositivos de campo así como se declara el formato, tamaño y procedencia de las variables a emplear.

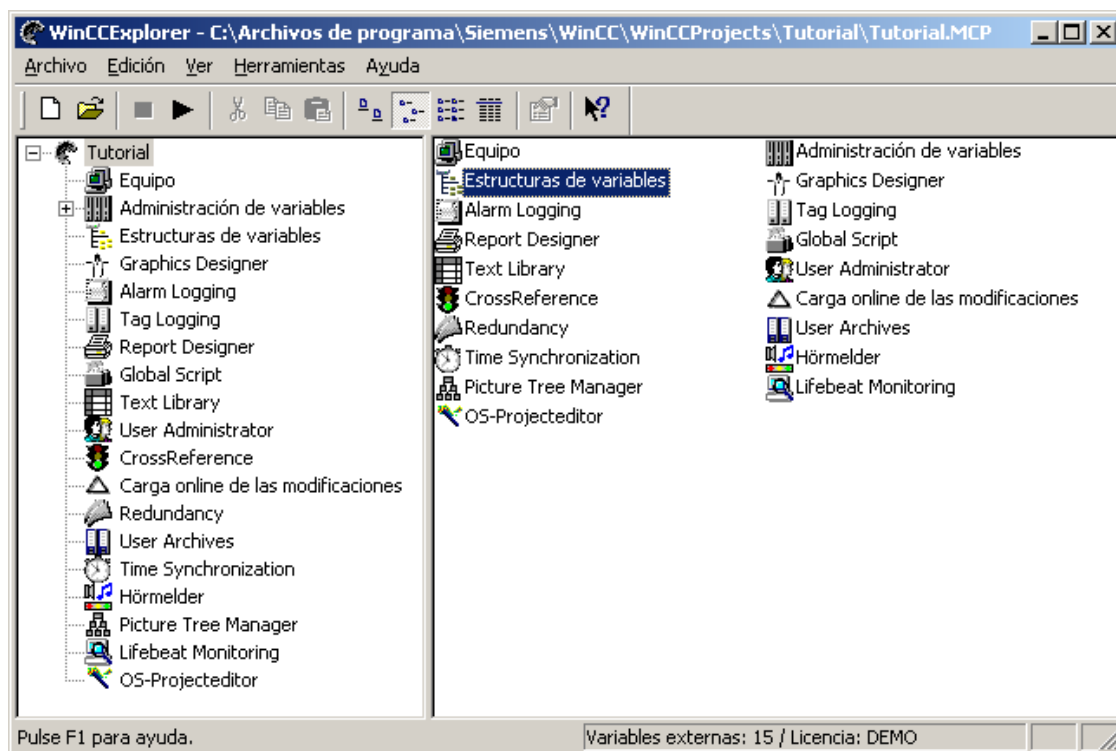


Figura 2.1: Explorador de SIMATIC WinCC.

**Archivo de procesos:** Se configura el almacenamiento de datos y su posterior visualización en forma de curvas o de tablas.

**Alarmas:** Se conforma el tratamiento de alarmas del proceso y su visualización.

**Editor de reportes:** Se configura el envío de informes a impresora.

**Administrador de usuarios:** Se crean los derechos de cada usuario sobre el acceso a la información del proceso.

**Script Global o compilador:** Permite programar acciones propias y ejecutarlas de manera periódica o mediante eventos de cambio de variables. Para este fin se utilizan los lenguajes de alto nivel ANSI C o VBA.

**Referencia cruzada:** Permite obtener una lista de referencia de las variables utilizadas dentro del proyecto.

*WinCC Runtime*, es la encargada de trabajar la aplicación en modo de ejecución, es decir, posterior al diseño. Debe garantizar la lectura de toda la información almacenada



en la base de datos a través de *WinCC Explorer*, la visualización del proceso en pantalla y la comunicación con la instrumentación de campo. También almacena en la base de datos los valores del proceso tales como: alarmas, eventos y las acciones que tienen lugar mediante la interacción entre el usuario y la PC.

WinCC permite la creación de soluciones en configuración de estación monopuesto (donde el proyecto se ejecuta en un único equipo) o estación multipuesto. Para estaciones multipuesto se pueden crear soluciones cliente-servidor dependiendo de los requerimientos, tanto del sistema como de seguridad; a su vez, el sistema de software está disponible en dos variantes básicas:

- Paquete completo, compuesto por la licencia tanto para modo de ejecución como para configuración.
- Paquete modo de ejecución, compuesto solo por la licencia para modo de ejecución.

Otros puntos a destacar lo constituyen los históricos (valores del proceso, alarmas y datos de usuario) y la comunicación con dispositivos de campo. Los históricos son manejados a través del sistema de gestión de bases de datos Microsoft SQL Server con elevado rendimiento: gestiona hasta 10 000 valores medidos y 100 alarmas por segundo con requerimientos de memoria muy bajos. Este resultado se fundamenta en algoritmos inteligentes de compresión utilizados. En el caso de la comunicación con dispositivos de campo, WinCC ofrece un amplio set de manejadores que permiten el enlace con autómatas, además de Siemens, de Modicon, Omron, Allen Bradley, Mitsubishi, Schneider Electric entre otros. Por último también incluye el estándar OPC.

El paquete de opciones de WinCC está disponible para un conveniente número de expansiones del sistema básico y puede ser libremente combinado de acuerdo a los requerimientos de la solución a desarrollar (SIEMENS, 2008). A continuación se exponen algunos de los módulos más importantes:

**Servidor WinCC (*WinCC/Server*):** Constituye la expansión de una solución monousuario en un sistema cliente-servidor (distribuido) con hasta 12 servidores redundantes y 32 clientes.

**Redundancia WinCC ( *WinCC/Redundancy* ):** Incrementa la disponibilidad del sistema por concepto de estaciones redundantes o servidores que se supervisan mutuamente, lo que asegura la capacidad de operación del sistema y permite la adquisición común de datos del proceso.

**Navegador Web WinCC ( *WinCC/WebNavigator* ):** Proporciona la capacidad de operación y supervisión del proceso vía internet o intranet, mediante navegadores como Microsoft Internet Explorer, Firefox o el navegador proporcionado por WinCC. Todo esto se logra sin realizar cambios en el proyecto.

**WinCC/WebUX:** Ofrece el acceso a la información del proceso a través dispositivos móviles (*tablet PCs* o *smart-phones*).

**WinCC/Telecontrol:** Integra estaciones remotas distribuidas para el telecontrol de sistemas que lo requieran, fundamentalmente aquellos que se encuentran desplazados geográficamente.

**Análisis de datos ( *WinCC/DataMonitor* ):** Muestra, analiza, evalúa y distribuye el estado actual del proceso y los datos históricos (variables medidas, alarmas y datos de usuarios) desde la base de datos del proceso. La instalación de este cliente puede ser realizada incluso en una PC de oficina y contiene diversas herramientas de análisis.

**Puente de datos del proceso ( *WinCC/IndustrialDataBridge* ):** Posibilita el intercambio de datos de forma bidireccional sin uso de la programación, entre WinCC, sistemas de automatización de diferentes fabricantes y sistemas de tecnologías de información globales. Estándares como ODBC (*Open Database Connectivity*), OLE-DB, OPC y formatos de Microsoft Office son utilizados para este fin.

**Auditor WinCC ( *WinCC/Audit* ):** Facilita la supervisión de cambios en las actividades del operador cuando el sistema opera en modo de ejecución, y la grabación de los cambios del proyecto en la estación de ingeniería. Esta grabación se realiza en una base de datos segura y garantiza la continua trazabilidad de ambos, tanto de las actividades del operador como de los cambios del proyecto.

**Servidor de información (*SIMATIC Information Server*):** Soporta la creación de reportes y el análisis de los datos históricos del proceso. Los reportes creados están disponibles a través de interfaces web y pueden integrarse a herramientas de Microsoft Office para el acceso transparente a los datos señalados.

**Históricos (*SIMATIC Historian Process*):** Proporciona alto rendimiento para archivar información a largo plazo y en modo de tiempo real. Los datos del proceso son adquiridos desde cualquier estación de WinCC y no hay restricciones en consideración al número de subsistemas (sistemas de simple estación o servidores redundantes) o la cantidad de datos (variables y alarmas).

### 2.4.2. Movicon

Implementado por la compañía italiana Progea, Movicon (*Monitoring Vision and Control*), fue concebido originalmente para la automatización industrial y de edificios inteligentes, sobre la base de sistemas operativos Windows. El éxito conseguido por este entorno de desarrollo desde su invención, ha posibilitado su generalización a varios sectores de la sociedad moderna, como se pueden citar las industrias: automotriz, ferroviaria, aeroespacial, química y petroquímica, de alimentos y bebidas, textil, farmacéutica y eléctrica ([Valdés, 2009](#)).

La parametrización de todos los módulos de la aplicación a realizar se lleva a cabo en una única ventana, mediante el uso de menús, barras de herramientas y ventanas de proyecto. Los sinópticos, *scripts* y archivos de configuración se editan en el área de edición, ubicada en el centro de la ventana de aplicación. Posterior al diseño del proyecto, se utiliza una aplicación de modo de ejecución ([Valdés, 2009](#); [Amador, 2011](#)). La Figura 2.2 muestra el entorno de trabajo de Movicon.

El sistema de software de Movicon requiere de una licencia comercial y está protegido contra el uso ilegal. Existen dos formas de desbloquear y habilitar el programa en concordancia con los requerimientos del cliente: mediante llaves de hardware (*dongles*) conectadas a los puertos USB o LPT, o mediante llaves de software (*softKey*) ([Progea, 2016](#)).

Otra característica interesante es que Movicon está diseñado para la gestión mul-

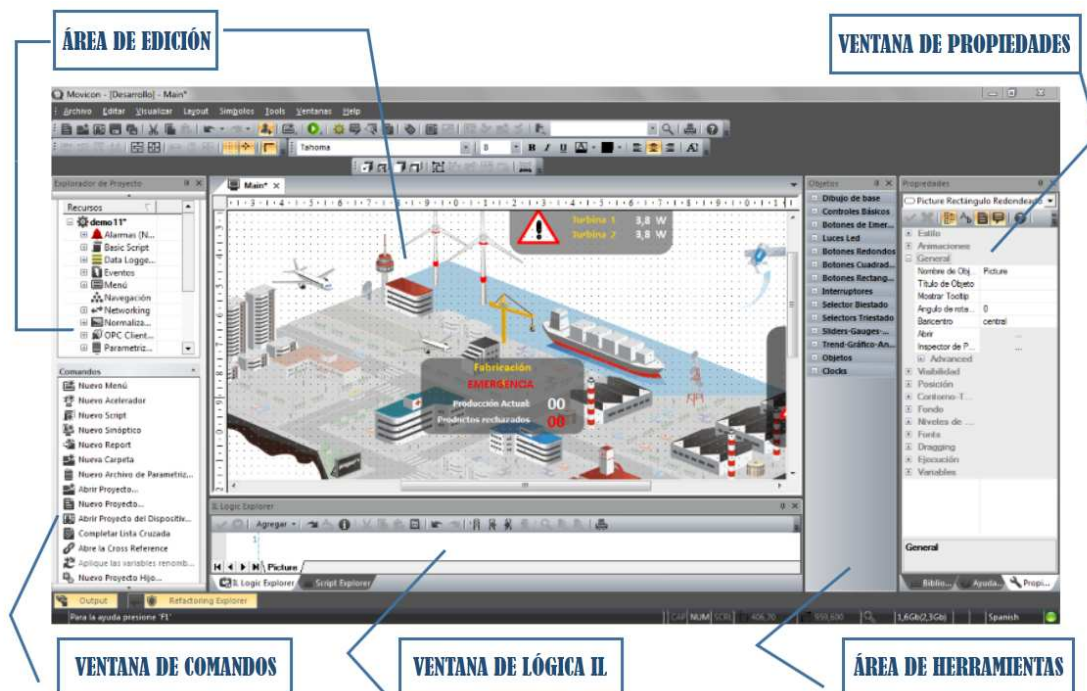


Figura 2.2: Ventana de trabajo de Movicon.

tilenguaje con cambio de idioma online, tanto para el modo de aplicación como para el de ejecución. Para ello soporta el estándar de codificación de caracteres UNICODE para cualquier tipo de idioma (asiático, árabe entre otros) (Progea, 2013a).

La estructura genérica de un proyecto de Movicon está resumida en la Figura 2.3. El núcleo del proyecto está constituido por la Base de Datos de Tiempo Real, donde se almacenan los valores de las variables de la aplicación. Con este módulo principal interactúan los restantes módulos: Comunicaciones, Servidor Web, *Scripts* VBA y Lógicas IL (*Instruction List*), Planificadores de Comandos y Eventos, Registradores de Datos (*Data Logger*) y Recetas, Administración de Alarmas, Registros de Eventos Históricos y Rastreo de Variables, Interfaces de Usuario y Administración de Usuarios y Contraseñas (Progea, 2013a,b).

Paralelamente Movicon emplea varias herramientas externas para llevar a cabo operaciones o funciones específicas tales como:

**Despachador de alarmas (*Alarm Dispatcher*):** Empleada para configurar las notificaciones de alarmas vía SMS (*Short Message Service*), voz o fax. Además puede

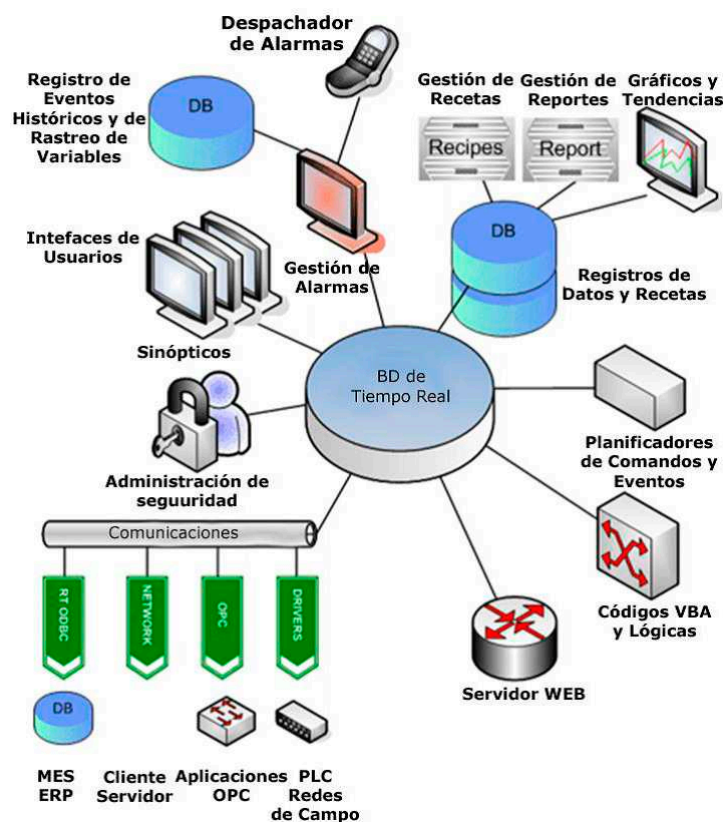


Figura 2.3: Estructura de un proyecto en Movicon.

ser empleada para enviar mensajes dentro de subrutinas básicas, relacionadas o no, directamente con las alarmas.

**Imp.-exp. de variables CSV (*CSV Tag Importer-Exporter*):** Permite la importación/exportación de la Base de Datos de Tiempo Real en archivos con extensión “.csv”. Los comandos de importación/exportación funcionan sobre todos los tipos de datos de la Base de Datos de Tiempo Real: variables, prototipos de estructuras y *drivers* de comunicación instalados.

**Referencia cruzada (*Cross Reference*):** Permite obtener una lista de referencia de las variables utilizadas dentro del proyecto.

**Asistente de generación de alarmas (*Tag Alarm Wizard*):** Crea listas de alarmas de forma rápida.

**Limpiador de registros (*Clean Log*):** Elimina viejos archivos de registros de la red que excedan un tiempo de vida programado.

**Visualizador de reportes (*Report Viewer*):** Muestra los archivos de reportes creados.

Las interfaces gráficas en Movicon están conformadas por los sinópticos. Constituyen recursos embebidos dentro del entorno de trabajo sobre los cuales se agregan objetos gráficos, animaciones, y permiten realizar las tareas de supervisión. Los sinópticos están basados en funciones gráficas vectoriales SVG (*Scalable Vectorial Graphics*) adaptables a cualquier resolución de pantalla, para ello, Movicon ofrece una amplia biblioteca de símbolos y gráficos que hace posible simular los ambientes industriales (Valdés, 2009).

Relacionado con las comunicaciones, Movicon incluye un módulo que facilita: la adquisición de datos, el envío de señales de control, los enlaces con otros proyectos que se ejecutan en estaciones remotas, la interacción con bases de datos relacionales y la comunicación vertical con aplicaciones de gestión a nivel de empresa. Este módulo emplea una amplia biblioteca de manejadores, que contribuyen a lograr una comunicación eficiente y optimizada con dispositivos de los principales fabricantes del mercado (Progea, 2012).

También se incluyen los estándares OPC y ODBC; el primero garantiza la conexión con aplicaciones o dispositivos a través de las especificaciones OPC DA (*Data Access*) y OPC AE (*Alarms and Events*), y el segundo, permite enlazar dinámicamente variables de la Base de Datos de Tiempo Real con campos de una base de datos perteneciente a los sistemas de gestión de Microsoft: Access, Excel o SQL Server. Por último Movicon se compone del recurso de servicios de red, donde se define la arquitectura del proyecto y la configuración de las estaciones en modo cliente-servidor (Valdés, 2009).

### **2.4.3. PACiS**

Desarrollado con los requerimientos globales para aplicaciones avanzadas, PACiS es la última generación de soluciones de automatización de energía que ofrece Schneider Electric. Diseñado para sistemas operativos Windows, y para el acoplamiento óptimo con la gama MiCOM de IED, brinda soluciones completas a toda la cadena de energía, desde los equipos primarios hasta el software de gestión de mercado (Schneider-Electric, 2011b).



PACiS se puede adaptar específicamente a una sola subestación, como es usual encontrar en las empresas eléctricas. También puede brindar un esquema óptimo unificado para varias subestaciones, conjuntamente con fuentes de generación y posibles picos de carga, tal como es el caso de las plantas industriales o de infraestructuras ([Schneider-Electric, 2011b](#)).

Las comunicaciones físicas entre los componentes están fundamentadas en enlaces serie y Ethernet, con el fin de hacer frente a las diferentes necesidades de rendimiento de la aplicación, la reutilización de equipos existentes y la integración de equipos de terceros. PACiS incluye protocolos series típicos, tales como, DNP3, Modbus y T103, lo que permite que dispositivos con estas interfaces puedan ser completamente integrados dentro de un esquema de control remoto. Igualmente soporta un amplio rango de IED de protección y medición: MiCOM, SEPAM, ION y otros. Es válido señalar que aun cuando la integración con centros de control remotos están usando cada vez más los protocolos DNP3, IEC 60870-5-101 o IEC 60870-5-104, PACiS respalda una serie completa de protocolos de vieja generación (GI 74, WISP y HNZ) ([Schneider-Electric, 2011c](#)).

El enlace a través de Ethernet se logra mediante los conmutadores de la gama MiCOM H. Estos dispositivos son diseñados para ambientes industriales y pueden emplearse o no, integrados dentro de los equipos MiCOM en forma de tarjeta, para una solución más compacta. Admiten varias topologías: anillo, estrella y mixtas, con el objetivo de incrementar la disponibilidad cuando se necesite una configuración redundante ([Schneider-Electric, 2011b](#)).

En cuanto a protocolos sobre Ethernet, PACiS actualmente respalda la norma IEC 61850. Esta norma ha emergido con gran aceptación a partir de UAC2 (*Utility Communication Architecture*) e IEC 60870-5-101/104, con el propósito de ser estandarizada en sistemas eléctricos ([IEC, 2003](#); [Prat, 2009](#)).

