

**UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Sistemas SCADA para Micro-redes con Sistemas Híbridos  
de Generación para Comunidades**

**TESIS PARA OPTAR AL TÍTULO DE MAGISTER EN CIENCIAS DE LA  
INGENIERÍA MENCIÓN ELÉCTRICA**

**DIEGO EDMUNDO ORTIZ VILLALBA**

SANTIAGO DE CHILE  
JULIO 2011



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

# Sistemas SCADA para Micro-redes con Sistemas Híbridos de Generación para Comunidades

TESIS PARA OPTAR AL TÍTULO DE MAGÍSTER EN  
CIENCIAS MENCIÓN INGENIERIA ELECTRICA

DIEGO EDMUNDO ORTIZ VILLALBA

PROFESOR GUÍA:  
RODRIGO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
GUILLERMO JIMENEZ ESTÉVEZ  
CARLOS SILVA MONTES

SANTIAGO DE CHILE  
JULIO 2011

## **Sistemas SCADA para Micro-redes con Sistemas Híbridos de Generación para Comunidades**

La preocupación por el cambio climático y el medio ambiente, el aumento del nivel de electrificación en las comunidades aisladas, permite aprovechar los recursos naturales de la zona para el suministro de energía con fuentes renovables. Asimismo, el desarrollo de las redes inteligentes, contribuyen a la gestión y operación de los sistemas de generación de energía.

El objetivo de esta tesis es integrar a la comunidad con el sistema de suministro de energía eléctrica con el propósito de mejorar la sustentabilidad del proyecto. Para lograrlo se extraen las características sociales de la población: estructura organizacional, proceso de toma de decisiones, nivel socio-económico, nivel cultural y mapa de sueños. De la misma forma, es necesario conocer las características técnicas del sistema eléctrico de generación y la factibilidad de instalar sistemas de comunicación para establecer un enlace entre la localidad y los equipos que suministran la energía.

Una vez conocidas las características sociales y técnicas, se desarrolla un concepto innovador denominado "Social SCADA" (del inglés Supervisory Control and Data Acquisition), que se fundamenta en el nivel de sociabilidad existente entre los miembros de la comunidad. El Social SCADA es una herramienta de software modular expandible formada por: 1) optimizador, 2) herramienta para la toma de decisiones y 3) herramienta para la supervisión y mantenimiento. Este trabajo de tesis desarrolla en detalle el punto tres, proponiendo interfaces intuitivas de fácil manejo y entendimiento para los miembros de la comunidad. La aplicación cuenta con: interfaz para establecer un canal de comunicación entre la comunidad y la universidad, interfaz para monitorear las fuentes de generación del proyecto, indicadores de sustentabilidad y se indican las tareas de mantenimiento pendientes para que la población las ejecute. El sistema se encuentra implementado en la localidad de Huatacondo, en un proyecto de una Micro-red inteligente llevado a cabo por el grupo de investigación de la Universidad de Chile. Para su desarrollo se utiliza la plataforma LabVIEW y el servidor OPC de Matrikon.

Al culminar este trabajo se logra una validación técnica y social, mejorando la percepción de los habitantes sobre el proyecto. La herramienta propuesta extiende el concepto de los sistemas SCADA tradicionales, ya que la comunidad gestiona, mantiene, controla y supervisa el sistema de generación de energía, lo que proyecta su permanencia en el tiempo.

Como trabajo futuro se plantea el desarrollo de aplicaciones móviles, la herramienta de toma de decisiones y aumentar indicadores sociales que sean de interés para la comunidad.

*Dedicado a Jacqueline*  
*A mis padres Edmundo y Zonnia*  
*A mi hermana Paola*  
*Y a toda mi familia....*

## AGRADECIMIENTOS

Primero quiero agradecer a Dios por todas las cosas buenas que me ha permitido vivir.

Agradezco a la persona especial que me acompaña desde hace algunos años: “Jacqueline”, por todo su amor y comprensión.

Doy las gracias a mi familia, en especial a mis padres Edmundo y Zonnia, a mi hermana Paola por su incondicional apoyo y sus palabras de aliento.

A mis amigos que desde la distancia me acompañaron a lo largo de este proceso.

A Diego A. por su amistad y apoyo.

A mis nuevos amigos: Luci B., Maricela C., Javi K., Christine L, Andrés R., Elenita S., Marcelo S., por acogerme y brindarme su amistad.

Al profesor Rodrigo Palma por haberme permitido participar como miembro del equipo del proyecto GeVi, para el que se desarrollo este trabajo de tesis.

Al equipo GeVi en especial a: Mariel A., Natalia G., Guillermo J., Nicolás L., Lorenzo R. y Pablo W. por el apoyo brindado en el desarrollo de este trabajo.