Refiriéndose a la arquitectura, PACiS incluye dos variantes, una base o inicial y la otra total, en la Figura 2.4 se muestran ambas configuraciones. La arquitectura base interconecta una RTU o una computadora con una serie de IED: relevadores de protección, centros de medida y controladores de bahía. Esta arquitectura maestro-esclavo se emplea típicamente dentro de una subestación de distribución simple, una estación generadora de energía eólica o una bahía de una subestación de transmisión.

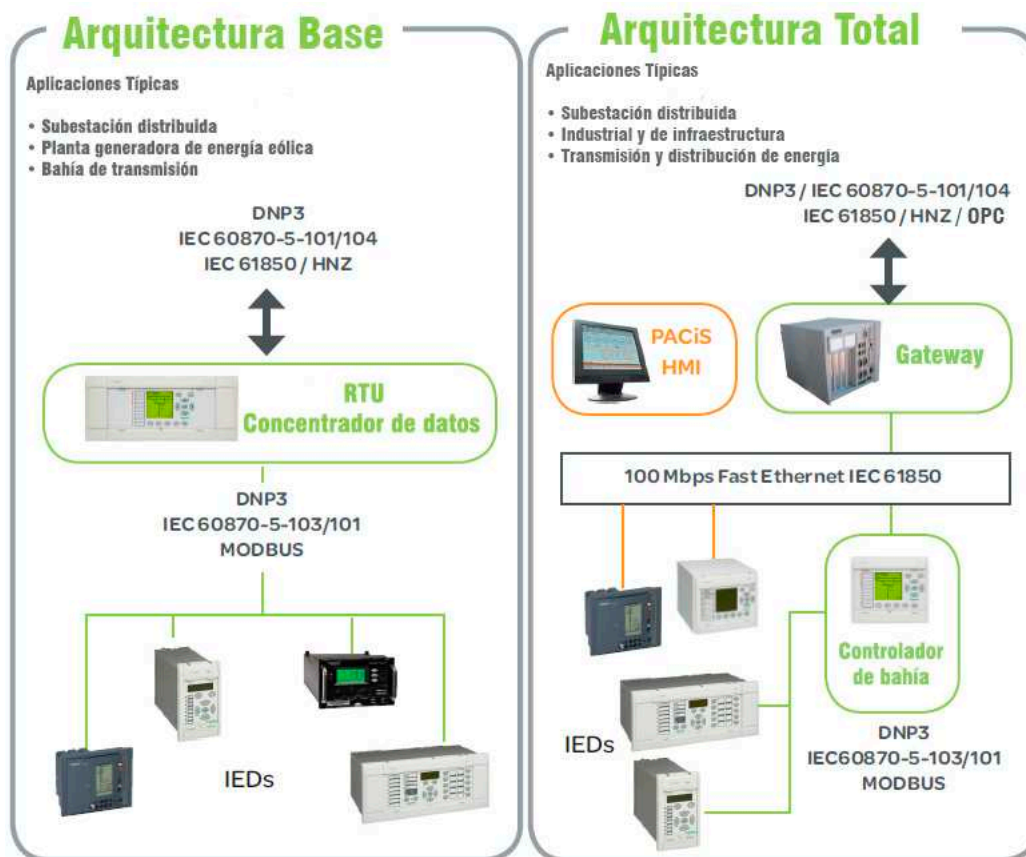


Figura 2.4: Arquitectura de PACiS.

La arquitectura total comprende una red Ethernet que enlaza componentes desde la arquitectura base: la interfaz del operador (OI, *Operator Interface*), IED, *gateways* de telecontrol entre otros. La red Ethernet puede ser local en una subestación, caso típico de una aplicación de transmisión, o puede interconectar sitios dispersos tal como se encuentra en aplicaciones industriales o de infraestructura.

Otro elemento a tener en cuenta en aplicaciones que lo requieran es la capacidad de redundancia, la cual puede obtenerse en la fuente de alimentación con conmutación o en cada componente, incluyéndose también en la base de datos de configuración. Una aplicación puede estar constituida de unos pocos equipos integrados o tener funciones repartidas en varios de ellos; lo que implica un equilibrio entre disponibilidad funcional, costo y solidez.

Desde el punto de vista de diseño, una aplicación PACiS consta de varias herramientas para su configuración: (Schneider-Electric, 2013, 2011a):



**PACiS SCE (*System Configuration Editor*):** Es la herramienta central enfocada a crear las bases de datos que a posteriori serán descargadas a los equipos PACiS. Gracias a su enfoque orientado al objeto, PACiS SCE permite el modelado coherente de los datos de configuración: dispositivos, topologías eléctricas, representaciones gráficas y automatismos. Además, genera la configuración de archivos de datos para dispositivos IEC 61850 dentro del proyecto.

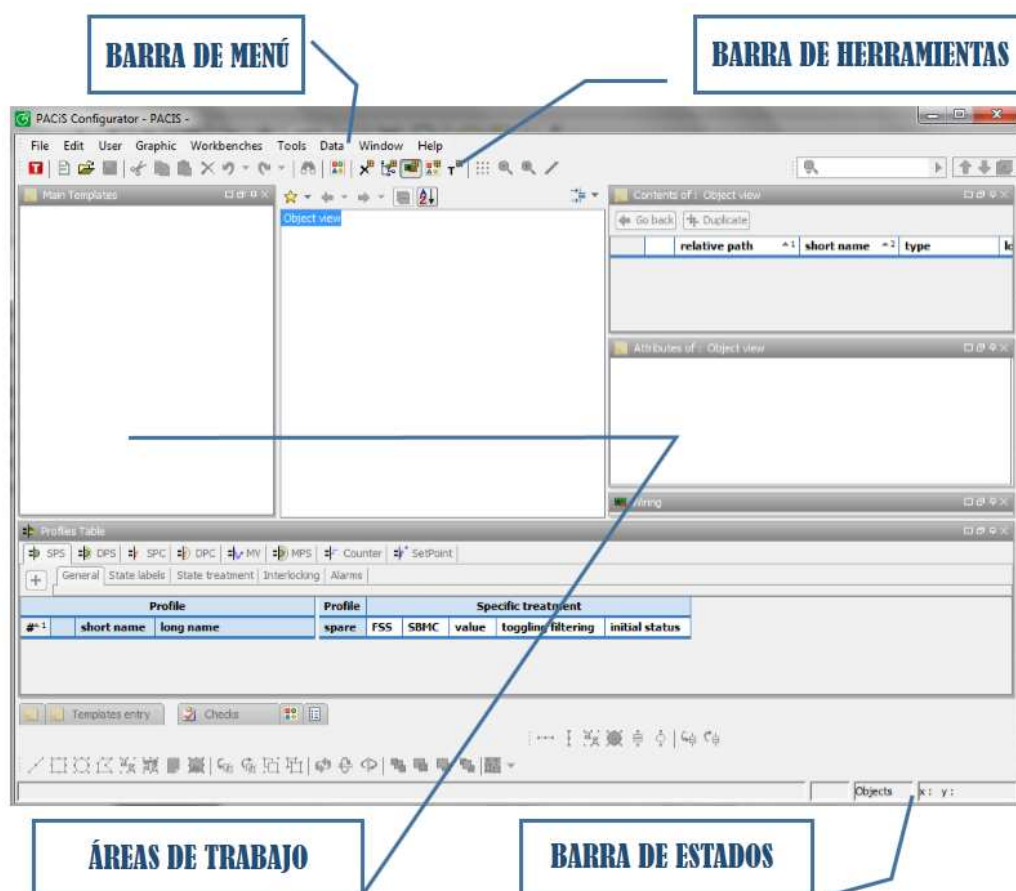


Figura 2.5: Editor de Configuración del Sistema PACiS.

Para generar cualquier base de datos a un dispositivo determinado, PACiS SCE no solo maneja la estructura y parámetros del dispositivo en sí, sino que también gestiona el intercambio de datos entre dicho dispositivo con los demás dentro del sistema, e incluso con aquellos que no pertenecen al PACiS. Como ejemplo se pueden mencionar dispositivos de protección y analizadores.

La ventana de aplicación PACiS SCE se muestra en la Figura 2.5. Está compuesta

por las barras de menú, de herramientas y de estado, así como un área de trabajo totalmente personalizable en la cual se incluyen ventanas de atributos, plantillas y editores. El acceso a la configuración y propiedades de los objetos se representa en forma jerárquica y de árbol.

**PACiS SMT (*System Management Tool*):** Se emplea para descargar las bases de datos proporcionadas por PACiS SCE y para verificar la coherencia de las versiones. La coherencia de las versiones es bien significativa en sistemas distribuidos, donde se supone que las bases de datos cambien varias veces durante la vida útil; por lo tanto cualquier inconsistencia puede acarrear problemas colaterales. Se pueden manejar hasta dos bases de datos por dispositivo, para minimizar las interrupciones en el servicio durante la extensión o modificación de la aplicación. Igualmente PACiS SMT gestiona el modo de ejecución de la aplicación y supervisa los estados de las comunicaciones de todos los dispositivos que utilicen IEC 61850, ya sean del sistema PACiS o de terceros.

**PACiS ES (*Equipment Simulator*):** Reproduce un equipo o grupo de equipos faltantes o existentes, para probar cualquier acción del usuario o procedimiento de automatización antes de su funcionamiento en sitio.

Además de estas herramientas principales, PACiS dispone de otras aplicaciones para configurar los controladores de bahía, los *gateways* de telecontrol y las protecciones digitales. De forma general, integra otras prestaciones como son la elaboración de reportes avanzados, pantallas exclusivamente de alarmas con filtros y métodos para la ubicación precisa de fallos, visualización de la información en lenguaje dual y análisis de registros de oscilografías.

#### **2.4.4. Eros**

Eros es el Sistema de Supervisión y Control de Procesos, desarrollado para sistemas operativos Windows, por la División de Automatización de la Empresa de Servicios de Computación, Comunicaciones y Electrónica del Níquel de Cuba (SERCONI). Contiene la experiencia acumulada durante más de 15 años y ha sido empleado en diversos

sectores industriales. Además de la producción de software este grupo ha desarrollado varios IED, entre ellos, un autómata programable denominado EROSPLC.

El entorno de trabajo está compuesto por una ventana de aplicación que incluye un menú principal, una barra de herramientas, un espacio de trabajo y por último dos barras, una para la señalización de alarmas y otra de información a los usuarios. En el menú principal está contenido el acceso a todas las características y herramientas del Eros: creación de mímicos, tabla y registrador de variables (tendencias), gráficos de perfiles y de pastel, correo electrónico, configuración del sistema, recetas, entre otras. La Figura 2.6 muestra la ventana de trabajo.

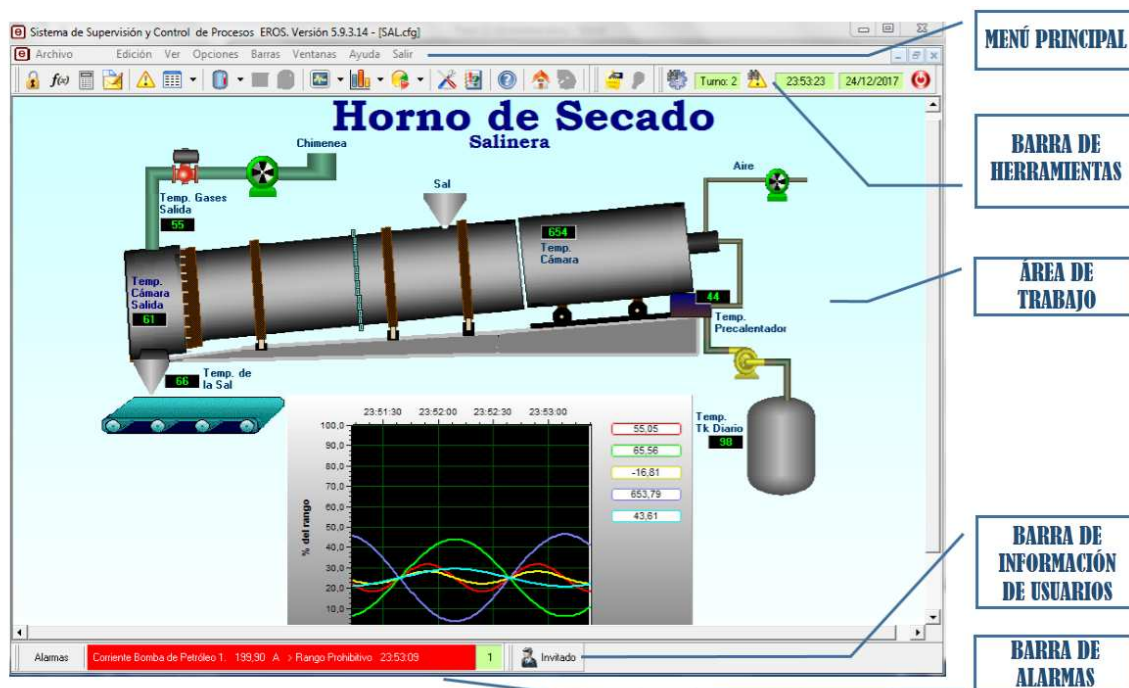


Figura 2.6: Ventana de trabajo del Eros.

Eros dispone de un entorno de programación que permite ejecutar bloques de programas. Estos *scripts*, como también se denominan, se ejecutan dentro del sistema en cada ciclo de medición, para realizar una tarea determinada. Esto permite ampliar sustancialmente sus posibilidades, al poderse enlazar en los *scripts*, variables y registros que son medidos en diferentes dispositivos e incluso en diferentes redes. Para este propósito existe un compilador con un lenguaje de alto nivel similar al PASCAL, que convierte el código fuente en un código intermedio, altamente optimizado y que es ejecutado, pos-

teriormente, por una máquina virtual diseñada para tales efectos ([Grupo-Eros, 2011](#)).

La comunicación con los dispositivos de campo se realiza mediante manejadores de comunicación. Eros agrega una gran variedad de manejadores para dispositivos con interfaces OPC, Modbus, así como autómatas programables (Siemens, Nova, Omron, LG, EROSPLC), reguladores autónomos (CD600, DE20, DR24), analizadores de redes eléctricas (Circutor SMOR) y sistemas de pasaje. Paralelamente se incluyen dos módulos más; el primero está embebido dentro de la herramienta de configuración del sistema, y a través del protocolo TCP/IP, habilita la comunicación remota con otras PC que ejecuten el Eros; el segundo módulo, implementa una interfaz OLE o ActiveX para facilitar la interacción en caliente con otros sistemas, tales como, páginas web dinámicas y documentos Microsoft Office ([Grupo-Eros, 2011](#)).

Conjuntamente Eros dispone de un grupo de herramientas o aplicaciones con fines específicos:

**Sistema de reportes:** Permite generar reportes, a partir de datos y mediciones obtenidas mediante la conexión al Eros como cliente del mismo. Los reportes son presentados en formato de página web o de Microsoft Excel ([Grupo-Eros, 2010b](#)).

**Servidor Modbus:** Transfiere información entre el SCADA Eros y cualquier dispositivo o software que utilice el protocolo Modbus (IED u otro SCADA). Esta aplicación se comporta como un esclavo, por lo que puede formar parte de una red de dispositivos ([Grupo-Eros, 2010c](#)).

**EROSBDServer:** Exporta las mediciones que realiza el Eros a bases de datos de Microsoft SQL Server. Esto logra la integración del área de procesos y administrativa de una planta o empresa, y por lo tanto, elimina la brecha que generalmente media en la automatización total de una industria determinada ([Grupo-Eros, 2010a](#)).

## 2.5. Análisis y elección

En un análisis crítico de los sistemas examinados, se puede arribar a conclusiones que sirven de guía para elegir la plataforma a emplear. WinCC y Movicon brindan

perfecta funcionalidad de operación y supervisión para procesos industriales, sus diseños modernos, empleando criterios de practicidad y ergonomía, hacen posible que los usuarios lo empleen de forma intuitiva. La configuración de una aplicación basada en estos dos entornos de desarrollo es simple y eficiente, lo que representa un ahorro considerable de tiempo de programación. El hecho de contar con una base de datos del proceso integrada, trae consigo un intercambio de información entre sistemas de diversos fabricantes, y por lo tanto, mayor transparencia en la producción.

En Cuba empresas como CEDAI, ATI y COPEXTEL los emplean en sus proyectos de automatización integral, alcanzando resultados exitosos. En el caso particular de Movicon, la empresa COPEXTEL es la encargada de su comercialización en el país.

Una extensa lista de trabajos en la última década, reflejan el desarrollo de aplicaciones SCADA con Movicon o WinCC, tanto en sectores industriales o instalaciones dedicadas al turismo (Bárzaga, 2016; Valdivia, 2017; Berasategui, 2016; Amador, 2011; Urquijo, 2009). Aún así el alto costo de las licencias, hace posible que no se considere viable en este momento para desarrollar la aplicación objeto de estudio.

PACiS, por su parte, también cuenta con elevado reconocimiento internacional, a pesar de lo engorroso que resulta la configuración de una aplicación, si se compara con Movicon o WinCC. Esto precisamente se debe a la diversidad de herramientas existentes para el correcto funcionamiento de una aplicación. En Cuba no se tiene experiencia en el montaje y puesta en servicio de este sistema, incluso, no existen referencias de trabajos realizados en la comunidad científica donde se use PACiS. Aún así se conoce que paulatinamente se ha introducido en el país y un ejemplo lo constituye la subestación eléctrica de Cayo Coco, en la provincia de Ciego de Ávila. Asimismo, desde el año 2016, se han instalado baterías de grupos electrógenos, tecnología Mtu provenientes de la República Popular China, con PACiS como sistema de automatización. El autor de este trabajo participó en una de las pruebas FAT (*Factory Acceptance Test*) realizadas a estos grupos.

Según lo expuesto, para el caso de la investigación queda descartada; la necesidad de adquisición del hardware de la gama MICOM, además de las licencias para las herramientas de software, encarecerían significativamente el proyecto a realizar.

Por último, la plataforma Eros es un sistema también moderno y modular. Contie-

ne interfaces cómodas al usuario y está dotado de funciones fiables y probadas en el ámbito de la producción. Eros compite ventajosamente con otros sistemas similares en cuanto a la facilidad de configuración, al ofrecer siempre funcionalidades por omisión; la parametrización se realiza en caliente, por lo que no necesita, a diferencia de otros SCADA, detener el proceso de supervisión para efectuar cambios en la configuración.

La utilización del Eros va en ascenso, si se considera su instalación en diversas empresas, tanto en Cuba como fuera de la Isla. Según el catálogo de productos de automatización de SERCONI, en Brasil se han instalado más de 10 copias en centrales azucareros localizados en Sao Paulo. En Cuba la instalación supera las 150 copias, distribuidas en fábricas de cemento, salineras, centrales azucareros, refinerías de petróleo, sistemas de generación distribuida (88 copias en grupos electrógenos) entre otros ([Grupo-Eros, 2013](#)). En la esfera de la investigación científica se pueden señalar varios trabajos en los que se emplea Eros como sistema SCADA ([Regalón, 2015](#); [Montero, 2013](#); [Díaz, 2010](#)).

Para la aplicación de Cayo Santa María, la elección del Eros supone un ahorro económico considerable. Esto es debido a que la Empresa Eléctrica de Villa Clara posee un contrato con SERCONI para la supervisión de grupos electrógenos y por consiguiente paga la licencia. Otra característica a señalar es que se dispone de un grupo de trabajo con la experiencia necesaria para dar soporte al SCADA, una vez puesto en marcha, sin la necesidad de contratar personal ajeno a la empresa. Desde el punto de vista técnico, esta plataforma cumple con los requisitos para diseñar una solución con calidad, ajustado a las necesidades del proceso tecnológico actual y flexible hacia los proyectos futuros; punto interesante lo constituye el tema de los manejadores de comunicaciones debido a la diversidad de IED que existen en la planta.

Con las potencialidades analizadas y el ahorro monetario que traduce su utilización, queda definido que la plataforma a emplear es Eros.

## **2.6. Conclusiones parciales**

Sobre los temas tratados en el capítulo se arriba a las conclusiones siguientes:

1. Las aplicaciones SCADA resultan imprescindibles en la automatización de siste-

mas eléctricos. Las ventajas radican en minimizar las tareas de los operadores, alcanzar mayor rendimiento, aumentar la productividad y propiciar mayor seguridad.

2. Para las micro-redes aisladas, la implementación de soluciones SCADA recurre a plataformas comerciales y sistemas de control distribuidos en detrimento de soluciones abiertas.
3. La elección del Eros como plataforma de desarrollo constituye una solución técnica y económicamente factible.

# Capítulo 3

## Diseño del sistema SCADA

### 3.1. Introducción

El desarrollo de toda aplicación SCADA de mediana escala conlleva a un trabajo arduo, si se tiene en cuenta el total de variables e interfaces gráficas que lo conforman. En este capítulo se aborda el diseño del SCADA y el cliente web, tomando como punto de partida las necesidades de operadores y especialistas.

El capítulo queda organizado de la siguiente manera:

- Diseño de la red local.
- Arquitectura del sistema de adquisición de datos.
- Diseño de las interfaces de usuario o HMI.
- Cliente web.
- Conclusiones parciales.

### 3.2. Diseño de la red local

La arquitectura de la red física se basa en una topología de estrella a partir de cables de fibra óptica multimodo de 50/125  $\mu m$ . La conexión mediante cable UTP (*Unshielded Twisted Pair*), es debido a la existencia de un ordenador para fines administrativos y no se consideró necesario invertir recursos para este fin; en cambio, el enlace redundante de seis hilos entre ambos centros de control, se fundamenta en el beneficio de una vía de



comunicación alternativa entre los dos sitios donde mayor información fluye. La Figura 3.1 muestra el esquema de conexiones.

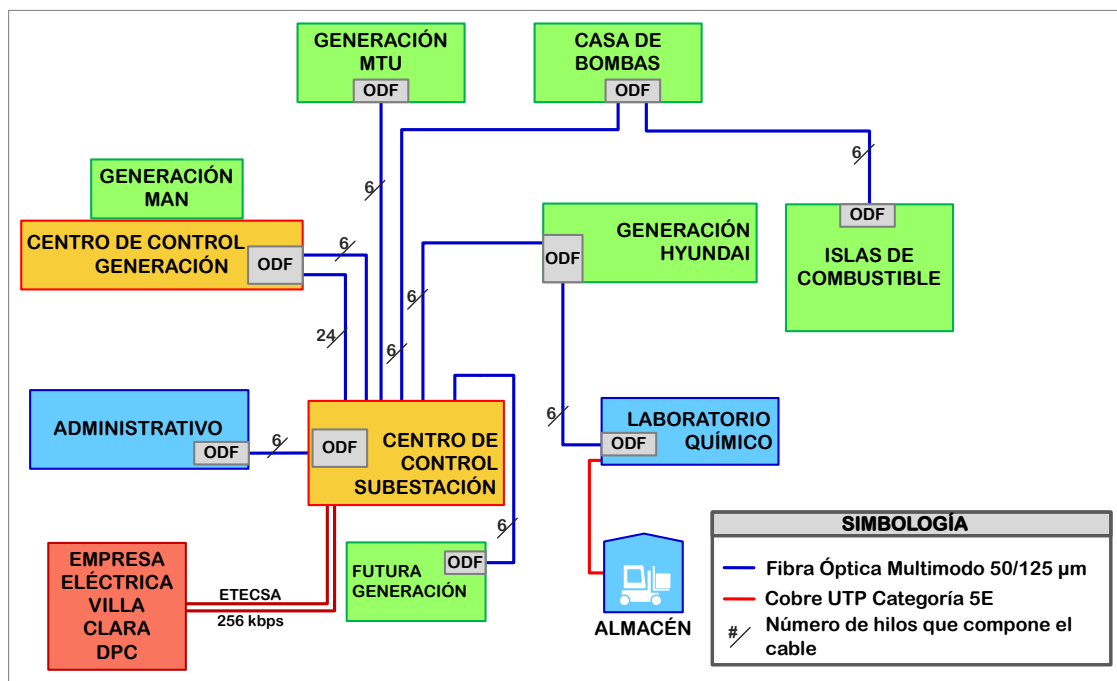


Figura 3.1: Topología de la red.

Dentro de la red local convergen dos subredes virtuales (VLAN, *Virtual Local Area Network*), una operativa y la otra corporativa, como motivo de las políticas de seguridad. Además, la comunicación con el DPC se respalda a través de un contrato con la Compañía de Telecomunicaciones de Cuba (ETECSA), a partir de dos enlaces a 256 kbps mediante *modem*. El objetivo de contratar dos canales está dado, precisamente, en utilizar uno para cada VLAN .

En cada nodo de la fibra coexisten un panel de distribución óptico (ODF, *Optical Distribution Frame*), un conversor de medio de fibra óptica a cobre y un conmutador. Como excepción en la casa de bombas y el punto de generación futura solo están instalados paneles de distribución, debido a que se prevé su utilización para proyectos futuros. La Figura 3.2 muestra en detalle los componentes relacionados con la fibra en cada nodo.

Los paneles de distribución para la fibra óptica son comercializados por la compañía japonesa Furukawa Electric. El montaje se realiza sobre un bastidor o *rack* y poseen,

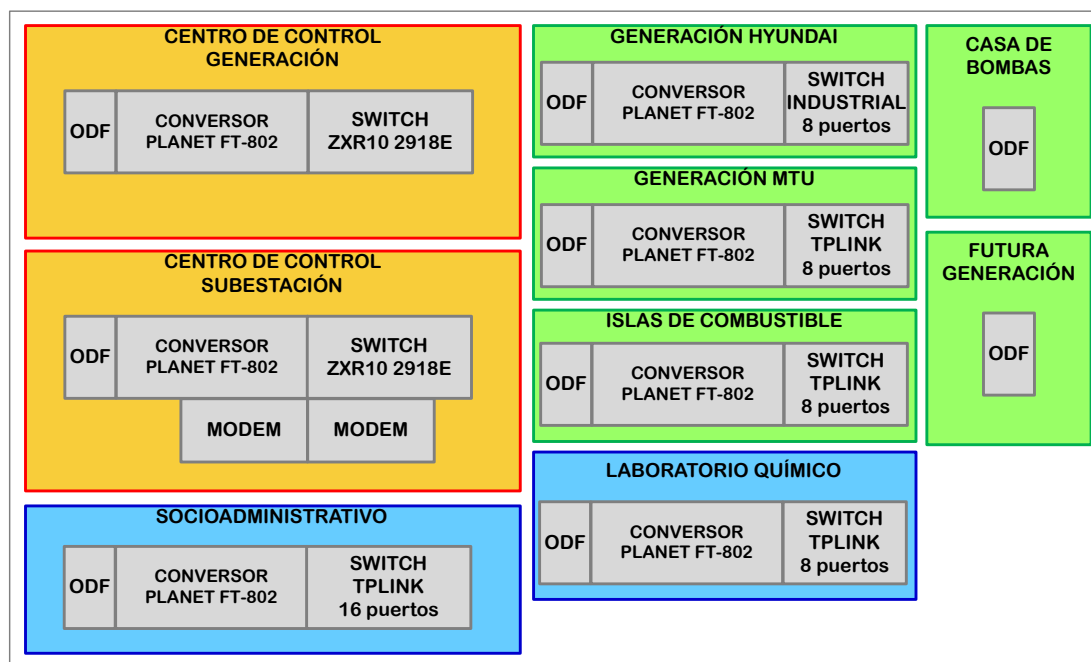


Figura 3.2: Componentes vinculados a la red de fibra en cada nodo.

en dependencia del modelo, 12 o 24 puertos. La Figura 3.3 representa el panel A270 ODF de 24 puertos.

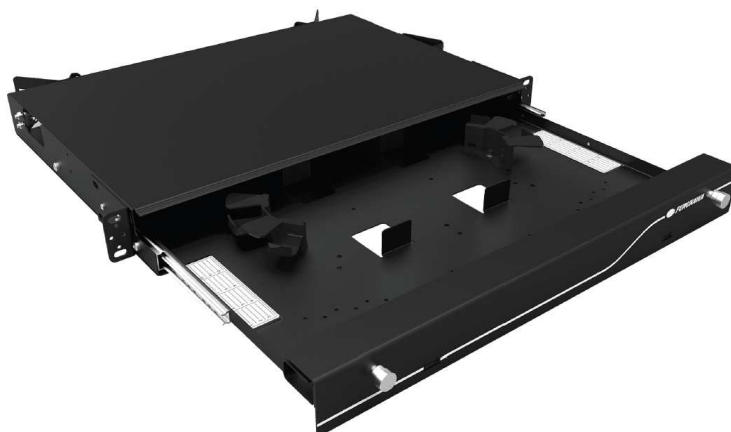


Figura 3.3: Panel de distribución para la fibra óptica de 24 puertos, *A270 ODF*.

En el caso de los conversores de medio, los propuestos son los FT-802 de la compañía taiwanesa Planet Technology (Figura 3.4), entre sus principales características se destacan ([Planet-Technology, 2010](#)):

- Adaptador de energía AC-DC (salida 5V DC, 2A máx.).

- Conectores SC (*Set and Connect*) para la fibra y RJ45 para el cable de cobre.
- Protocolos y estándares IEEE 802.3 10Base-T, 802.3u 100Base-TX 100Base-FX.
- Velocidad de transferencia de datos para la fibra 100 Mbps y para el cobre 10/100 Mbps
- Soportes de modo dúplex o semi-dúplex por autonegociación para el cobre, así como dúplex y semi-dúplex por interruptor para la fibra.
- Interruptor para habilitar o deshabilitar la función Paso de Error de Enlace.
- Distancia máxima para fibra multimodo 2 km.
- Indicadores asociados a la fuente de alimentación, estados y modos de transmisión de datos, errores de enlace, entre otros (seis en total).



Figura 3.4: Conversor Planet FT-802.

Los conmutadores propuestos, modelo ZXR10 2918E y ubicados en ambos centros de control, son fabricados por la compañía China ZTE (Figura 3.5). Son conmutadores del tipo capa 3 del modelo OSI (*Open System Interconnection*) y proporcionan servicios de definición de VLAN, VPN, DHCP (*Dynamic Host Configuration Protocol*) entre otros. La función principal, está enfocada en manejar las subredes virtuales. A continuación se enumeran algunas de las características principales ([ZTE, 2010](#)):

- Alimentación de entrada -48 V DC o 110/240 V AC, 50/60 Hz.
- 16 puertos Ethernet 10/100Base-TX fijos.

- 2 puertos, configurados como puerto Ethernet 10/100/1000Base-T o puerto SFP (*Small Form-Factor Pluggable Transceiver*) 100Base-FX/1000Base-FX, pero con la particularidad que no pueden usarse simultáneamente.
- 1 puerto de consola para gestionar varios servicios.
- Indicadores asociados al sistema (arranque, fuente de alimentación) y a los puertos (estado del enlace, transferencia de datos, velocidad y modos de trabajo)



Figura 3.5: Conmutador ZTE ZXR10 2918E.

Igualmente cuenta con diversos modos de configuración:

- Conexión a través del puerto de consola con *HyperTerminal*.
- Sesión *TELNET*.
- Conexión SNMP (*Simple Network Management Protocol*).
- Conexión web.

Por último, los demás conmutadores son capa 2 y manejan la interconexión solamente con los dispositivos de su sitio.

### 3.3. Subestación

La subestación eléctrica 13,8 kV se opera mediante DS Agile (*Digital Substation Agile*) de Alstom. Este sistema ofrece una solución para el telecontrol de subestaciones basada en una red principal IEC 61850 sobre Ethernet con topología de anillo redundante. A la red principal están conectados:

- 2 conmutadores Ethernet MICOM Alstom de la serie H.

- 2 estaciones de trabajo con DS Agile OI (*Operator Interface*). En una estación está compartido el servidor con un cliente y en la otra un cliente redundante.
- 23 relés de protección del tipo MICOM P142, P143 y P642.
- 3 controladores de bahía MICOM Alstom C264.
- 3 *gateways* MICOM Alstom A300 para el telecontrol de la subestación; el primero está configurado como servidor OPC, el segundo con el protocolo DNP3 y el tercero con los protocolos IEC 60870-5-104 e IEC 60870-5-101.
- Controlador DapServer, empleado igualmente para telecomandar la subestación mediante el protocolo Modbus.

Además de los dispositivos señalados están instalados: 36 analizadores de redes del tipo DIRIS A40, enlazados a los MICOM C264 mediante un bus RS-485 y protocolo Modbus y un GPS acoplado al puerto IRIG-B de un controlador de bahía para la sincronización horaria de todos los IED.

De forma general, el control de la subestación se puede realizar: localmente desde las celdas o el panel de mando y remoto desde el OI, los *gateways* o el servidor DAP. Precisamente la integración de los parámetros de la subestación se lleva a cabo mediante el servidor DAP. La Figura 3.6 muestra la arquitectura de DS Agile.

### 3.3.1. DAPServer

La familia de productos DAP (*Digital Automation Platform*) de Alstom, es diseñada para subestaciones eléctricas y sistemas de potencia industrial. Específicamente, el DAPServer, es un IED empujado sobre un sistema operativo Linux que posee las siguientes características ([Alstom, 2013a](#)):

- Base de datos de tiempo real.
- Hardware de vigilancia (*watchdog*) y componentes de diagnóstico en línea y autoreinicio.

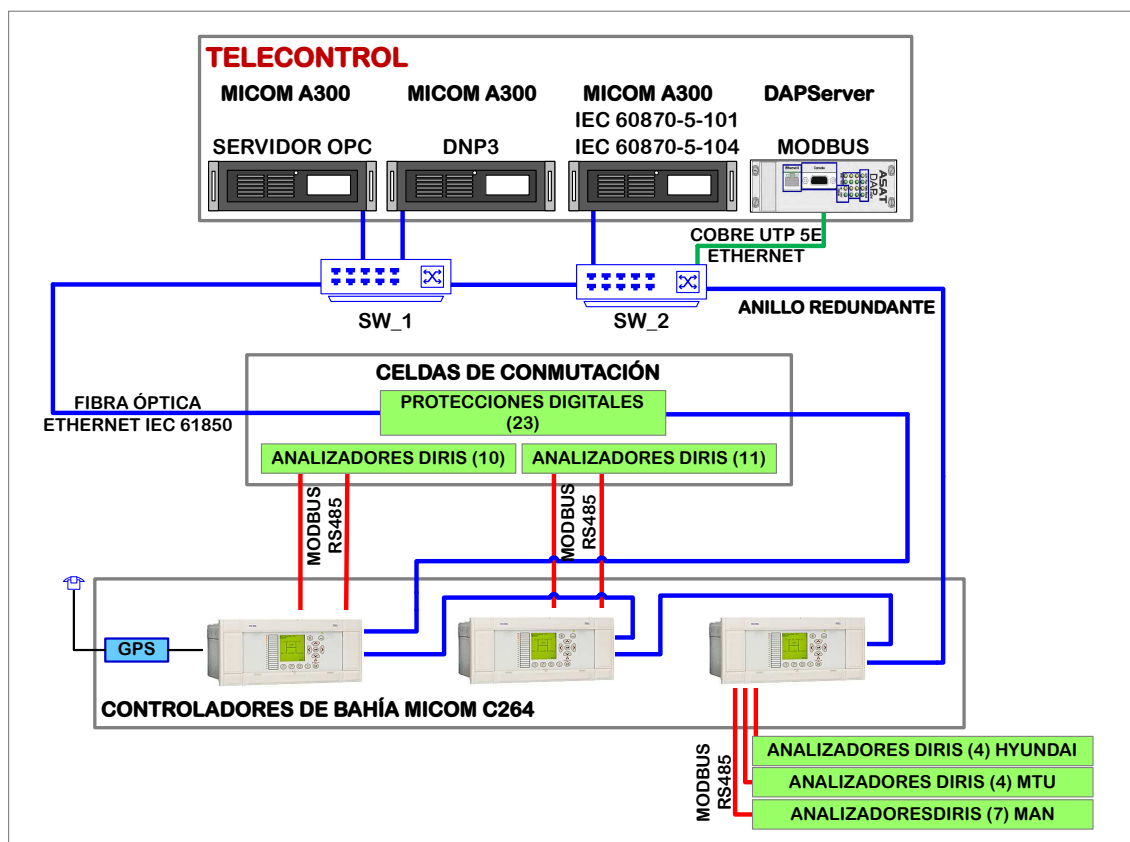


Figura 3.6: Arquitectura del sistema DS Agile.

- Seguridad y gestión de servicios de aplicación de redes como SSH/SSL/TSL (*Secure Shell/Secure Sockets Layer/Test and Set Lock*), IPsec (*Internet Protocol Security*), SFTP (*Secure File Transfer Protocol*), cortafuegos y funciones de ruteo.
- Arquitectura redundante de acuerdo a las necesidades de uso. La redundancia puede obtenerse en el servidor, los canales de comunicación o la fuente de alimentación.

Entre las funcionalidades más importantes se destacan ([Alstom, 2013a, 2014](#)):

**Servicio de conversión de protocolo:** Aporta flexibilidad en la selección e integración de IED dentro de subestaciones sin restricciones de protocolos.

**Concentrador de datos:** Posibilidad de concentrar datos de un amplio rango de dispositivos, en su base de datos intrínseca de tiempo real, para luego servirlos hacia

otros SCADA, paneles HMI locales u otros dispositivos. Para este fin DAPServer puede ejecutar cálculos complejos y operaciones lógicas de los datos adquiridos antes de ser enviados.

**Puerto virtual:** Proporciona un camino de comunicación virtual y seguro entre la PC y dispositivos locales o remotos.

**HMI:** Incluye una interfaz integrada (DAPview) que proporciona mediciones, indicaciones, gestión de alarmas, tendencias y control de subestaciones tanto en sitio como de forma remota a través de un navegador web.

**Controlador lógico programable:** Está equipado con un módulo de software opcional, mediante el que se pueden crear aplicaciones programadas en base a eventos o para la ejecución periódica.

**Librería de dispositivos:** Brinda un conjunto de plantillas que incluyen protocolos de comunicaciones para los IED más comunes (direccionamiento). En este sentido están disponibles asistentes de importación que permiten reducir el tiempo de configuración y errores al ingresar los datos.

La configuración, mantenimiento y diagnóstico de DAPServer se produce a través de la herramienta DAPStudio. Esta interfaz posibilita el acceso a todas las funciones y a la base de datos de DAPserver. De la misma forma se pueden gestionar los proyectos, es decir, cargar (desde el servidor hacia el ordenador) y descargar (desde el ordenador hacia el servidor) la configuración, actualizar o modificar el *firmware*, manejar las zonas de memoria, definir la sincronización horaria entre otras opciones ([Alstom, 2013a,b](#)).

La funcionalidad de comunicación de DAPServer es flexible, capaz de acomodar diferentes tecnologías. Un amplio rango de protocolos son soportados, tales como: SPA-Bus, Modbus, DNP3, IEC 60870-5-101/103/104 e IEC 61850. También soporta los modos de operación como cliente o simultáneamente cliente y servidor ([Alstom, 2013a](#)).

Actualmente se comercializan varias versiones en función de las necesidades de la aplicación de automatización, y van desde el “DAPmini” hasta el sistema multiprocesador distribuido de seis nodos “DAP300” ([Alstom, 2014](#)). El dispositivo que opera en la subestación es el “DAPmini” (Figura 3.7) y las principales características de hardware se resumen a continuación:



Figura 3.7: Servidor DAPmini.

- Procesador *PowerPC*.
- 64 MB *Flash*, 256 MB SDRAM.
- Almacenamiento interno CF.
- 3 puertos Ethernet 10/100 Base-T.
- 5 puertos RS-232, 300-115, 200 bps.
- 1 puerto RS-232 (consola).
- Entrada y salida IRIG-B.
- Asistente de importación de configuración para RTU tipo D20.