A la compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, Sistemas Complejos de Ingeniería y Latin Telecomunicaciones S.A. por el apoyo financiero para la ejecución de este trabajo.

# Contenido

<b>1. INTRODUCCION .....</b>	<b>1</b>
1.1 Hipótesis .....	1
1.2 Objetivos .....	2
1.2.1 Objetivos Generales .....	2
1.2.2 Objetivos Específicos.....	2
1.3 Alcance.....	2
1.4 Estructura del Trabajo.....	2
<b>2. ESTADO DEL ARTE.....</b>	<b>4</b>
2.1 DER.....	4
2.1.1 Necesidad de Monitorear y Controlar los Sistemas DER.....	7
2.1.2 Interacción de Agentes con un DER.....	8
2.2 Generación Distribuida.....	10
2.3 Smartgrid (Red Inteligente) .....	10
2.3.1 Componentes de la tecnología de Red Inteligente.....	11
2.3.2 Desafíos que plantea la Red Inteligente .....	12
2.3.3 Micro-redes .....	13
2.4 Sistemas SCADA en la Distribución de Energía.....	14
2.5 SCADA para Sistemas de Generación de Energía .....	21
2.6 Sistema de Comunicaciones .....	29
2.6.1 Interfaces de Comunicación .....	31
2.6.2 Protocolos de Comunicación.....	33
2.7 Aspectos Sociales y Técnicos que deben ser considerados .....	41
2.7.1 Energía Renovable Comunitaria.....	41
2.8 Caracterización de la Comunidad .....	43
2.9 Indicadores de Desarrollo Sustentable.....	45
2.10 Caracterización del Sistema.....	46
<b>3. PROPUESTA DE DISEÑO .....</b>	<b>47</b>
3.1 Esquema General de la Propuesta .....	47
3.2 Características de la Comunidad.....	47
3.3 Características del Sistema .....	49
3.4 Elaboración de Procedimientos.....	50
3.5 Arquitectura del Sistema Social SCADA .....	51
3.5.1 Herramienta para la Toma de Decisiones .....	51
3.5.2 Optimizador .....	52
3.5.3 Herramienta de Supervisión .....	52
3.6 Diseño de Interfaces IHM.....	56
3.7 Flujo de Información.....	58
3.8 Sistema de Comunicaciones .....	59

3.8.1	Arquitectura de Comunicación .....	59
<b>4.</b>	<b>IMPLEMENTACION .....</b>	<b>63</b>
4.1	Supervisión del Sistema de Generación con Fuentes Renovables .....	63
4.2	Indicadores de Desarrollo Sustentable.....	64
4.3	Gestión del Mantenimiento.....	65
4.4	Consumo de Energía Domiciliario .....	65
4.5	Control de Demanda .....	65
4.6	Alarmas.....	66
<b>5.</b>	<b>CASO DE ESTUDIO Y VALIDACIÓN .....</b>	<b>67</b>
5.1	Caracterización de la Comunidad del Caso de Estudio .....	68
5.2	Caracterización del Sistema del Caso de Estudio .....	70
5.3	Elaboración de Procedimientos para el Caso de Estudio.....	73
5.4	Diseño de la Arquitectura de Comunicación para el Caso de Estudio.....	73
5.5	Diseño del Sistema de Supervisión y Control para el Caso de Estudio .....	74
5.6	Diseño de las Interfaces IHM para el Caso de Estudio .....	74
5.7	Validación del Sistema .....	75
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>78</b>
<b>7.</b>	<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>80</b>
<b>8.</b>	<b>ANEXOS.....</b>	<b>82</b>

## Índice de Tablas

Tabla 1	Interface para unidades DER.....	5
Tabla 2	Diferencias entre Micro-redes y Sistemas Interconectados .....	23
Tabla 3	Diferencias entre SCADA para Micro-redes y SCADA para Sistemas Interconectados .....	23
Tabla 4	Semejanzas y Diferencias entre Micro-redes y Generación Distribuida Aislada .....	25
Tabla 5	Semejanzas y Diferencias entre SCADA para Micro-redes y SCADA para Generación Distribuida Aislada .....	26
Tabla 6	Familia Profibus .....	37

## Índice de Figuras

Figura No. 1	Estructuras con acoplamiento Electrónico de las unidades DER .....	6
Figura No. 2	Interacción de los Agentes con un DER.....	8
Figura No. 3	Estructuras de una Micro-red .....	14
Figura No. 4	Arquitectura de Control y Supervisión de una Red .....	16
Figura No. 5	Flujo de Información de un Control Centralizado de una Micro-red .....	17
Figura No. 6	Despacho de Unidades DER e Importación de Energía de la Red hacia la MicroRed.....	18
Figura No. 7	Arquitectura Descentralizada de una Micro-red.....	20