### 3.4. Generación Mtu

Estructuralmente los grupos electrógenos Mtu están ubicados dentro de contenedores, y a su vez todos tributan a un contenedor adicional, denominado de media tensión, en el cual están instalados los interruptores de salida a la subestación. Para el régimen de trabajo de cada grupo los motores de combustión interna operan con combustible diesel.

El control y protección de cada par motor-generator lo ejerce el Controlador para Motores Diesel Mtu (MDEC, *MTU Diesel Engine Controller*) acoplado al Controlador Avanzado de Grupos Electrógenos (AGC, *Advanced Gen-set Controller*). Paralelamente se emplea el servidor de puerto serie Nport como enlace entre los AGC y el SCADA.



La Figura 3.8 muestra de forma simplificada la arquitectura del sistema de adquisición de datos de los grupos Mtu.

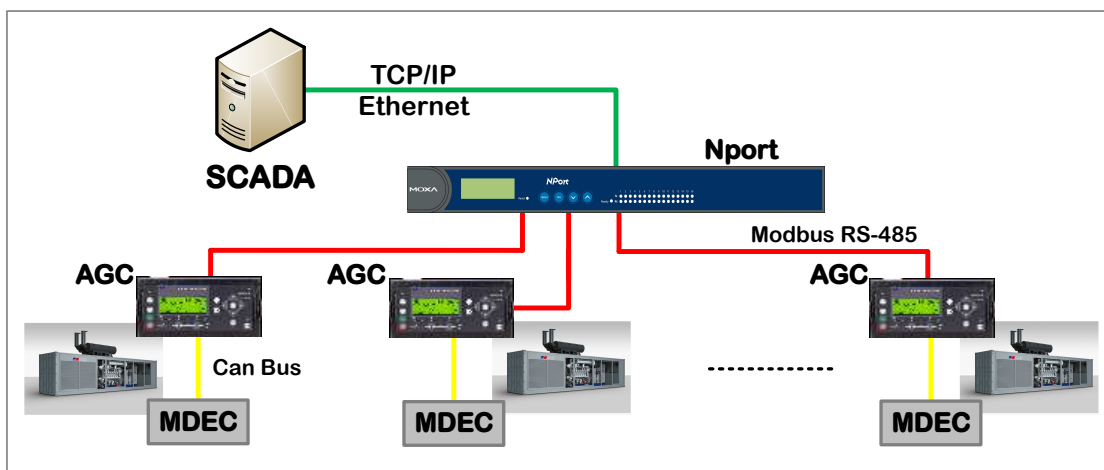


Figura 3.8: Adquisición de datos de los grupos Mtu.

### 3.4.1. AGC

La familia de productos Multi-line 2, de la compañía danesa DEIF, engloba una gama completa de equipos multifunción de protección y control de generadores, integrando las funciones necesarias en una solución compacta. Particularmente, el AGC, tiene como filosofía de diseño ofrecer un dispositivo de bajo costo a los fabricantes de grupos electrógenos que precisen de un equipo flexible, en aplicaciones desde media hasta gran envergadura. En la actualidad se comercializan versiones básicas que pueden complementarse con funciones opcionales para lograr una solución óptima.

El AGC es un IED basado en microprocesador, consta de un sistema de medición trifásico que constituye la base para realizar todas las funciones de control y protección de un grupo electrógeno. Está dividido por un conjunto de placas electrónicas, algunas estándar (no intercambiables) y otras destinadas a opciones específicas.

La Figura 3.9 y la Tabla 3.1 muestran una vista de los terminales así como los componentes de hardware. Igualmente se compone de: un puerto de comunicación denominado de servicio, otro puerto destinado al *display* y un puerto Ethernet que aparece solo en algunas opciones de AGC (DEIF, 2008, 2013).

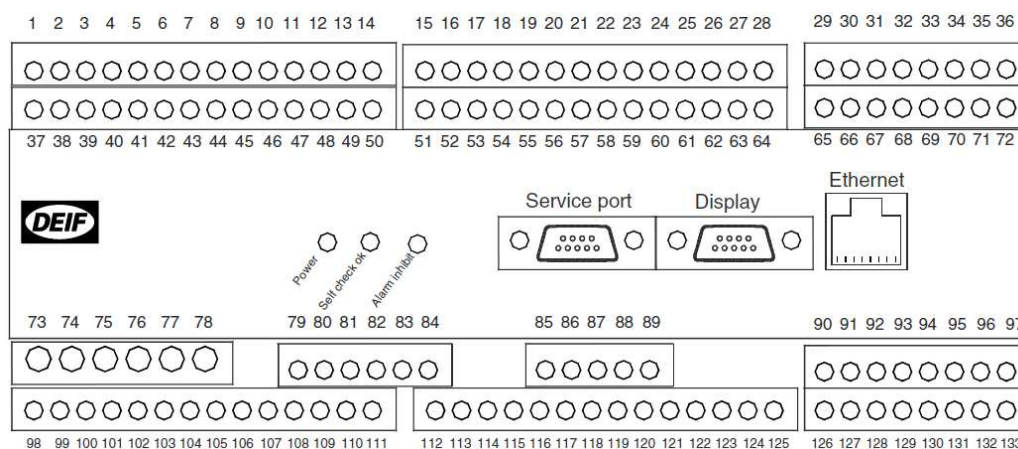


Figura 3.9: Terminales del AGC.

Tabla 3.1: Componentes de hardware del AGC.

Ranura	Tipo	Terminales	Opción AGC
1	Fuente de alimentación e I/O binarias	1-28	Estándar
2	Comunicación externa	29-36	H1, H2, H3
3	Control del reparto de carga (I/O)	37-64	G3, M12
4	Control: gobernador y AVR	65-72	Estándar
5	Circuitos de medición AC	73-89	Estándar
6	Salidas configurables a relés	90-97	F1, M13, M14, M15
7	Parámetros del motor	98-125	Estándar
8	Comunicación interna	126-133	G4, H4
9	TCP/IP Ethernet	RJ45 Con.	N1

A continuación se sintetizan las características principales de estos dispositivos:

- Múltiples modos de operación tanto para aplicaciones con un solo generador como varios. Entre los modos de operación se pueden citar: automático en fallo de red, aislado, potencia fija/carga base, transferencia de carga, entre otros.
- Protecciones al generador: sobrecorriente, potencia inversa, razón de cambio de frecuencia, entre otras.
- Comunicación con motores de combustión de varios fabricantes a través de los controladores ADEC/MDEC (*Advanced/MTU Diesel Engine Controller*) utilizando el protocolo CAN BUS (J1939).
- Control remoto mediante los protocolos Modbus y Profibus DP sobre el estándar

RS-485, TCP/IP Ethernet o módem GSM (*Global System for Mobile Communications*).

- Almacenamiento de históricos (alarmas y eventos).
- Interfaz multilenguaje.
- Temperatura de operación que oscila entre  $-40$  y  $70^{\circ}\text{C}$ .
- Grado de protección de la unidad hasta IP66.

La configuración es realizada de forma sencilla, mediante la estructura del menú de la pantalla (protegido con contraseña) o la conexión RS-232 al ordenador a través del puerto de servicio. Para este último caso se emplea el software *Multiline 2 Utility*, diseñado para sistemas operativos Windows y que ofrece funciones adicionales tales como: la supervisión de toda la información relevante durante la puesta en marcha, el grabado y descarga de la configuración y las actualizaciones.

### 3.4.2. Nport 5600

La familia de servidores Nport 5600, están diseñados para leer IED con conexión serie, a partir de una conexión Ethernet basada en TCP/IP. Actualmente se distribuyen varios modelos donde varía el medio físico de conexión, el número de puertos y el modo de energizarse.

La configuración de cada Nport se lleva a cabo: utilizando los botones y la pantalla directamente en el dispositivo, mediante una sesión *TELNET*, a través de una consola web (navegador) y con la herramienta *Nport Administration Suite*. Desde el punto de vista de conexión al SCADA, cada Nport maneja *drivers* COM que operan sobre sistemas operativos Windows y TTY sobre Linux. Los *drivers* establecen el enlace de forma transparente entre los puertos series del Nport y el puerto local COM/TTY de la computadora *host*; este modo de trabajo permite hasta cuatro conexiones simultáneas a un mismo dispositivo serie ([MOXA, 2010](#)).

El servidor Nport 5630-16 es el que se emplea para mediar la comunicación entre los AGC y el SCADA. Está conformado de 16 puertos serie RS-485 y 1 puerto LAN

10/100 Mbps, ambos tipos con conectores RJ45, también incluye protecciones contra descargas electrostáticas a cada puerto (15 kV para los serie y 1.5 kV para el LAN) y posee indicadores para manejar los estados de alimentación, el arranque, la conectividad y la transmisión de datos (MOXA, 2010).

### 3.5. Generación Hyundai y Man

Los grupos electrógenos tecnología Hyundai 1700 kW están agrupados por baterías. Una batería constituye el número mínimo de objetos tecnológicos que operan conjuntamente para llevar a cabo el proceso de generación. Al igual que los Mtu antes descritos, cada objeto está incluido dentro de un contenedor. En el caso de los grupos Man, los objetos tecnológicos están en su mayoría contenidos en una estructura también cerrada.

Si se establece una comparación en cuanto al proceso de generación de estas dos tecnologías, se concluye que es semejante, la principal diferencia con respecto a los grupos Mtu radica en que los motores de combustión emplean *fuel oil* para su régimen continuo de trabajo. Al manejarse este tipo de combustible, muy viscoso para el consumo directamente por el motor, se precisa de una serie de procesos que tributen a calentarlo y refinarlo, antes de ser consumido por este.

La purificación y calentamiento del *fuel oil* se realiza en la unidad de tratamiento de combustible pesado, para ello se utiliza el vapor producido por calderas recuperadoras. El principio de trabajo de las calderas, se fundamenta en el uso de los gases de escape de los motores que resultan del proceso de combustión; mientras, el agua suministrada a la caldera proviene de una planta de tratamiento químico que elimina las impurezas del agua (García, 2017).

Desde el punto de vista de automatización, ambos procesos se controlan a partir de sistemas distribuidos basados en PLC y SCADA. En los Hyundai, los PLC son Siemens S7-300, con CPU-315 y para la regulación y protección de los generadores se emplea el controlador de conexión en paralelo al generador (GPC, *Generator Paralelling Controller*). El SCADA instalado es WinCC versión 6.2. En los grupos Man, los autómatas son ABB de la serie AC800, con CPU PM851 y PM856 respectivamente. El sistema SCADA que opera es *Industrial 800xA*, versión 5.0, también de ABB.

La unificación de los parámetros de estos grupos a la aplicación, se realiza a través del estándar abierto OPC. Este protocolo ofrece elevada fiabilidad en la comunicación así como un ahorro considerable de tiempo para su configuración. Para lograr este propósito es imprescindible emplear la tecnología DCOM (*Distributed Component Object Model*) y el buscador de servidores OPC, *OPCENUM.exe*, debido a que el intercambio entre los servidores (WinCC e Industrial 800xA) y el cliente (Eros) se realiza de forma remota. En la Figura 3.10 se muestra de forma general la arquitectura de la red industrial para integrar la generación Hyundai y Man, y en el Anexo A se expone el procedimiento para establecer la comunicación OPC a través del DCOM y el *OPCENUM.exe*

### 3.6. Diseño de las interfaces de usuario o HMI

La interacción eficaz entre el usuario y el proceso, depende en gran medida de la información relevante que sean capaz de brindar las interfaces de usuario. El diseño de estas HMI se colegia con los especialistas y operadores de la empresa que actúa como cliente, de forma tal que se normalicen: los intereses de colores, la jerarquía, la navegación, los niveles de seguridad y otras características que resultan indispensables. A pesar de lo anterior diversas investigaciones destacan la importancia que conlleva a realizar un buen diseño basado en normas.

Ponsa, Díaz y Amante ([Ponsa, 2007](#), [2009](#)) proponen una metodología para la guía ergonómica de diseño de interfaces de supervisión (GEDIS), enfocada a ambientes industriales con salas de supervisión computarizadas y centralizadas. La metodología incluye varias pautas o elementos a seguir, organizados de lo general a lo particular. Como resultado final se determina un índice de evaluación global de la interfaz analizada, el cual puede ser empleado para la comparación con otros diseños o simplemente para proponer modificaciones al diseño en el que se aplique. A continuación se describen de forma sintetizada los elementos que, según esta guía, son fundamentales para reproducir interfaces de supervisión de procesos.

**Arquitectura:** Se define el mapa gráfico de las pantallas que componen el sistema y sus relaciones lógicas, así como las funciones que realiza cada pantalla.

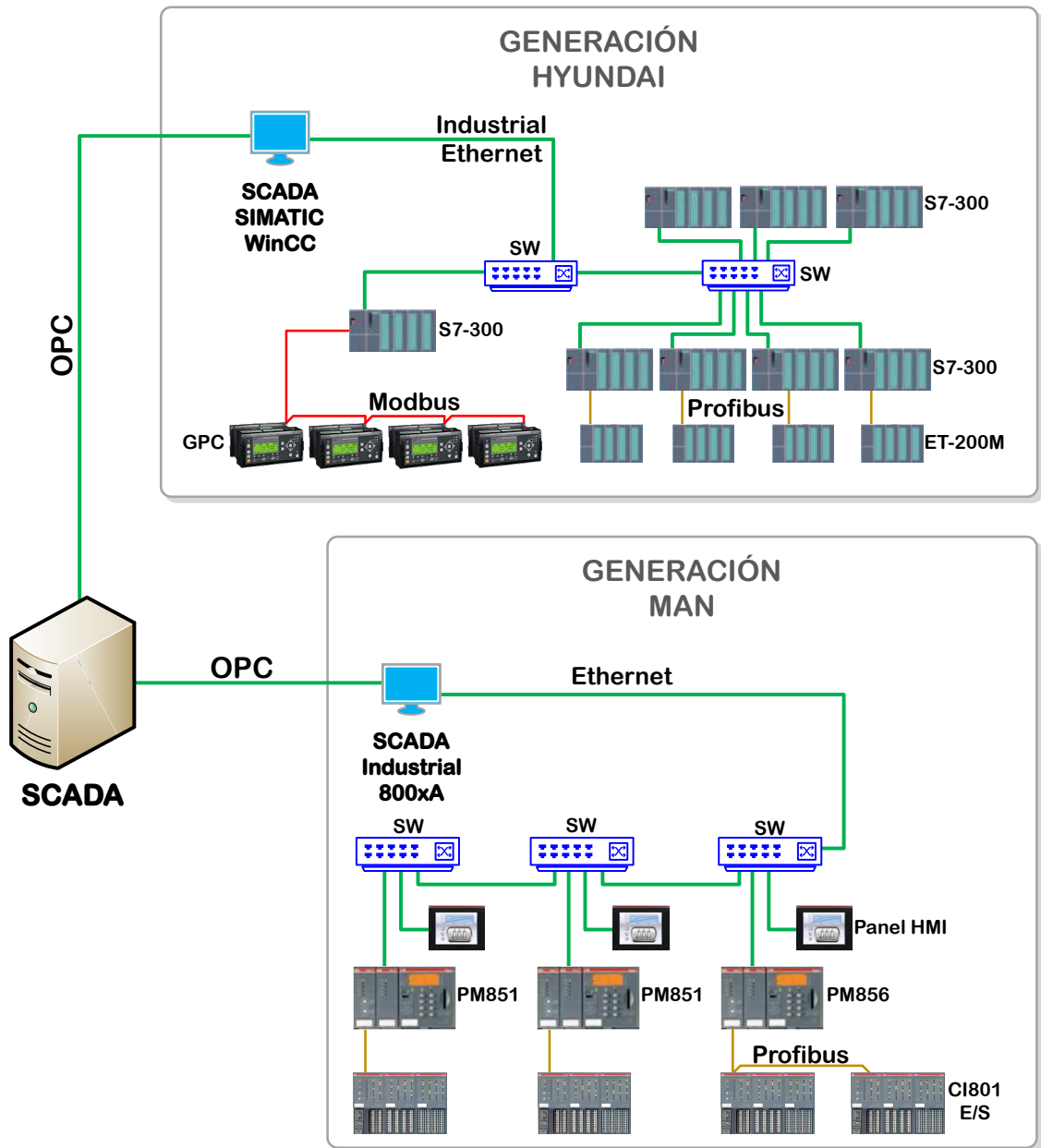


Figura 3.10: Adquisición de datos de los grupos Hyundai y Man.

**Distribución de las pantallas:** Se define la tipología o clasificación de las pantallas y se crean las plantillas asociadas a cada tipo.

**Navegación:** Se define formalmente las formas de navegación (barra de botones, íconos y menús), la ubicación y el tamaño que ocupa.

**Uso del color:** Se definen las especificaciones de colores en el estado de los equipos,

el fondo de pantalla, los materiales y fluidos, las alarmas, el texto y los valores numéricos.

**Información textual:** Se definen los estándares de las fuentes (tamaño, acrónimos y abreviaturas) y los criterios aplicados a la alineación y el espaciado.

**Estado de los equipos y eventos del proceso:** Se define el estándar gráfico de símbolos e íconos que representan el estado de los equipos, así como los cambios de estados digitales (Encendido/Apagado) asociados a eventos. Para este fin se emplean los estándares locales, nacionales o internacionales, de manera que la simbología sea homogénea y fácil de reconocer y diferenciar por el operador.

**Información y valores del proceso:** Se define la lista clasificada de valores analógicos de la planta y los grupos de datos relacionados que, conjuntamente a los prototipos de la fase anterior, serán agregados a cada pantalla.

**Gráficos de tendencias y tablas:** Se definen los grupos de tendencias y las tablas de datos que serán mostradas al operador, a partir del grupo de variables definidas en la etapa anterior.

**Comandos e ingreso de datos:** Se definen los estándares de los botones de comando y selecciones, el de ingreso de datos y las plantillas de los diálogos.

**Alarmas:** Se definen las características principales del sistema de alarmas y mensajes al operador, el esquema de las prioridades y la ubicación en la pantalla (en caso de no haberse definido en la fase de distribución). Además se completa la simbología relativa a esta representación.

El diseño de las interfaces del SCADA que se propone en este trabajo, sigue pautas relacionadas con la GEDIS; aún así, debido a los cuatro supervisores operantes en el sistema eléctrico, se hace de vital interés lograr cierta similitud con respecto a ellos, principalmente en cuanto al uso del color en el estado de los equipos. Algunos de los requisitos analizados con los especialistas se definen a continuación:

- La arquitectura jerárquica de las pantallas no debe excederse de cuatro niveles.
- Los elementos de navegación deben ser fácilmente accesibles.

- Los tiempos de muestreo deben establecerse a 250 ms para las variables relacionadas con la generación y 1000 ms para las restantes variables.
- Definir tres niveles de seguridad: administrador, supervisor y operador.
- La gestión de usuarios y modificaciones de los sinópticos pueden ser realizadas solo por el usuario administrador.