Figura No. 8 Componentes de un Sistema SCADA para Micro-redes .....	22
Figura No. 9 Componentes de un Sistema SCADA para Generación Distribuida.....	27
Figura No. 10 Arquitectura de Comunicación SCADA para Micro-redes con Web Services.....	28
Figura No. 11 Niveles de una Red Industrial.....	30
Figura No. 12 Topología de Redes .....	31
Figura No. 13 Redes Administrativas y Redes de campo.....	35
Figura No. 14 Jerarquía de la Red Profibus.....	38
Figura No. 15 Social SCADA .....	47
Figura No. 16 Estructura de la Comunidad.....	48
Figura No. 17 Características de la Red Eléctrica.....	49
Figura No. 18 Elaboración de Procedimientos .....	50
Figura No. 19 Social SCADA (S. SCADA) .....	54
Figura No. 20 Módulos para funcionamiento del S. SCADA.....	55
Figura No. 21 Flujo de Información desde la Comunidad hacia el Sistema SCADA.....	58
Figura No. 22 Esquema de Aplicaciones del S. SCADA.....	59
Figura No. 23 Arquitectura de Comunicación.....	61
Figura No. 24 Esquema de Funcionamiento Arquitectura de Comunicación .....	62
Figura No. 25 Esquema de las Interfaces del Sistema de Supervisión .....	66
Figura No. 26 Ruta para Implementación en Caso de Estudio .....	67
Figura No. 27 Estructura Organizacional de la Comunidad.....	69
Figura No. 28 Distribución de Equipos en el Caso de Estudio .....	71
Figura No. 29 Simbología de Equipos Instalados .....	72
Figura No. 30 Arquitectura de Comunicaciones S. Scada Huatacondo .....	74

## Listado de Abreviaciones

ALC	= Agent Communication Language
AVR	= Automatic Voltage Regulator
CHP	= Combined Heat and Power
DER	= Distributed Energy Resource
GD	= Generación Distribuida
ORD	= Operador de la Red de Distribución
EMGE	= Encargado de Mantenimiento Unidad de Generación Eólica
EMGF	= Encargado de Mantenimiento Unidad de Generación Fotovoltaica
EMI	= Electromagnetic Interference
EMS	= Energy Management System
GeVi	= Generador Virtual
IHM	= Interfaz Hombre Máquina

DEI	= Dispositivo Electrónico Inteligente
C	= Carga
CL	= Control Local
MAS	= Multiagent System
CCM	= Control Central de la Micro-red
OM	= Operador de Mercado
PCC	= Point of Common Coupling
GF	= Generador Fotovoltaico
GIS	= Geographic information system
RFI	= Radio frequency Interference
RI	= Recolector de Información
SCADA	= Supervisory Control and Data Acquisition
S. SCADA	= Social SCADA
SI	= Sistema Interconectado
SP	= Set Point
TCM	= Trouble Call Management

## 1. INTRODUCCION

El escenario energético a nivel mundial, permite avizorar que los futuros sistemas eléctricos de potencia emigrarán en forma paulatina desde los grandes sistemas con generación tradicional a sistemas más flexibles. En este nuevo escenario coexistirán las grandes plantas de generación con tecnologías de generación distribuida, dispositivos de almacenamiento y controles basados en electrónica de potencia.

Con el desarrollo de la generación distribuida las poblaciones que se encuentran lejanas a las redes de suministro de energía podrán ser electrificadas con estos medios con el propósito de mejorar las condiciones de vida de sus habitantes, aprovechando los recursos de la localidad y haciendo uso de generadores renovables.

Las comunidades que accedan a electrificarse con estos medios, tienen características a nivel social que las diferencian de las ciudades, como por ejemplo el alto nivel de sociabilidad entre sus miembros, estas cualidades son las que permiten que la población se pueda involucrar con el proyecto y esto adquiere gran relevancia ya que la permanencia en el tiempo del mismo depende en gran medida de la comunidad.

Por otra parte, para que el uso de la energía sea óptimo se requiere de un administrador para las unidades de generación, el sistema tiene que ser capaz de recolectar la información para tomar decisiones y enviar consignas a los generadores, por lo tanto integra etapas de optimización para lograr un despacho económico en el suministro de energía.

Con esta investigación se pretende diseñar un procedimiento para integrar a las comunidades, con los sistemas de supervisión y control de las micro-redes que posean generación distribuida, tomando en cuenta las características sociales de la población y aprovechar las buenas relaciones que existen entre los miembros que conforman las poblaciones donde se destinan este tipo de proyectos.