Definidos los requisitos funcionales y de operación, la estructura de las pantallas queda según la Figura 3.11. El usuario, en general, interactúa con cuatro sinópticos principales:

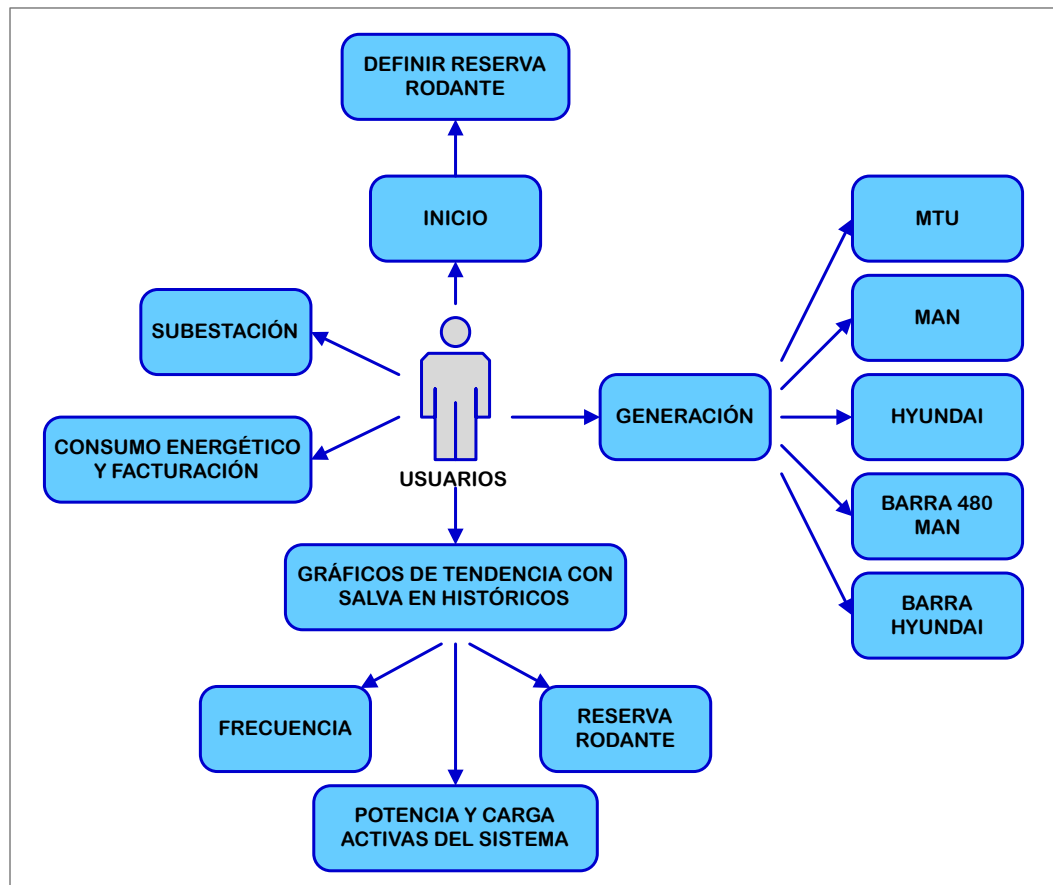


Figura 3.11: Estructura de las interfaces de usuario del SCADA.

**Inicio:** Contiene las mediciones generales del sistema con un enlace a otra pantalla en la cual se realiza el cálculo de la reserva rodante.



**Generación:** Contiene las mediciones de potencia activa y reactiva así como los estados de trabajo de todos los grupos instalados. A partir de este sinóptico es posible acceder a otras pantallas que a su vez incluyen todos los parámetros en detalle de cada grupo (específicamente una pantalla para cada uno) así como las mediciones de las barras Hyundai y Man.

**Subestación:** Contiene las mediciones principales de cada celda de conmutación que alimenta a los circuitos (dispuestos en circuitos de entrada y de distribución). También se representan los estados de apertura y cierre de los interruptores y cuchillas.

**Consumo Energético y Facturación:** Contiene las variables relacionados con el consumo energético.

Además de los sinópticos antes descritos, el SCADA según los requisitos, incluye una pantalla para el tratamiento de alarmas y otras con gráficos de tendencia con salva en históricos. Por último se emplea un sistema de reportes con las mediciones más significativas, tanto de la generación como de la carga en los circuitos de salida de la subestación, en intervalos de tiempo de una hora.

### 3.7. Cliente web

La necesidad de monitorización de los parámetros del sistema eléctrico, desde la red corporativa, hace pensar primeramente en instalar estaciones clientes del SCADA, a todos los especialistas que necesitan de esta opción. Debido a que no se permite el acceso directamente a la red operativa esta solución queda descartada; por lo tanto se opta por utilizar un cliente web.

Normalmente las soluciones propietarias integran servidores web y solo se necesita de un navegador. Una vez que el SCADA esté en modo de ejecución, es posible visualizar los sinópticos deseados a través de esta interfaz. En el caso particular del Eros, esta herramienta no está directamente disponible, sin embargo, mediante la EROSNNet se pueden crear páginas web dinámicas con este propósito.

La EROSNet es un servidor COM presentado como una biblioteca de enlace dinámico (DLL, *Dynamic-Link Library*). En general, esta biblioteca exporta las funcionalidades básicas del Eros a través de la interacción con otros sistemas que soporten la tecnología COM. Las aplicaciones basadas en la EROSNet son del tipo de arquitectura cliente-servidor, en la que se puede discernir como servidor al Eros y como cliente a la aplicación que desarrolla el usuario. Por lo tanto, para desplegar un cliente solo es necesario crear instancias de la clase *TEROSClient* (Rodríguez, 2010).

Las características funcionales del cliente, al igual que las del SCADA, fueron discutidas previamente con los especialistas que darán uso al mismo. Como principal requisito resulta que las variables a visualizar sean del tipo “solo lectura”, es decir, sin la posibilidad de ejercer control sobre el Eros. El otro requisito define que el tiempo de refrescamiento de las variables sea de 1000 ms.

La programación del cliente para adquirir las variables incluidas en el SCADA se desarrolla empleando el lenguaje JavaScript; se utilizan dos métodos fundamentales: el primero está asociado a la conexión con el Eros, a través de los atributos *Host* y *Puerto*, el segundo devuelve, directamente, las variables como una cadena de caracteres.

Desde el punto de vista de diseño, la interfaz gráfica se codifica utilizando el *framework front-end Bootstrap*. Este conjunto de herramientas de código abierto es compatible con la mayoría de los navegadores, contiene plantillas de diseño con tipografías, formularios, botones, cuadros, menús de navegación y otros componentes basados en HTML (*HyperText Markup Language*) y CSS (*Cascading Style Sheets*), también incluye extensiones de JavaScript opcionales adicionales. Otra de sus características destacadas es que las aplicaciones con Bootstrap son responsivas o adaptables, es decir que las páginas se ajustan de manera dinámica de acuerdo a la resolución del dispositivo utilizado (Spurlock, 2013; Pavón, 2014; Twitter, 2017).

La Figura 3.12, representa el boceto a priori de la interfaz gráfica del cliente web. El diseño es sencillo, compuesto en la parte superior por una barra de navegación, seguido el encabezado, luego el contenido y por último el pie de página.

La barra de navegación incluye elementos de enlace (**SECC**) a las secciones que conforman el contenido, decisión que se fundamenta en agrupar los parámetros de cada tecnología y con ello organizar de forma coherente la información. La representación



Figura 3.12: Boceto del cliente web.

de la información relevante del sistema se realiza en forma de tablas, para lo que se maneja el complemento *DataTables()* de la librería *jQuery* de *JavaScript*. *DataTables()* proporciona controles e interacciones avanzadas con tablas en formato HTML, como por ejemplo: filtro de búsqueda y elementos de paginación ([jQuery, 2017](#)).

### 3.8. Conclusiones parciales

Posterior a tratar los diseños de la red local, el sistema de adquisición de datos y las interfaces del SCADA y el cliente web se llegan a las siguientes conclusiones:

1. El diseño de la red propició de forma exitosa la interconexión de todos los objetivos a nivel físico. La creación de las subredes virtuales hizo posible aislar la red tecnológica de la corporativa aportando mayor seguridad.

2. La adquisición de datos de la red industrial a través del protocolo Modbus y el estándar OPC, proporciona elevada fiabilidad en la comunicación y simplicidad en la configuración.
3. Los diseños de las interfaces de usuario, de la aplicación en general, cumplen con los requisitos funcionales y de operación preestablecidos en la concepción del proyecto.

# Capítulo 4

## Discusión de los resultados

### 4.1. Introducción

En las secciones anteriores quedaron definidas las pautas o requisitos indispensables que tributan a un diseño eficaz y confiable del sistema SCADA. El presente capítulo se centra en la evaluación del desempeño de la aplicación, y los resultados que se muestran fueron publicados en la revista *Sistemas y Telemática*; la cual es editada por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Colombiana ICESI ([Samada, 2018](#)). El capítulo sigue la siguiente estructura:

- Interconexión Eros-ION Enterprise.
- Interfaces gráficas de usuario.
- Pruebas al sistema de adquisición de datos.
- Pruebas funcionales al SCADA y el cliente web.
- Valoración económica.
- Conclusiones parciales.

### 4.2. Interconexión Eros-ION Enterprise

La inclusión de las variables del sistema aislado Cayo Santa María, en el supervisor del Despacho Provincial de Carga (DPC), constituye una de las tareas propuestas en este trabajo. Para proceder a la interconexión Eros-ION, primeramente se expone la

estructura del sistema de comunicaciones del DPC con los objetivos que supervisa, luego se caracteriza el sistema ION Enterprise y por último se definen las herramientas a emplear.

#### **4.2.1. DPC**

El DPC gestiona la distribución de toda la energía del territorio, para este fin se emplean tres fuentes de adquisición y concentración de datos.

**Sistema Eros:** centraliza las mediciones relacionadas con la generación distribuida basada en grupos electrógenos, tanto aislados como sincronizados a la red nacional y sirve de enlace con el DNC.

**Gateway DNP3-Modbus:** concentra las mediciones de las subestaciones eléctricas de 4, 13 y 33 kV respectivamente. Estas subestaciones no atendidas son controladas a través de recerradores Nu-Lec vía radiofrecuencia.

**Sistema ION:** constituye el soporte fundamental del DPC para la operación. Se emplea para telemedir directamente las subestaciones de 110 y 220 kV, las fronteras del territorio y la generación distribuida basada en energías renovables (celdas fotovoltaicas). Indirectamente, integra el telecontrol de los recerradores Nu-Lec a través del *gateway*, así como los emplazamientos de grupos electrógenos mediante el Eros.

Para representar la información a los operadores se dispone de una pantalla dinámica con un esquema monolineal del territorio.

#### **4.2.2. ION**

Power Logic ION Enterprise es usado ampliamente para la gestión de energía de redes eléctricas, tanto de suministradores como de consumidores. Esta solución es comercializada por Schneider Electric, ofrece funciones de control y el análisis de la fiabilidad y la calidad de la energía; lo que permite reducir los costos asociados a ella.

ION Enterprise, como también se suele llamar, está diseñado para el acoplamiento con la gama de analizadores de redes ION; aunque también soporta gran variedad de dispositivos de terceros fabricantes que incluyen protocolos de comunicación: Modbus, DNP3 y OPC. En su núcleo, está compuesto por cuatro módulos de software: *Management Console*, *Vista*, *Designer* y *Reporter* ([Schneider-Electric, 2009](#)):

**Consola de administración:** Constituye la interfaz de administración del sistema ION, permite añadir nuevos dispositivos, supervisar eventos y gestionar las cuentas de usuarios y las contraseñas.

**Vista:** Constituye la interfaz de supervisión y control, permite crear diagramas de redes interactivos y personalizados, mostrar valores en tiempo real o históricos, trazar gráficos, analizar datos y formas de onda, realizar *resets*, disparos u operaciones de control.

**Diseñador:** Constituye la interfaz de programación; con este módulo se puede acceder visualmente a la configuración de los analizadores ION, programar lógicas personalizadas (*framework*) o copiar estas lógicas de un dispositivo a otro, incluso es posible importar de un *framework* plantilla.

**Reportes:** Es la interfaz de creación y gestión de informes a partir de un navegador web, en este módulo también se definen los intervalos de facturación.

Dentro de estos módulos principales, además coexisten interfaces para: crear direccionamientos a dispositivos con protocolo Modbus (*MDI, Modbus Device Importer*), administrar la base de datos integrada (*Database Manager*) y visualizar las estadísticas de comunicación con sitios y dispositivos (*Diagnostics Viewer*).

### 4.2.3. Arquitectura de la interconexión Eros-ION

Las herramientas que se utilizan para la interconexión Eros-ION se muestran en la Figura 4.1.

Inicialmente se adicionan las variables en el Eros ubicado en el Despacho, para este fin se emplea el manejador integrado denominado “Variables Remotas”, que posibilita

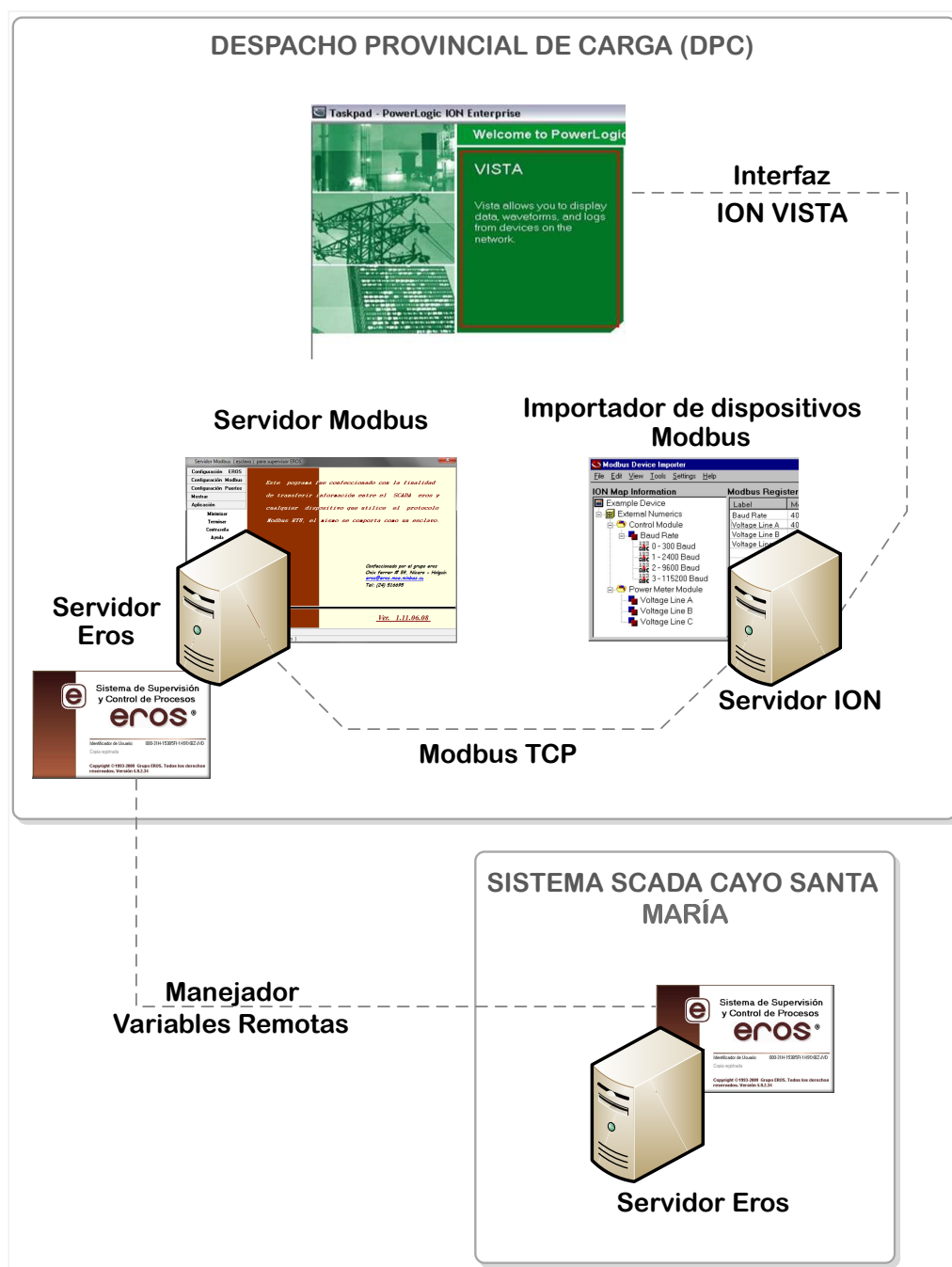


Figura 4.1: Integración de las variables del SCADA de Cayo Santa María en el supervisor ION del DPC.

interconectar dos o varios sistemas Eros. Luego se exportan al ION mediante la aplicación Servidor Modbus de Eros, el cual actúa como esclavo y emplea tecnología COM o DCOM, en dependencia si la comunicación se produce localmente o de forma remota. Por último, desde ION, se importan las variables de forma directa a través de la interfaz



MDI.

### 4.3. Interfaces gráficas de usuario

A partir de los requisitos descritos en la sección 3.6, se conformaron las interfaces para la operación y monitorización del sistema eléctrico. La aplicación SCADA finalmente cuenta con 29 sinópticos (Samada, 2018), accedidos de forma sencilla mediante un sistema de navegación por botones o a través del menú desplegable que incluye el Eros (Figura 4.2). Desde cada sinóptico es posible ejercer ambas vías de navegación.

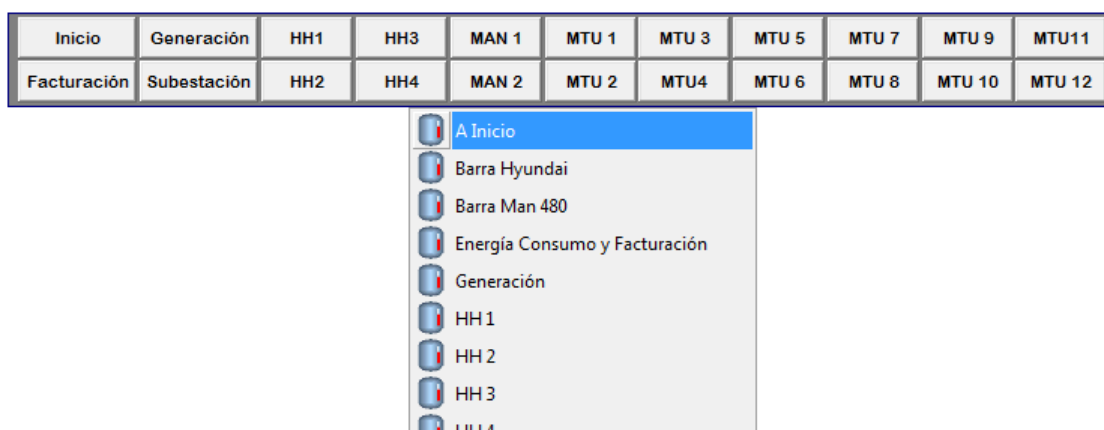


Figura 4.2: Interfaz de navegación por botones y por el menú desplegable.

#### 4.3.1. Interfaces principales

La pantalla donde inicia la aplicación se muestra en la Figura 4.3. Esta interfaz permite al operador monitorizar los parámetros generales del sistema, como son: la frecuencia, los totalizadores de generación y carga de los circuitos de distribución, el balance, la reserva rodante y la carga específica, en valores porcentuales, de cada grupo. También se incluye un gráfico de tendencia en el cual se exhibe la generación total de potencia y la carga.

Es válido resaltar que los gráficos de tendencias constituyen los principales medios de agrupamiento de variables, para crear esquemas informativos a los usuarios. En este caso particular, cada variable representada en los gráficos se almacena en los históricos;

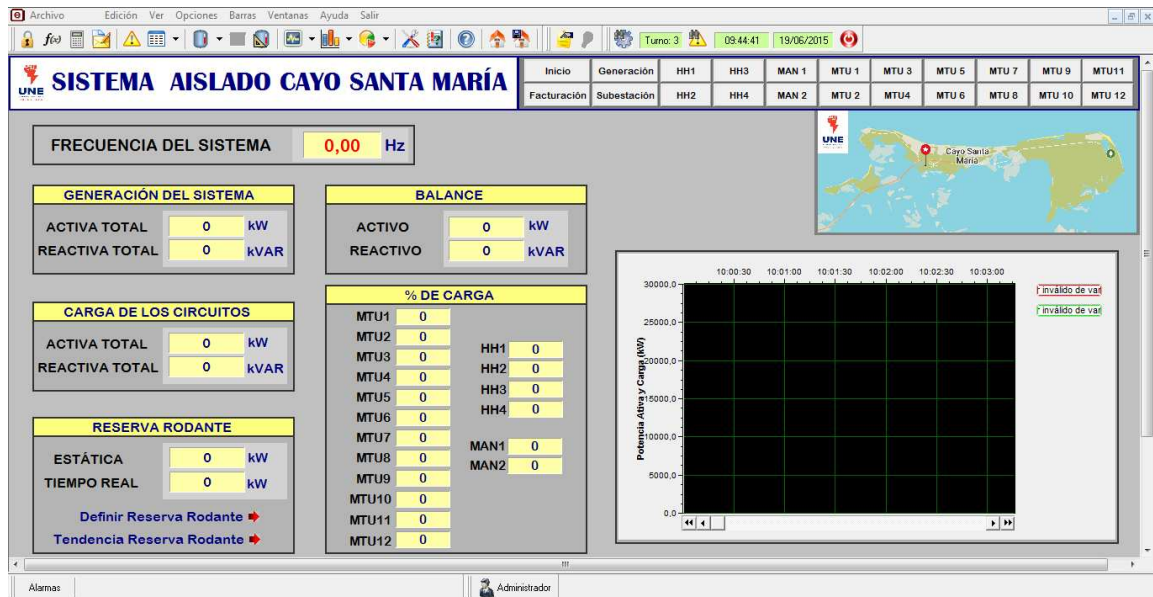


Figura 4.3: Interfaz de **Inicio**.

por lo tanto, se pueden analizar en diferentes períodos de tiempo, e incluso, calcularse parámetros estadísticos asociados a ellas.