### 1.1 Hipótesis

Las hipótesis para la realización de este trabajo son:

- La comunidad participa en forma activa involucrándose con el proyecto, y en la funcionalidad del mismo, por lo tanto la intervención social que se hace en las comunidades adquiere gran relevancia.
- Las plataformas de comunicación existentes permitirán establecer vías de comunicación entre el sistema y la población.
- Se realizará un despacho centralizado para maximizar el uso de los recursos renovables de la localidad, basándose en la información disponible de los equipos que

forman parte de la micro-red, estimación de la demanda y estimación de los recursos (agua, sol, viento, biogás).

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivos Generales**

El objetivo general de este trabajo es desarrollar una arquitectura de sistemas SCADA que contemple la participación de la comunidad en la operación y mantenimiento de una micro-red.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- Desarrollar estrategias para extraer los requerimientos de diseño de sistemas SCADA para mico-redes que incluyan a la población en su funcionamiento.
- Diseñar un sistema SCADA para proporcionar apoyo en la gestión de la comunidad para tomar decisiones sobre el funcionamiento de la micro-red.
- Diseñar una arquitectura de comunicación entre el sistema y la comunidad, tomando en cuenta procedimientos y la estructura organizacional de la población.
- Desarrollar una estrategia para recolectar información, generada por la comunidad, esta información debe ser ingresada al sistema de tal forma que la comunidad interactúe con la aplicación.
- Establecer los requisitos y exigencias del sistema para que la comunidad pueda adaptarse al manejo del mismo.
- Desarrollar interfaces IHM amigables y fáciles de usar, para que la comunidad se involucre en las actividades de supervisión y mantenimiento de la micro-red.

## **1.3 Alcance**

Con este estudio se presenta una nueva propuesta de sistemas SCADA para micro-redes con Sistemas Híbridos de Generación, basados en la integración de la comunidad para el funcionamiento del sistema, en los procesos de: supervisión, control y mantenimiento de la micro-red. No es parte de este trabajo realizar el análisis económico de las tecnologías existentes en el mercado para implementar este tipo de proyectos, tampoco se efectuará una evaluación de la perduración de la herramienta en el tiempo.

## **1.4 Estructura del Trabajo**

El trabajo consiste en realizar la investigación en los ámbitos: eléctrico y social, enmarcándose en micro-redes con sistemas híbridos de generación, para establecer las herramientas que permiten extraer características sociales de la comunidad, para crear un sistema que logre un

acercamiento entre la población y los proyectos de electrificación dirigidos a localidades aisladas para apoyar su desarrollo.

|

## 2. ESTADO DEL ARTE

### 2.1 DER

Los generadores empleados en los sistemas de generación distribuida o micro-redes se conocen como: Recursos Energéticos Distribuidos, (DER del inglés Distributed Energy Resources). [1]

También son considerados DER los sistemas de co-generación (CHP del inglés Combined Heat and Power), donde se genera energía eléctrica aprovechando la captura residual de calor, o se genera calor, aprovechando el calor producido por los generadores eléctricos.

Los equipos DER van desde sistemas de micro-generación: celdas de combustible, micro-turbinas, motores Stirling, hasta las energías renovables como: solar, generadores diesel, energía eólica, y generación hidroeléctrica a pequeña escala.

La elección de un DER depende en gran medida del clima, topología de la región y disponibilidad de combustible.

Los elementos de almacenamiento de energía como las baterías también son parte de los DER.

Las unidades DER en términos de su interfaz con la red pueden dividirse en dos grupos: el primero conformados por máquinas rotatorias que se encuentran conectadas directamente a la red y el segundo con unidades que utilizan un acoplamiento electrónico (convertor) con la red.

En la Tabla 1 se muestra las distintas configuraciones de conexión de un DER en función de: energía primaria, medios de almacenamiento, convertor y flujo de potencia.

Bajo esta clasificación se pueden distinguir dos tipos básicos de DER.

- ✓ Los DER que no poseen medios de almacenamiento.
- ✓ Los DER que poseen medios de almacenamiento conocidos como híbridos, los cuales se interconectan a la red a través de un convertor bidireccional (ac-dc y dc-dc).

En términos de flujo de potencia se hacen distinción de las unidades DER despachables y los no despachables.

- ✓ La inyección de potencia de un DER despachable es controlada externamente a través de consignas (SP del inglés Set Point) que son enviadas desde un sistema de supervisión (SCADA). Este DER puede ser ejemplificado con un generador dotado con un motor de combustión interna que posea un governor y un AVR, ya que entre estos dos dispositivos se controla la energía activa y reactiva que se inyecta al sistema.
- ✓ Un DER no-despachable es aquel que normalmente es controlado en función de la disponibilidad del recurso energético primario, por ejemplo una unidad de generación solar, ya que estos generadores poseen Power Tracking, y lo que se logra es maximizar la potencia que pueden suministrar a la red.

En la Tabla 1 se muestra la interfaz entre la red y unidades DER.