Otra de las pantallas principales es la relacionada con la generación, y se representa por un esquema monolineal (Samada, 2018). La interfaz que se muestra en la Figura 4.4, informa acerca del comportamiento de las principales variables de cada grupo (potencia activa y reactiva), así como los respectivos estados (funcionamiento en rojo, parado en verde y desconectado o sin comunicación en gris). También se incluyen los estados de los interruptores de salida a la subestación y zonas calientes o enlaces para acceder a los parámetros específicos de cada grupo, las barras Hyundai y Man.

La interfaz relacionada con la subestación (Figura 4.5), presenta cierta similitud con respecto a la anterior. Al igual que el sinóptico relacionado con la generación, se compone de un esquema monolineal, con los circuitos de entrada en la parte inferior (excepto los de uso de planta) y los de salida en la parte superior; cada circuito refleja la potencia activa y la reactiva. Igualmente se representa el estado de los interruptores y cuchillas, los totalizadores, el valor de frecuencia del sistema y una tabla con las energías de cada celda de conmutación.

Por último, la pantalla que lleva el análisis del consumo energético se presenta en la

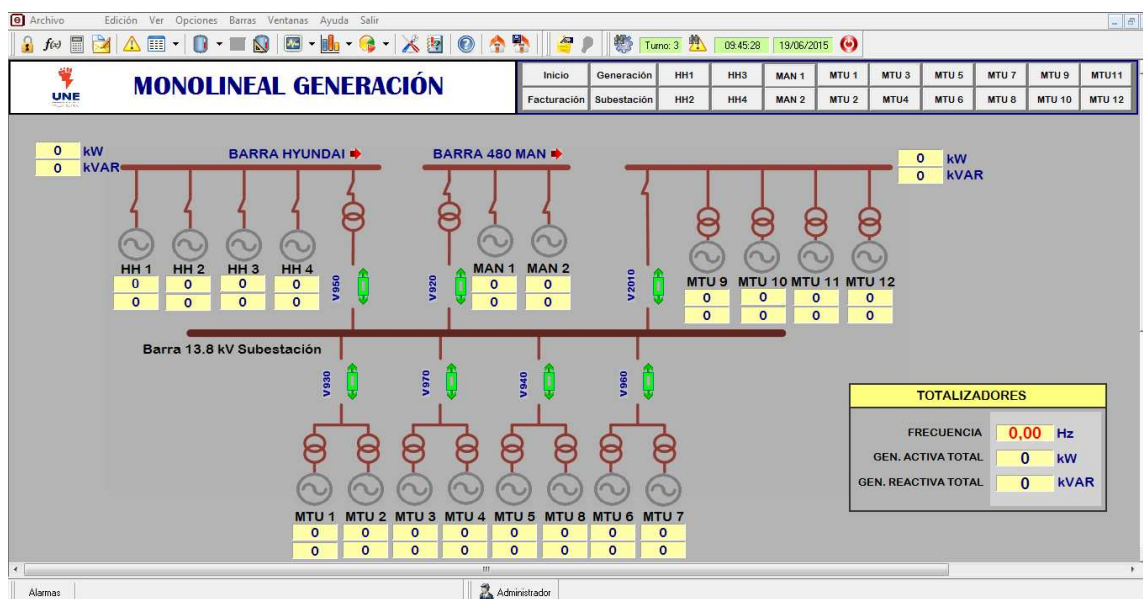


Figura 4.4: Interfaz relacionada con la **Generación**.

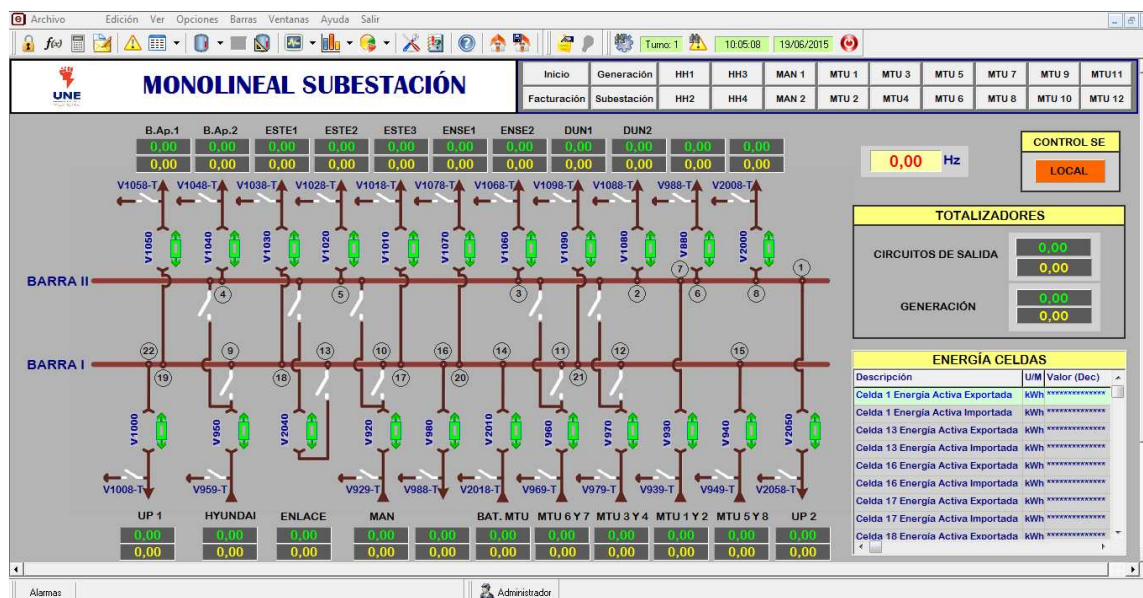


Figura 4.5: Interfaz relacionada con la **Subestación**.

Figura 4.6. A partir del consumo, la energía exportada y la facturada, el sistema estima las posibles pérdidas, dadas en MWh.

MES	ENTRADA INICIO MES	ENTRADA FIN MES	SALIDA INICIO MES	SALIDA FIN MES	CONSUMO EMPRESA	FACTURACIÓN	PÉRDIDAS	
ENERO	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	MWh
FEBRERO	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	MWh
MARZO	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	MWh
ABRIL	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	MWh
MAYO	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	MWh
JUNIO	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	MWh
JULIO	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	MWh
AGOSTO	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	MWh
SEPTIEMBRE	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	MWh
OCTUBRE	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	MWh
NOVIEMBRE	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	MWh
DICIEMBRE	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	MWh

Figura 4.6: Interfaz relacionada con el **Consumo Energético y la Facturación**.

### 4.3.2. Interfaz de alarmas

Las alarmas establecen señalizaciones relacionadas con la aparición de situaciones anómalas o la adquisición de valores inoperantes en las variables; lo que implica, generalmente, la intervención por parte del operador. Desde cada pantalla del supervisor se puede acceder a la interfaz destinada a las alarmas (situada en forma de barra en la parte izquierda inferior), de forma tal que el operador pueda percatarse fácilmente y ejercer el reconocimiento de la misma (Figura 4.7).

Alarmas	Frecuencia del Sistema 59,82 Hz Razón de Cambio 13:57:56	Administrador

Figura 4.7: Barra de **Alarmas**.

Para el análisis, las alarmas son almacenadas en una tabla que contiene las últimas 2000 generadas por el sistema. En cada columna de la tabla, tal y como muestra la Figura 4.8, se señalizan la etiqueta o nombre, el valor que adquiere, el tipo, la fecha de inicio y fin en que ocurren, así como la hora de inicio, fin y reconocimiento.

Específicamente para este sistema, las alarmas fueron definidas estrictamente a partir de las cartas de régimen de trabajo de estos grupos, así como los valores establecidos

por el DPC. Cada variable que tiene asociada una alarma incluye dos límites (superior e inferior), tanto de operación como de prohibición, incluso, en algunas de ellas se definen límites para el chequeo de alarmas por razón de cambio.

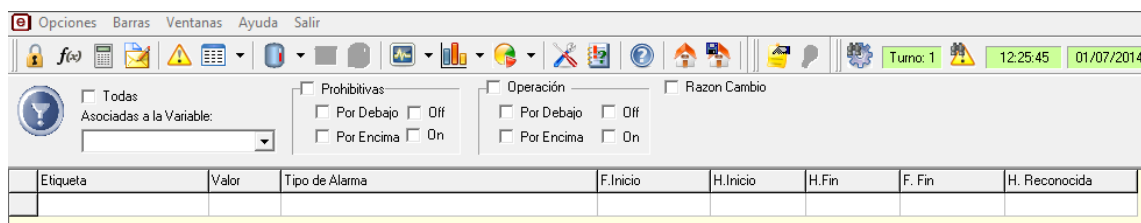


Figura 4.8: Interfaz de almacenamiento de **Alarmas**.

## 4.4. Pruebas al sistema de adquisición de datos

La validación del sistema de adquisición de datos se realiza utilizando la herramienta *Modbus Poll* y el cliente OPC integrado en el Eros. Se efectúan tres pruebas reales con los tiempos de muestreo que definen los requisitos funcionales y de operación del SCADA: 250 ms para las variables relacionadas con la generación y 1000 ms para las restantes (Samada, 2018).

La primera prueba evalúa el enlace Modbus TCP con el servidor Dap. Como se señaló anteriormente, este dispositivo concentra las variables de la subestación a través de la norma IEC 61850. La conexión directa con el servidor se logra posterior a configurar la dirección IP, el identificador y el puerto (por defecto Modbus TCP emplea el 502). Las variables que se direccionan son registros de entrada (Función 04) y registros de entrada discreta (Función 02).

La Figura 4.9 muestra satisfactoriamente la lectura de las variables seleccionadas. Se realizan varias encuestas (TX) arrojando resultados sin errores (Err). Las variables que corresponden a entradas discretas representan estados de un interruptor de la subestación, mientras que los registros de entrada, del tipo flotante, constituyen las mediciones de una celda de conmutación. Al final se ilustra parte de la trama de la lectura.

El segundo experimento evalúa la comunicación con los controladores AGC, específicamente el que opera en el grupo Mtu 1. La prueba se efectúa de la misma forma, solo

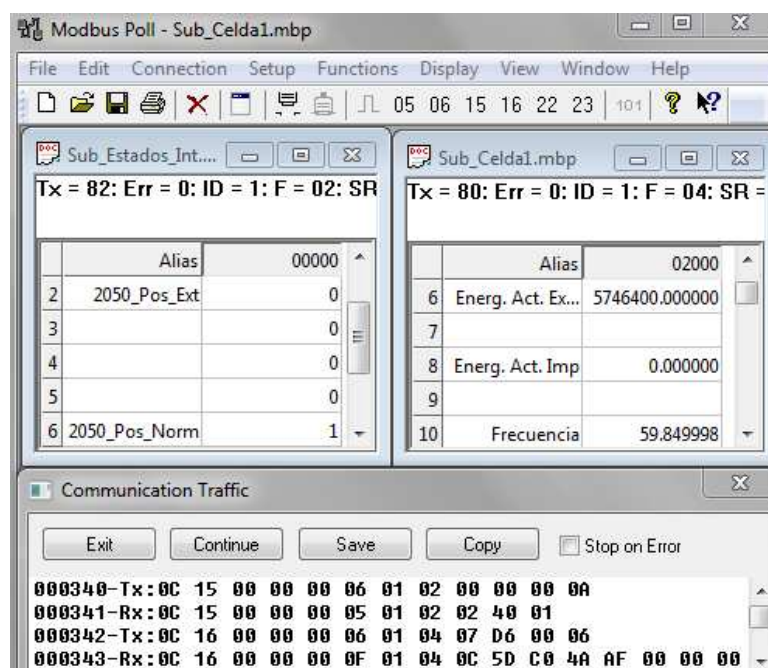


Figura 4.9: Lecturas de registros de entrada y entrada discreta asociados al controlador Dap.

que en este caso el enlace es Modbus Serie. Para lograr la conexión se definen: el puerto serie a emplear, la velocidad y el modo de transmisión, la longitud del dato, la paridad y el bit de parada. Las variables direccionadas son registros de entrada y entrada discreta.

Los registros de entrada forman parte de las variables eléctricas del generador, mientras el de entrada discreta constituye un registro de 16 bit donde cada bit representa una alarma por disparo de una protección al generador. Al no existir en este instante ninguna activa el valor del registro es cero. La Figura 4.10 exhibe de forma exitosa la conexión y una sección de la trama.

El tercer experimento, según la Figura 4.11, visualiza la comunicación con los grupos Hyundai a través de OPC. El enlace es realizado posterior a habilitar y definir los niveles de autenticación y seguridad tanto para el DCOM como para *OPCenum.exe*. La prueba muestra un número representativo de las variables totales que se manejan, en este caso, variables booleanas que simbolizan los estados de parada/funcionamiento de estos grupos.



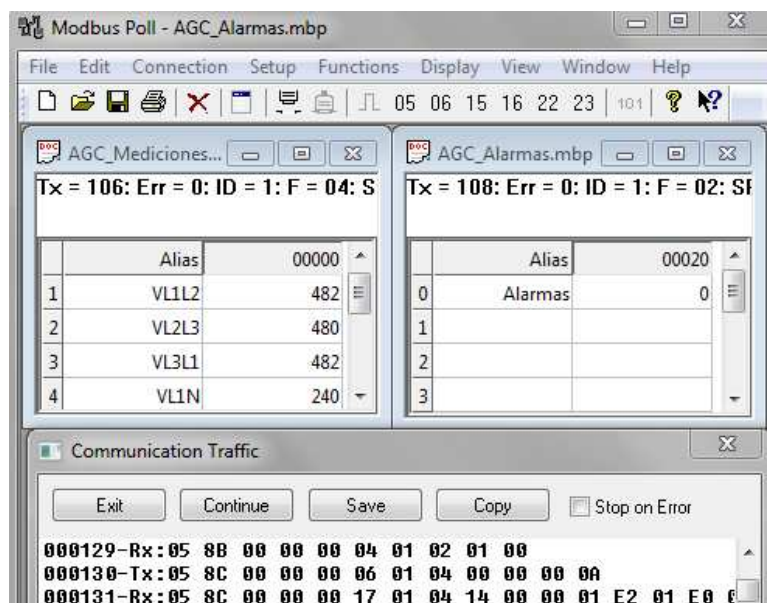


Figura 4.10: Lecturas de registros de entrada y entrada discreta asociados al controlador AGC.



Figura 4.11: Lecturas de registros, de los grupos Hyundai, a través de OPC.

## 4.5. Pruebas funcionales al SCADA y el cliente web

La puesta en marcha de este proyecto se produce en la segunda mitad del año 2015. Durante los primeros meses de la denominada “temporada baja del turismo” (mayo-junio) se efectúan las primeras pruebas, siempre considerando aquellos horarios donde la carga del sistema se encontraba relativamente poco variable y la potencia total instantánea se situaba por debajo del 50 por ciento de la potencia total instalada, ver la Figura 4.12.

Los primeros experimentos se llevan a cabo sin realizar acciones de control sobre el

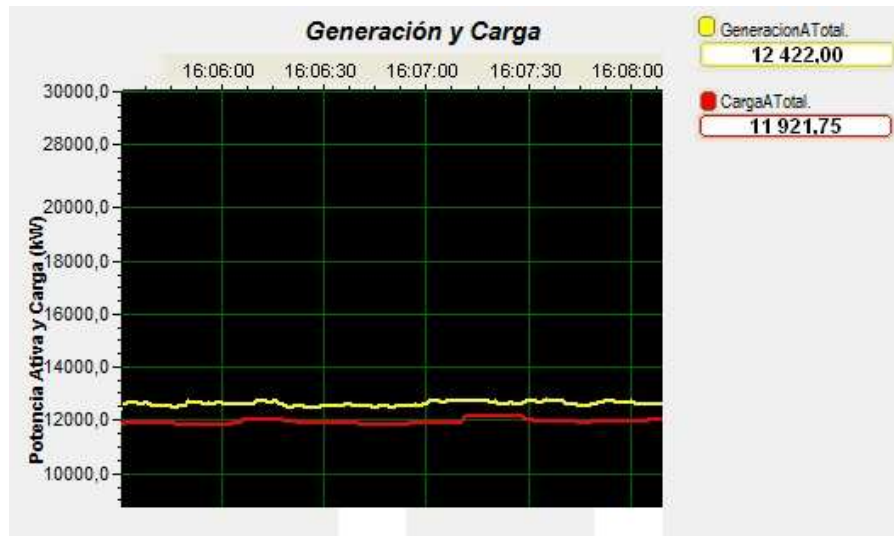


Figura 4.12: Generación y carga del sistema aislado durante pruebas realizadas.

sistema. Posteriormente se incluyen pruebas donde se maneja el control de la carga y el factor de potencia en los grupos. La Figura 4.13 muestra que la central entrega 11229 kW de potencia activa con una frecuencia en la red de 60,01 Hz, mientras la Figura 4.14, correspondiente al grupo Mtu 1, refleja las variables específicas de este.

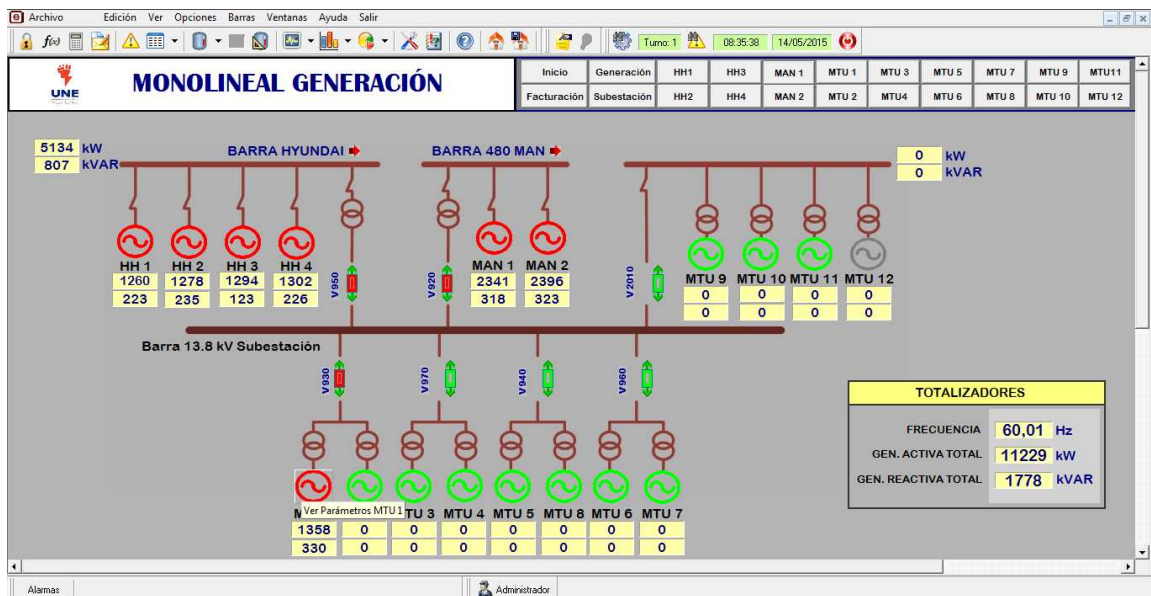


Figura 4.13: Interfaz relacionada con la **Generación** en una prueba real.