**Tabla 1 Interface para unidades DER**

	Dispositivo proveedor de Energía Primaria (ejm: Energía Mecánica)	Interfaz	Control del Flujo de Potencia
<b>DER</b>	Motores Reciprocantes (Mini-Hidráulica)	Generador Sincrónico	AVR y Governador (+P,+Q)
<b>Convencional</b>	Turbinas Eólicas Fixed-Speed	Generador Inducción	Pitch Control de la Turbina (+P,-Q)
<b>DER</b>	Turbinas Eólicas Velocidad Variable Micro-Turbina	Convertor (ac-dc-ac)	Turbinas de Velocidad Control de Tensión (+P,+Q)
<b>No-Convencional</b>	Fotovoltaicos Celdas de Combustible	Convertor (dc-dc-ac)	Power Tracking y enlace DC Control de Tensión (+P,+Q)
<b>Almacenamiento Ciclo Largo</b>	Baterías	Convertor (dc-dc-ac)	Estado de Carga y/o Salida Control de Tensión/Frecuencia (+P,+Q)
<b>Almacenamiento</b>	Súper- Capacitores	Convertor (dc-dc-ac)	Estado de Carga (+P,+Q)
<b>Ciclo Corto</b>	Volante de Inercia	Convertor (ac-dc-ac)	Control de Velocidad (+P,+Q)

**Fuente: Microgrids Management Controls and Operation Aspects of Microgrids - DEIE Power and Energy Magazine - 2008**

En la figura 1 se muestran tres distintas configuraciones con las cuales los DER acceden a la red a través de un convertor.

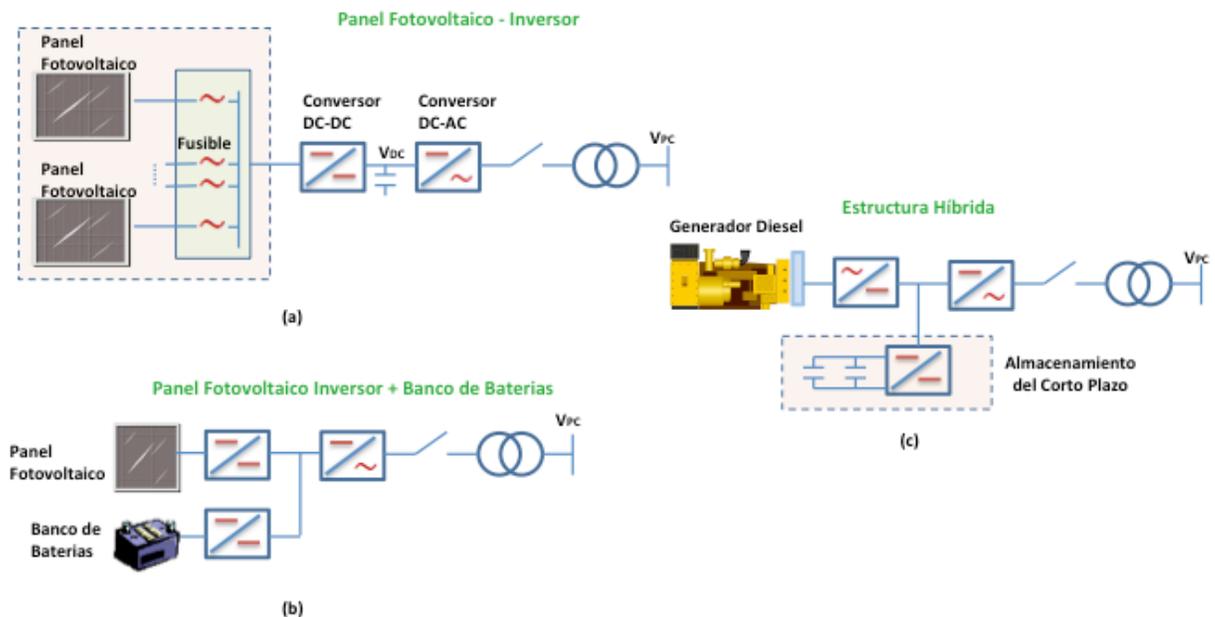
1. En la configuración a) se muestra un generador fotovoltaico (GF) no-despachable, el convertor es un dc-dc-ac, compuesto por un convertor dc-dc y un convertor dc-ac, este esquema también puede convertirse en un generador despachable, cambiando la fuente de energía primaria, es decir, en lugar de los paneles fotovoltaicos se instalan celdas de combustible.
2. En la configuración b) se muestra un acoplamiento híbrido, ya que el sistema está compuesto de dos convertidores dc-dc en paralelo y un convertor dc-ac, la energía primaria proviene de paneles fotovoltaicos por lo que se trata de un generador no-despachable, sin embargo, los convertidores pueden ser controlados de tal forma que se controle la potencia de salida del sistema, y por lo tanto se puede convertir este esquema en un generador despachable. Un generador eólico puede conectarse a esta configuración, en lugar de los paneles fotovoltaicos, por lo tanto también se constituiría en una unidad no-despachable, pero si se llega a controlar los convertidores del sistema híbrido, se puede convertir en una unidad despachable.