La monitorización de los parámetros del sistema eléctrico mediante el cliente web se logra de forma exitosa (Samada, 2018). Las Figuras 4.15 y 4.16 representan la funciona-



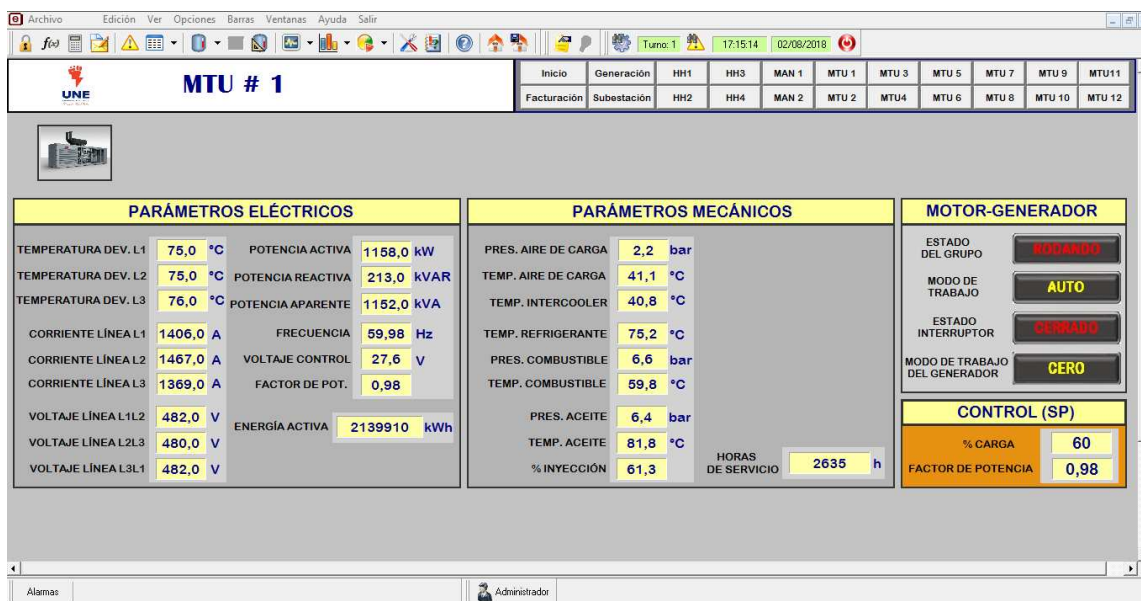


Figura 4.14: Interfaz relacionada con el grupo **Mtu 1** en una prueba real.

alidad del cliente a partir de datos reales. La primera muestra la sección Generales, y la segunda representa la sección Hyundai pero filtrándose aquellas variables que contienen en su etiqueta potencia.

## 4.6. Valoración económica

Para determinar el impacto económico del sistema que se propone, es necesario analizar el significado de una afectación al servicio eléctrico en la región; ya sea por una decisión errónea en la operación o simplemente por una avería en el proceso tecnológico. Además, hay que tener en cuenta que no existen grupos electrógenos para la generación de emergencia, tanto en los consumidores vinculados al turismo como en los demás consumidores. Por lo tanto, conjuntamente con las pérdidas económicas, desde el punto de vista de facturación energética, que se atribuyen a la Empresa Eléctrica de Villa Clara, coexiste un problema de mayor magnitud.

En la actualidad, las cuotas de facturación (precio por cada kW que se genera) son variables respecto a los diferentes consumidores. Para tener una idea más clara, mediante el departamento de Servicios Comerciales de la Empresa Eléctrica de Villa



Figura 4.15: Sección **Generales** del cliente web.

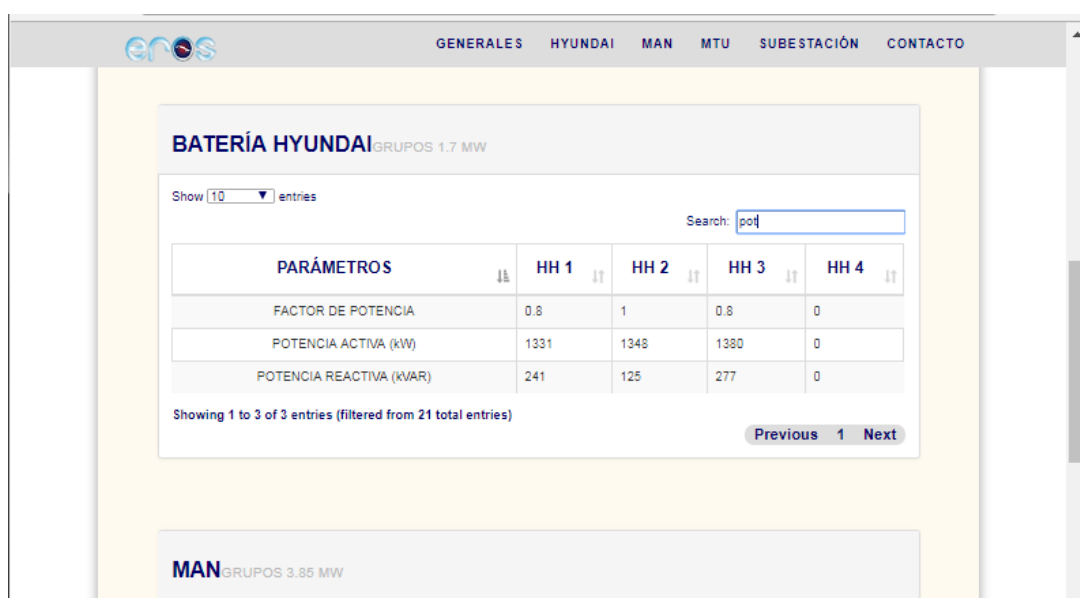


Figura 4.16: Sección **Hyundai** del cliente web.

Clara se conoce que durante el mes de enero de 2018 se facturó 1210453,70 pesos, distribuidos en 1179491,32 CUC y 30962,32 CUP; lo que equivale a 7027011 kWh de energía entregada. Si se realizan simples cálculos se deduce que por cada hora de afectación al servicio eléctrico, como promedio se dejan de entregar 9444,90 kWh, lo que representa pérdidas por concepto de facturación a la Empresa Eléctrica de 1585,33 CUC y 41,61 CUP.

Otro punto de interés lo constituye el ahorro económico, en términos de desarrollo, que representó el proyecto SCADA para la Empresa Eléctrica de Villa Clara. Por ejemplo, la licencia de utilización del Eros, SERCONI la comercializa por un valor de 6944 CUP mientras que sistemas similares de procedencia foránea se cotizan entre 5000 y 25000 USD, sumado a esto habría que agregar los costos de los servicios de ingeniería y el adiestramiento en el extranjero.

La Figura 4.17 representa la relación precio-demanda de servicios, en materia de automatización, que ofrece SERCONI. En caso de haberse contratado el diseño e instalación del sistema SCADA a esta empresa y, tomando en cuenta que el trabajo lo llevarían a cabo dos especialistas por un período de 120 días, esto reporta un gasto equivalente a 41047,2 CUP y 2486,4 CUC por cada especialista (Figura 4.18). De esta forma el gasto total asciende a 82094,4 CUP y 4972,8 CUC.

Por último es válido resaltar que en esta valoración no se tuvo en cuenta el costo relacionado con la implementación de la red local. Esto se debe a que el equipamiento instalado resultó sobrante de una inversión realizada por la Empresa Eléctrica de Villa Clara para el montaje de la fibra metropolitana de Santa Clara; incluso, para el cableado tampoco fue necesario contratar personal ajeno a la empresa, lo que permitió no incurrir en mayores gastos.

## **4.7. Conclusiones parciales**

Según lo expuesto se puede concluir lo siguiente:

1. La inclusión de las variables del SCADA de Cayo Santa María, en el supervisor ION del DPC, se logra satisfactoriamente a partir de la metodología y las



## Demandas

Año: 2014

**Tabla No. 2 Demanda de Servicios**

H/h: Horas/hombre demandada

Servicios	Precios		
	CUP	CUC	Total
Mantenimiento Especializado a Equipos y Sistemas de Automatización	14.14	3.12	17.26
Montaje y Cableado de Equipos y Sistemas de Automatización	12.66	3.76	16.42
Diseño y Fabricación de Equipos de Automatización	31.60	3.76	35.36
Instalación de Sistemas de Automatización	30.45	3.37	33.82
Asistencia Técnica para Trabajos de Automatización	46.86	2.33	49.19

Figura 4.17: Relación precios-demanda de servicios de SERCONI.

Servicios	No. Especialistas	Días de Trabajo (8h)	Precios	
			CUP	CUC
Instalación de Sistemas de Automatización	1	30	7308	808.8
Asistencia Técnica para Trabajos de Automatización	1	90	33739.2	1677.6
TOTAL			<b>41047.2</b>	<b>2486.4</b>

Figura 4.18: Costo equivalente al desarrollo de la aplicación por SERCONI.

herramientas señaladas.

2. La pruebas reales efectuadas al sistema de adquisición de datos, el cliente web y el SCADA en general, demuestran la funcionalidad de la aplicación propuesta.
3. El proyecto SCADA proporciona un ahorro económico significativo a la Empresa Eléctrica de Villa Clara y garantiza elevada flexibilidad frente a proyectos futuros.

# Conclusiones

Luego de los resultados expuestos se arriban a las siguientes conclusiones:

- La implementación de soluciones SCADA en micro-redes eléctricas aisladas recurre a plataformas comerciales y sistemas de control distribuidos, en detrimento de soluciones abiertas.
- La elección del sistema Eros constituyó una solución tecnológica y económicamente factible, permitiendo integrar la diversidad de tecnologías y equipos existentes.
- Se diseñó una red de comunicaciones que propició de forma exitosa la interconexión de todos los objetivos a nivel físico, mientras la creación de las subredes virtuales hizo posible aislar la red tecnológica de la corporativa, aportando mayor seguridad.
- El diseño del SCADA satisfizo los requisitos funcionales y de operación preestablecidos en la concepción. El empleo de protocolos como OPC y Modbus, ofrecen elevada fiabilidad en la comunicación así como un ahorro considerable de tiempo en la configuración.
- La programación del cliente web permitió la monitorización del sistema desde la red corporativa, teniendo acceso a toda la información incluida en el supervisor.
- Los resultados alcanzados en la pruebas realizadas y la implementación, desde 2015, ha contribuido a perfeccionar la operación del sistema eléctrico. A su vez el SCADA garantiza elevada flexibilidad frente a posibles modificaciones y proyectos futuros.

# Recomendaciones

Para la necesaria continuidad que debe tener este trabajo se recomienda:

- Integrar los nuevos grupos Mtu una vez que estén en operación.
- Incorporar las mediciones relacionadas con el control de combustibles.

# Referencias bibliográficas

- Alstom (2013a). *DAPserver Multifunction Platform, Technical Specification*. 4 ed.. ALSTOM. France.
- Alstom (2013b). *DAPstudio User Manual*. 2 ed.. ALSTOM. France.
- Alstom (2014). *Digital Control System Product Solutions, DAPserver Multi-function substation server*. ALSTOM. France.
- Amador, Y. (2011). Implementación de la interfaz hombre-máquina para el sistema de automática dunas 5. Trabajo de diploma. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Facultad de Ingeniería Eléctrica. Cuba.
- Andréula, L. (2010). Red de monitoreo y supervisión de las variables eléctricas en subestaciones. Available at: <http://www.monografias.com/trabajos-pdf4/red-monitoreo-sub-estaciones/red-monitoreo-sub-estaciones.pdf>.
- Ballesteros, R. (2009). Control por computadora. Texto Complementario. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Cuba.
- Berasategui, E. (2016). Sistema scada para el manejo de insumos de la central termoeléctrica 10 de octubre. Tesis de maestría. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Facultad de Ingeniería Eléctrica. Cuba.
- Bárzaga, L.; Mompie, R. C.; Valdés B. (2016). Sistemas scada para la automatización de los procesos productivos del cigb. *RIELAC XXXVII*(1), 20–37.
- Castro, M.; Francisco, M.; Díaz R.; Costa A. (2011). Calidad de la energía y generación distribuida en cuba. *Revista Cubana de Ingeniería* 1(3), 41–50.
- Díaz, R. A. (2010). Scada para variables que intervienen en el proceso productivo del cigb de camagüey. Trabajo de diploma. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Facultad de Ingeniería Eléctrica. Cuba.

- DEIF (2008). *Designers Reference Handbook, Automatic Gen-set Controller Multi-line* 2. DEIF. Denmark.
- DEIF (2013). *Controlador Avanzado de Grupo Electrógeno AGC 200*. DEIF. Dinamarca.
- Dirección-Generación-Distribuida (2007). *Manual de Calidad de la Generación Distribuida*. UNE. La Habana, Cuba.
- Elices, A.; Rouco, L. (2001). Análisis fundamental del impacto de la reserva primaria en sistemas eléctricos aislados. In: *7mas Jornadas hispano-lusas de ingeniería eléctrica*. Vol. 2. pp. 335–340.
- Fernández, F. H.; Duarte, J. E. (2015). Automatismo para el monitoreo y control de un grupo electrógeno con arranque eléctrico. *Entramado* **11**(2), 262–271.
- Ford, H.; Crowther, S. (1922). *My Life and Work: An Autobiography of Henry Ford*. Garden City Publishing Company. Garden City, New York, USA.
- García, L. M. (2017). Banco de pruebas para los dispositivos gpc. Trabajo de diploma. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Facultad de Ingeniería Eléctrica. Cuba.
- Gómez, J. R.; Reyes, R.; Guzmán D. (2007). Temas especiales de instrumentación y control. Editorial Félix Varela. Universidad de Cienfuegos, Cuba.
- Grupo-Eros (2010a). *Eros BD Server*. SERCONI. Holguín, Cuba.
- Grupo-Eros (2010b). *Manual del Usuario, Sistema de Reportes Eros*. SERCONI. Holguín, Cuba.
- Grupo-Eros (2010c). *Servidor Modbus de Eros*. SERCONI. Holguín, Cuba.
- Grupo-Eros (2011). *Manual del Usuario, Sistema de Supervisión y Control de Procesos Eros V5.9*. SERCONI. Holguín, Cuba.
- Grupo-Eros (2013). Productos para la automatización. Folleto. Holguín, Cuba.



- Guamán, J.; Vargas, C.; Nogales R.; Guevara D.; García M.; Ríos A. (2016). Solar manager: plataforma cloud de adquisición, tratamiento y visualización de información de sistemas fotovoltaicos aislados. *Ingenius* **15**, 5–16. doi: 10.17163.
- Hernández, J. (2006). El mundo de los sistemas scada. Available at: <http://www.rosenblueth.mx/InterFAR/Vol1Num1/doc/Vol1Num1-50.htm>.
- Hourné, M. B. ; Brito, M. L.; del-Castillo A. M.; Fraga E.; Díaz A. (2012). Análisis de criticidad de grupos electrógenos de la tecnología fuel oil en cuba. *Ciencias Técnicas Agropecuarias* **21**(3), 12.
- IEC (2003). Iec 61850, communication networks and systems in substations-part 1: Introduction and overview. Technical report. International Electrotechnical Commission (IEC).
- Izaguirre, E. (2012). Sistemas de automatización. Editorial Feijoo. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Cuba.
- JQuery (2017). Javascript jquery. Available at: <https://jquery.com>.
- Lanas, F. (2011). Planeamiento de optimización del sistema de coordinación ge-vi. Trabajo de diploma. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias físicas y Matemáticas. Chile.
- Llosas, Y. (2010). La generación distribuida y sus beneficios en cuba. In: *V Taller EFESOS*. Barcelona.
- Manassero, U.; Torres, J. L.; López D.; Furlani-R.; Regalini R.; Orué M. (2011). Instrumentacion, control y telesupervisión de centrales térmicas de pequeña potencia. *Iberoamerican Journal of Industrial Engineering* **3**(2), 70–86.
- Montero, R. (2013). Procedimiento para la optimización energética de la operación de los sistemas de climatización centralizados todo-agua en hoteles. Tesis doctoral. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa “Dr. Antonio Núñez Jiménez”, Facultad de Metalurgia y Electromecánica. Cuba.
- MOXA (2010). *NPort 5600 Series User’s Manual*. 12 ed.. MOXA.

- Padrón, J. O. (2011). Diseño de sistema scada para la supervisión de grandes consumidores de energía eléctrica. Tesis de maestría. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Facultad de Ingeniería Eléctrica. Cuba.
- Pavón, J. (2014). Bootstrap 3.0. Curso de Aplicaciones Web/Sistemas Web. Universidad Complutense Madrid. Facultad de Informática. Dpto de Ingeniería de Software e Inteligencia Artificial.
- Planet-Technology (2010). *Fast Ethernet/Gigabit Ethernet Media Converter, User's Manual*. Planet-Technology. New Taipei City, Taiwan.
- Ponsa, P.; Amante, B.; Díaz M. (2009). Evaluación de la usabilidad para la tarea de supervisión humana en sala de control industrial. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial* **6**(1), 84–93.
- Ponsa, P.; Díaz, M. (2007). Creation of an ergonomic guideline for supervisory control interface design. In: *Engineering Psychology and Cognitive Ergonomics*. pp. 137–146. LNCS 4562.
- Prat, R. G.; Magnago, F.; Lima R. A. (2009). Aspectos nóveles del estándar iec 61850. In: *XIII Encuentro Iberoamericano de CIGRÉ*. Puerto Iguazú, Argentina.
- Progea (2012). *Movicon11.3 I/O Drivers Reference Guide*. Progea. Italy.
- Progea (2013a). *Movicon Specifiche Funzionali*. Progea. Italia.
- Progea (2013b). *Movicon11 Programmer Guide*. Progea. Italy.
- Progea (2016). *Movicon11.5 International Product License*. Progea. Italy.
- Red-Eléctrica-España (2009). El suministro de la electricidad. un equilibrio entre generación y consumo. Domènech e-learning multimedia, S.A.
- Regalón, O.; García, J.; Echevarría D.; Herrera F.; Paneque Y.; Bardanca S.; Zamora J.; Rodríguez V.; López L. (2015). Automatización integral del proceso de secado de bioproductos. *RIELAC XXXVI*(2), 1–14.
- Rodríguez, A. (2013). *Sistemas SCADA*. 3ra ed.. Alfaomega, Marcombo. Ciudad de México.

- Rodríguez, R. (2010). *Especificación del Servidor COM EROSNet para la comunicación con el SCADA EROS*. SERCONI. Holguín, Cuba.
- Sabín, D. (2007). Los entornos comerciales actuales de desarrollo de aplicaciones scadas: tendencias, bondades y limitaciones. Trabajo de diploma. Instituto Superior Politécnico “José Antonio Echeverría”, Facultad de Ingeniería Eléctrica. Cuba.
- Samada, S.; Martínez, A; Pozo O. (2018). Web client and scada applications for monitoring the “cayo santa maría” isolated electric system. *Systemas y Telemática* **16**(47), 59–70. doi:10.18046/sys.v16i47.3216.
- Schneider-Electric (2009). *PowerLogic ION Enterprise 6.0. Power management software. User guide*. Schneider Electric. France.
- Schneider-Electric (2011a). *PACiS SMT System Management Tool, Technical Guide*. Schneider Electric. France.
- Schneider-Electric (2011b). Pacis, soluciones integradas de protección, automatización y control. Available at: <https://schneider-electric.com.th/documents/catalogue-for-showroom/energy-business/substation-automation/PACiS/>.
- Schneider-Electric (2011c). *PACiS System Guide*. Schneider Electric. France.
- Schneider-Electric (2013). *PACiS SCE System Configuration Editor, Technical Guide*. Schneider Electric. France.
- SIEMENS (2008). *SIMATIC HMI WinCC V7.0, System Description*. SIEMENS. Germany.
- Silupú, I. (2016). Diseño de un sistema scada usando wonderware system platform para el monitoreo del interconectado eléctrico del lote 1ab de pluspetrol norte s.a.. Trabajo de diploma. Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Escuela Profesional de Ingeniería Electrónica. Perú.
- Spurlock, J. (2013). *Bootstrap, Responsive Web Development*. O’reilly Media. United States.
- Twitter (2017). Bootstrap. Available at: <http://getbootstrap.com>.