3. En la configuración c) se muestra el acoplamiento de un grupo electrógeno con la red a través de un conversor con un almacenador de energía capacitivo.

El grupo electrógeno trabaja como una unidad despachable de reacción lenta, el acoplamiento se hace a través de un conversor ac-dc-ac. La unidad de almacenamiento capacitivo se enlaza al conversor ac-dc-ac, a través de un conversor dc-dc y provee potencia en un lapso de tiempo corto durante los intervalos de aceleración/desaceleración y/o arranques del grupo electrógeno.

Las características sobresalientes del acoplamiento electrónico son: respuesta dinámica rápida que ofrece el conversor, limitación de la contribución de corriente de corto-circuito de la unidad, en contraste a una unidad conectada directamente a la red, con este acoplamiento no aparece la inercia de la máquina durante los transitorios, por lo tanto la frecuencia se mantiene cuando ocurren estos fenómenos.

Adicionalmente se muestra un desacople entre la fuente primaria de energía y la red, por lo tanto la interacción dinámica entre los dos sistemas son menos severas que los sistemas convencionales.



**Figura No. 1 Estructuras con acoplamiento Electrónico de las unidades DER**

**Fuente: Microgrids Management Controls and Operation Aspects of Microgrids - DEIE Power and Energy Magazine – 2008**

### **2.1.1 Necesidad de Monitorear y Controlar los Sistemas DER**

La administración de los Sistemas de Distribución considerando una alta penetración de unidades DER, requiere del monitoreo y control de la interconexión de estos dispositivos. Algunos de los desafíos para el personal de planificación de las empresas Distribuidoras incluyen los siguientes aspectos [2]:

- Ingeniería de interconexión de las unidades DER a las redes de Distribución.
- Operación de la red de Distribución en condiciones normales con presencia significativa de unidades DER.
- Operación de la red de Distribución en condiciones de emergencia con presencia significativa de unidades DER.
- Horario de despacho de unidades DER, basados en diferentes criterios como despacho económico, recorte de punta, reserva de energía, condiciones de emergencia.
- Monitoreo y control de grandes plantas de generación DER en tiempo real, no sólo como productor de energía eléctrica sino también considerando otros aspectos como: balance de energía, regulación de tensión, demanda punta y operación de red en condiciones de emergencia.
- Monitoreo y control individual de los generadores DER, inversores/convertidores, sistemas de excitación.
- Monitoreo y control de servicios auxiliares como: nivel de combustible, nivel de carga de baterías.
- Monitoreo de las características físicas del equipo como temperatura, presión, vibración, emisión de gases, información meteorológica.
- Monitoreo y control de los sistemas de conversión de la energía para la administración de las plantas CHP, sistemas basados en biomasa, celdas de combustible, y otros tipos de combustibles.