- Urquijo, O. (2009). Desarrollo del scada para la máquina embotelladora de la ronera central, empleando el software movicon x2. Trabajo de diploma. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Facultad de Ingeniería Eléctrica. Cuba.
- Valdivia, J. J. (2017). Mejoras en sistema scada para la operación automática de carga en grupos electrógenos hyundai. Tesis de maestría. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Facultad de Ingeniería Eléctrica. Cuba.
- Valdés, J. I. (2009). Sistema de guías sobre el entorno de desarrollo scada movicon x2. Trabajo de diploma. Instituto Superior Politécnico “José Antonio Echeverría”, Facultad de Ingeniería Eléctrica. Cuba.
- Villegas, A. (2015). Diseño e implementación de un sistema de adquisición de datos y monitoreo de los generadores de un simulador experimental de laboratorio. Tesis de maestría. Instituto Politécnico Nacional (IPN), Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (ESIME). México.
- Weber, P. A. (2011). Diseño e implementación de plataforma scada para sistema de electrificación sustentable en la localidad de huatacondo. Trabajo de diploma. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias físicas y Matemáticas. Chile.
- ZTE (2010). *ZXR10 2900E Series Easy-maintenance Secure Switch, User Manual*. 1 ed.. ZTE Corporation. ShenZhen, P.R.China.

# Anexo A

## Configuración de la comunicación OPC

La configuración del enlace OPC se lleva a cabo en ambos ordenadores, es decir, tanto en el que actúa como cliente como en el servidor.

### A.1. Configuración en el cliente

#### A.1.1. DCOM

1. Desactivar el cortafuegos de Windows.
2. Acceder al menú de configuración desde inicio a través del comando **dcomcnfg** tal como aparece en la Figura A.1.

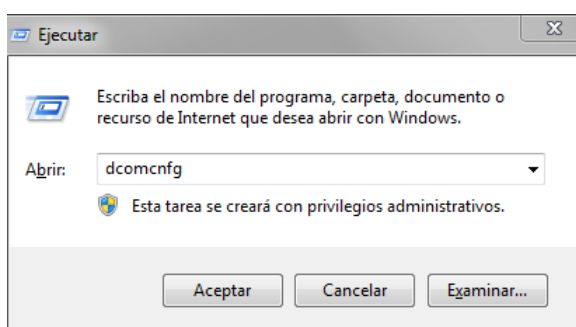


Figura A.1: Ejecutar.

3. Desde el **Administrador de Servicios de Componentes**, abrir **Raíz de Consola / Servicios de Componentes / Equipos / Mi PC** (*click derecho y seleccionar propiedades*), para ello ver la Figura A.2.

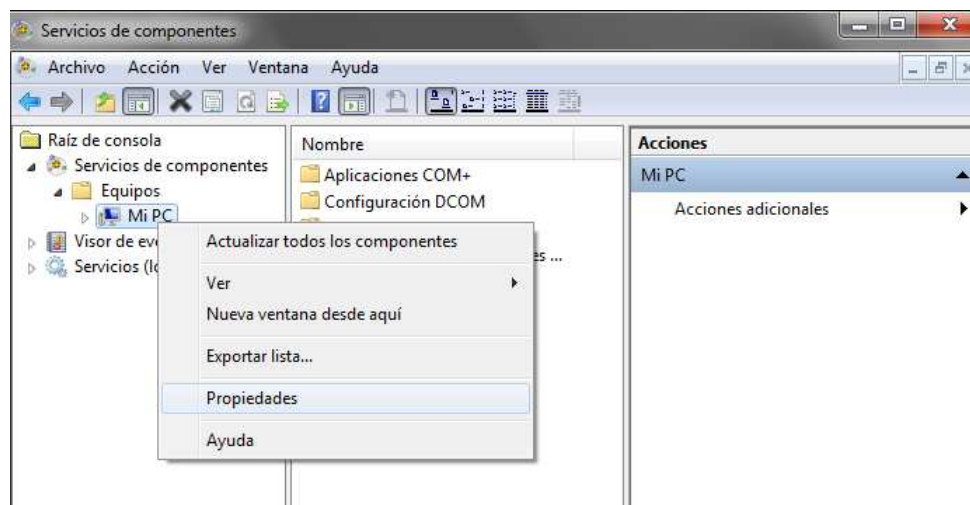


Figura A.2: Administrador de Servicios de Componentes.

4. En la pestaña **Propiedades Predeterminadas** se marca la opción *Habilitar COM distribuido en este equipo* y en los **Niveles predeterminados de autenticación y suplantación** se deja por defecto *Conectar e Identificar*. El resultado se visualiza en la Figura A.3.
5. En la pestaña **Seguridad COM** se añaden en *Editar límites* y *Editar valores predeterminados*, tanto en los *Permisos de acceso* como en los *Permisos de inicio y activación*, los usuarios que se muestran en la Tabla A.1.

Para cada usuario agregado, tanto en los *Permisos de acceso* como de *Inicio y activación* es necesario habilitar las opciones: permitir *Accesos local y remoto*.

### A.1.2. *OpcEnum.exe*

Como se señaló en el Capítulo 3, la vía mediante la cual un cliente OPC busca en un equipo los servidores OPC instalados es a través de la aplicación *OpcEnum.exe*. Normalmente esta aplicación se encuentra disponible o registrada en el directorio **system32** de Windows una vez instalado algún servidor OPC. Para configurar *OpcEnum* se recurre nuevamente al **Administrador de Servicios de Componentes** con el fin de establecer los servicios DCOM específicos que se utilizarán en la conexión.

1. Abrir desde el **Administrador de Servicios de Componentes** **Raíz de con-**

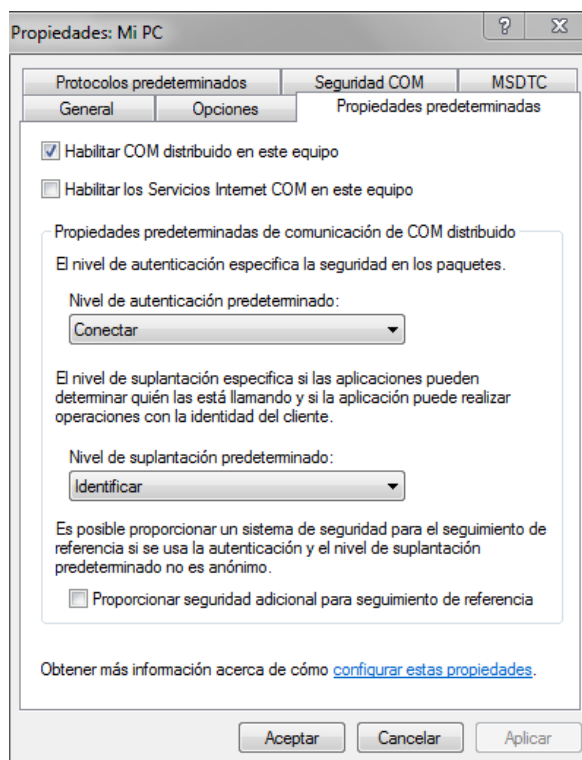


Figura A.3: Propiedades de Mi PC, **propiedades predeterminadas**.

sola / Servicios de Componentes / Equipos / Mi PC / Configuración DCOM / OpcEnum (*click derecho y seleccionar propiedades*), tal como se muestra en la Figura A.4.

2. En la pestaña **General**, el *Nivel de autenticación* se selecciona como *Ninguno* (ver la Figura A.5).
3. En la pestaña **Ubicación** habilitar la opción: *Ejecutar la aplicación en este equipo*, según se observa en la Figura A.6.
4. En la pestaña **Seguridad** habilitar las opciones *Personalizar* para los Permisos de inicio y activación, acceso y configuración, tal como se visualiza en la Figura A.7. Luego verificar que cada uno de los usuarios, según la Tabla A.2, tenga activada las opciones: permitir Control total, Leer y Permisos especiales (este último en caso de poderse habilitar). Esto se logra dando *click* en *modificar* y *editar* para los tres tipos de permisos.
5. En la pestaña **Identidad** se marca la opción *La cuenta del sistema (solo servi-*

Tabla A.1: Usuarios a agregar en los *Permisos de acceso e Inicio y activación*.

PERMISOS DE ACCESO	
	USUARIOS
EDITAR LÍMITES	<i>Anonymous Logon</i>
	<i>Todos</i>
EDITAR VALORES PREDETERMINADOS	<i>Interactive</i>
	<i>Network</i>
	<i>Self</i>
	<i>System</i>
	<i>Todos</i>
PERMISOS DE INICIO Y ACTIVACIÓN	
	USUARIOS
EDITAR LÍMITES	<i>Administradores</i>
	<i>Todos</i>
EDITAR VALORES PREDETERMINADOS	<i>Administradores</i>
	<i>Network</i>
	<i>Interactive</i>
	<i>System</i>
	<i>Todos</i>

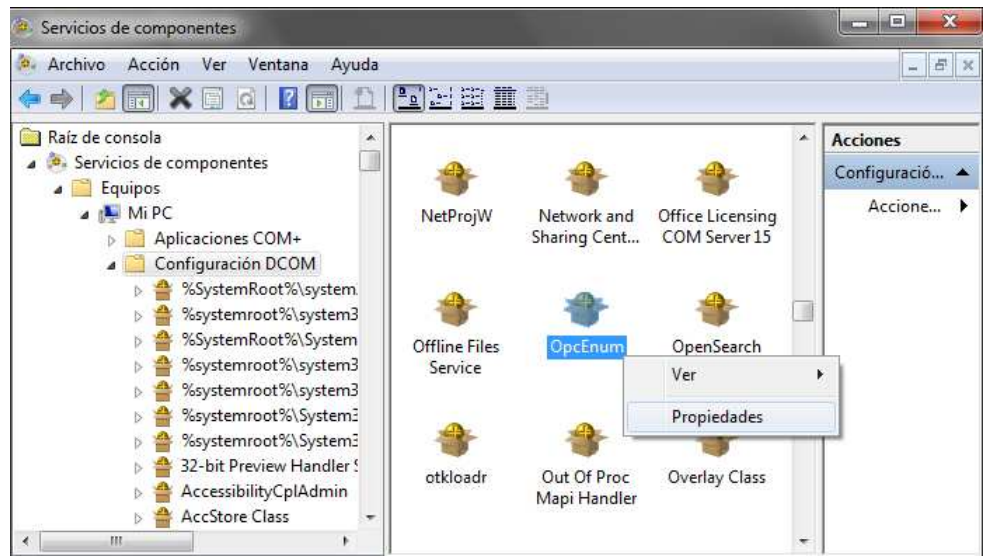


Figura A.4: Acceso a las propiedades de *OpcEnum* a través del *Administrador de Servicios de Componentes*.

*cios*).

De esta forma queda por culminada la configuración en el equipo cliente.



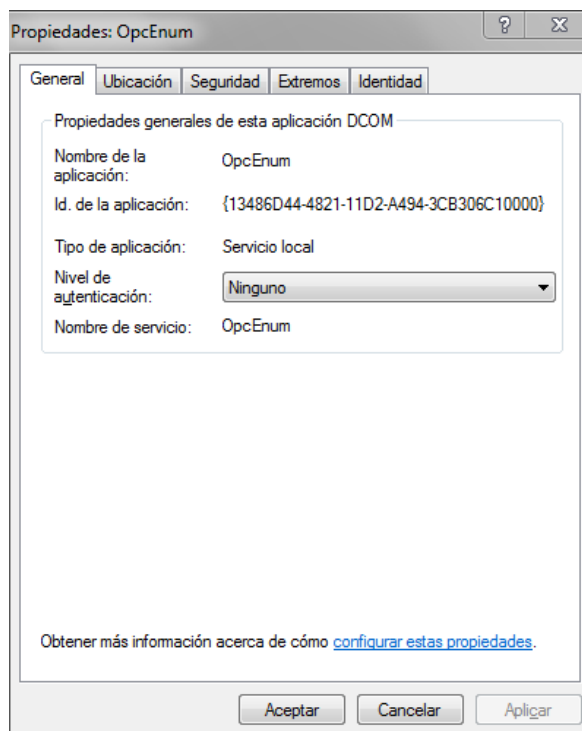


Figura A.5: Propiedades de *OpcEnum*, nivel de autenticación.

## A.2. Configuración OPC en el equipo servidor

La configuración del equipo que actúa como servidor se realiza exactamente igual al cliente (en cuanto al DCOM se refiere). Solo que no se tiene en cuenta la configuración del *OpcEnum* y si se configuran todos los servidores OPC con los cuales se desee transferir información. La configuración de cada servidor OPC se lleva a cabo siguiendo los mismos pasos tal como se hizo con *OpcEnum*.

Para ilustrar este ejemplo se emplea el servidor *MatrikonOPC*. La Figura A.8 muestra una vez más el **Administrador de Servicios de Componentes**. En este caso se accede a **Raíz de consola / Servicios de Componentes / Equipos / Mi PC / Configuración DCOM / Matrikon OPC Server for Simulation and Testing**.

Una vez abierta la ventana **Propiedades Matrikon OPC Server for Simulation and Testing**, se modifican sucesivamente las pestañas **Ubicación**, **Seguridad** e **Identidad** tal cual se hizo anteriormente con *OpcEnum*.

Al realizar todas las modificaciones descritas es necesario reiniciar el ordenador.

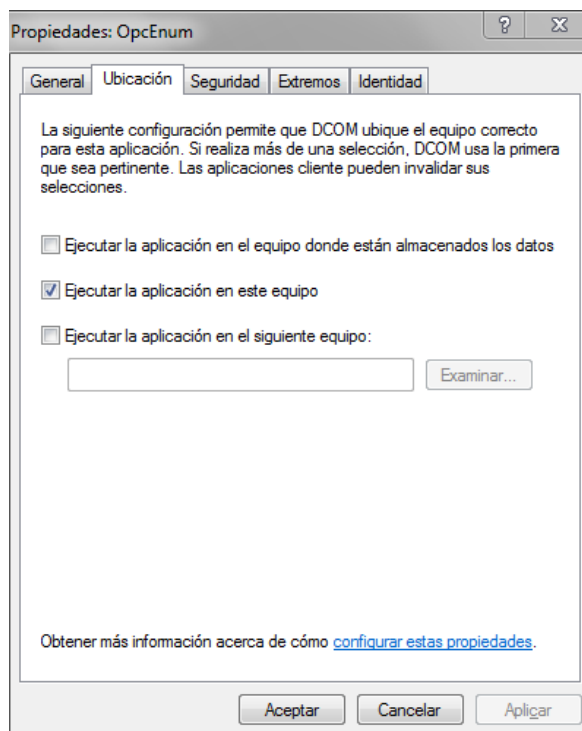


Figura A.6: Propiedades de *OpcEnum*, ejecución.

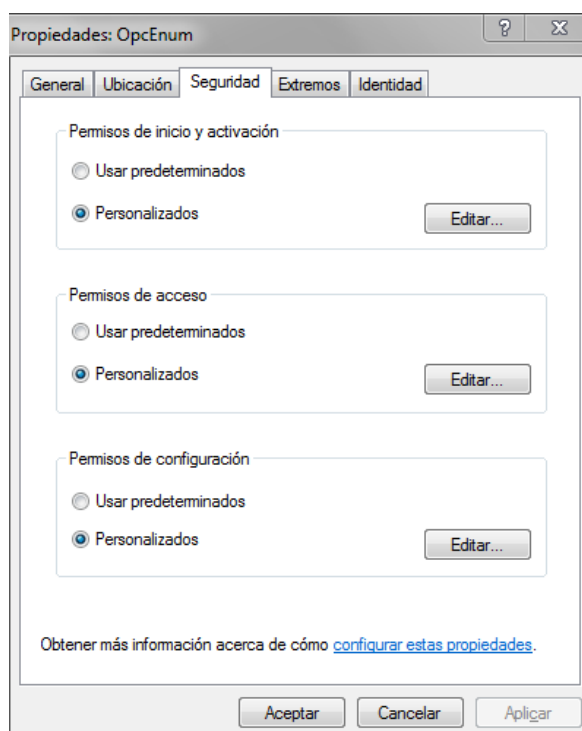


Figura A.7: Propiedades de *OpcEnum*, seguridad.

Tabla A.2: Permisos establecidos a cada usuario para manejar *OPCenum*.

PERMISOS DE INICIO Y ACTIVACIÓN	
USUARIOS	OPCIÓN HABILITADA
<i>Administradores</i>	<i>Todos</i>
<i>Network</i>	<i>Todos</i>
<i>Interactive</i>	<i>Todos</i>
<i>System</i>	<i>Todos</i>
<i>Todos</i>	<i>Todos</i>
PERMISOS DE ACCESO	
<i>Anonymous</i>	<i>Todos</i>
<i>Network</i>	<i>Todos</i>
<i>Interactive</i>	<i>Todos</i>
<i>Self</i>	<i>Todos</i>
<i>System</i>	<i>Todos</i>
<i>Todos</i>	<i>Todos</i>
PERMISOS DE CONFIGURACIÓN	
<i>Administradores</i>	<i>Todos</i>
<i>Creator Owner</i>	<i>Ninguno</i>
<i>System</i>	<i>Todos</i>
<i>Usuarios</i>	<i>Solo LEER</i>
<i>Usuarios Avanzados</i>	<i>Solo LEER</i>

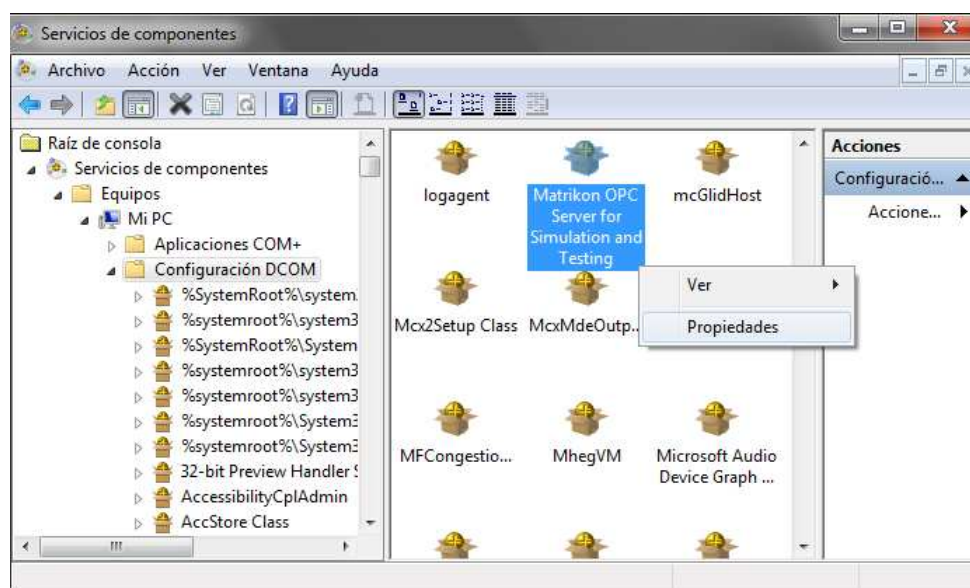


Figura A.8: Acceso a las propiedades de *MatrikonOPC Server for Simulation and Testing* a través del Administrador de Servicios de Componentes.