## 2.1.2 Interacción de Agentes con un DER

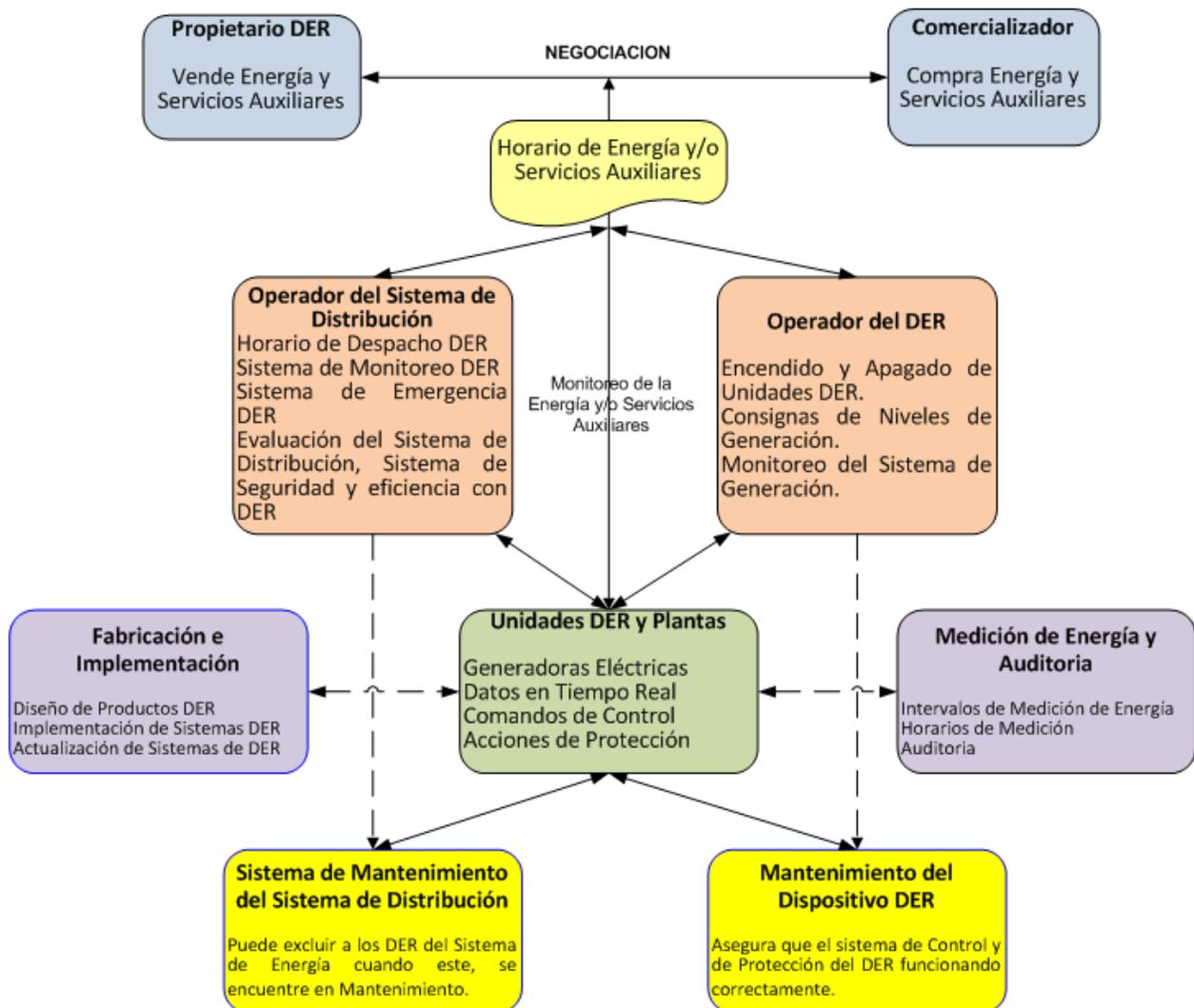


Figura No. 2 Interacción de los Agentes con un DER

Fuente: IEC 61850-7-420 Communications Standard for Distributed Energy Resources (DER) Power and Energy Society General Meeting - 2008

1. **Propietario de unidades DER.-** Son los propietarios de pequeñas unidades de generación, pueden autoabastecerse de energía, vender energía y ofrecer servicios auxiliares como: reserva, reactivos, etc.
2. **Comercializador o proveedor de Servicios.-** El Comercializador desea comprar la energía u otros servicios desde los dispositivos DER para abastecer a sus clientes.
3. **Operadores del Sistema de Distribución.-** Es el responsable de operar el sistema de Distribución de una manera segura y eficiente con la implementación de todos los DER con sus respectivos horarios de despacho, monitorear los DER directa o indirectamente, y

asegurarse que todas las unidades cuenten con interruptor de desconexión en caso de emergencia. En general son los encargados de la operación económica y segura del sistema de energía.

4. **Operadores de unidades DER.-** Son los responsables de activar las unidades DER en condiciones normales de operación, puede ser un sistema automatizado capaz de controlar y sincronizar con un planificador incorporado, o poseer un sistema para que sea comandado a distancia por parte del operador del sistema de distribución.
5. **Mantenimiento del Sistema de Distribución.-** Por lo general está bajo la dirección de los operadores del sistema de distribución, también suelen ser responsables de garantizar que los dispositivos DER se encuentren apagados o desconectados de la red.
6. **Mantenimiento de Dispositivos DER.-** Son los responsables de asegurarse que el sistema DER y su sistema de desconexión se encuentre operando correctamente.
7. **Sistema DER.-** El sistema debe proporcionar datos en tiempo real, sobre su estado, cuando se requiera, y también debe responder a los comandos de control para modo local o remoto, así como también a los comandos de protección.
8. **Sistema de Protección del Sistema de Distribución.-** Son necesarios para la seguridad del sistema, se requiere que los dispositivos sean capaces de recibir comandos a distancia.
9. **Mantenimiento del Sistema de Telecomunicaciones.-** Garantiza la fiabilidad y la disponibilidad de las telecomunicaciones.
10. **Fabricantes e Instaladores.-** Tienen un importante papel en determinar que la información sea accesible y no de propiedad, mientras que los instaladores determinan a que datos se debe acceder.
11. **Medición de Energía y Auditoria.-** Medición de energía y auditoria son funciones críticas, para que los DER cumplan sus contratos y sus obligaciones.

## 2.2 Generación Distribuida

Es la producción de energía a nivel local en niveles de tensión de distribución, es decir que la generación se localiza cerca a los consumos. [3]

El término Generación Distribuida ha sido concebido para distinguir este concepto de la generación convencional centralizada.

En todo el mundo existen diferentes definiciones de Generación Distribuida, de acuerdo a los niveles de tensión, capacidad de los generadores, etc., sin embargo entre los atributos comunes se distinguen los siguientes:

- ✓ Unidades que poseen una potencia menor a los 50 MW.
- ✓ Los generadores distribuidos generalmente se conectan a las redes de distribución y se caracterizan por generar a una tensión que va desde los 230/415 V hasta los 145KV.
- ✓ Despacho no centralizado.

## Generación Distribuida para Sistemas Aislados

Los sistemas de Generación Distribuida que operan en modo de isla son empleados para energizar comunidades que se encuentran fuera del alcance de la red de distribución. [4]

Este tipo de generación puede conformarse por sistemas híbridos, es decir que los equipos DER son la combinación de dos o más fuentes de energía con el fin de abastecer la demanda, estos sistemas pueden ser eólico-fotovoltaico, diesel-eólico, hidráulico-fotovoltaico, etc.

Otra característica de estos sistemas es que entre su equipamiento se podría contar con bancos de baterías, este es un elemento muy importante dentro de la infraestructura de la red, ya que ante la ausencia de recursos como: sol, viento, etc., los acumuladores son los encargados de abastecer la demanda.

Los sistemas de GD se pueden basar en fuentes de energía renovable, es decir buscan preservar el medio ambiente, sin embargo como se mencionó estos se combinan con generadores diesel, los cuales son empleados ante la ausencia de energía primaria (sol, viento, agua), para abastecer los consumos.

## 2.3 Smartgrid (Red Inteligente)

La definición de red inteligente depende del lugar del mundo en el que uno se encuentre. En Estados Unidos, por ejemplo, suelen citarse los siguientes atributos como necesarios para definir una red inteligente [5]:

- ✓ Auto-reparación tras perturbaciones eléctricas.
- ✓ Posibilidad de participación activa de los consumidores en la respuesta a la demanda.

- ✓ Elasticidad ante ataques materiales y cibernéticos.
- ✓ Suministro de electricidad de calidad para responder a las necesidades del siglo XXI.
- ✓ Admisión de todas las opciones de generación y almacenamiento.
- ✓ Capacidad para nuevos productos, servicios y mercados.
- ✓ Optimización del aprovechamiento de activos y la eficiencia operativa.

Según un informe de la Comisión Europea, la red inteligente en Europa se describe con estas características:

- ✓ Flexible: satisface las necesidades de los clientes y responde a los cambios y desafíos futuros.
- ✓ Accesible: permite el acceso a las conexiones a todos los usuarios de la red. En particular, la red inteligente debe permitir el acceso a fuentes de energía renovables y la generación local de alta eficiencia sin emisiones de dióxido de carbono o con emisiones reducidas.
- ✓ Fiable: es segura y garantiza la calidad del suministro. Debe responder a las demandas de la era digital y responder de manera elástica a los peligros y las incertidumbres.
- ✓ Económica: proporciona el mejor valor posible gracias a la innovación, la gestión eficiente de la energía y la igualdad en términos de competencia y reglamentos.

China, una de las economías con más demanda de energía del planeta, también está desarrollando el concepto de red inteligente.

Según una memoria publicada por la colaboración conjunta entre EE.UU. y China sobre energía limpia en diciembre de 2007 [5], “el término red inteligente se utiliza para describir un sistema de distribución y transporte de electricidad que incorpora elementos de ingeniería electrónica tradicional y de vanguardia, tecnologías sofisticadas de detección y control, tecnologías de la información y la comunicación para sostener un mejor rendimiento de la red y una gama amplia de servicios añadidos para los consumidores. Una red inteligente no se define por las tecnologías que incorpora, sino que por lo que puede hacer.

### **2.3.1 Componentes de la tecnología de Red Inteligente**

Una red inteligente consta de tecnologías, que se dividen en cuatro categorías, coordinadas para proporcionar funciones de red inteligente. [5]

- 1) La parte inferior o capa física es donde se produce la conversión, transporte, almacenamiento y consumo de la energía.
- 2) La capa de sensores y actuadores.
- 3) La capa de comunicación.
- 4) La capa de inteligencia y decisión, se compone de todos los programas informáticos que se ejecutan en un relé, un dispositivo electrónico inteligente (DEI), un sistema de

automatización de subestación, un centro de control o la administración de una empresa. Estos programas procesan la información de los sensores y comunicación y producen consignas de control o información para respaldar las decisiones relacionadas con los procesos empresariales. Estas consignas de control, cuando son ejecutadas por los actuadores, realizan cambios en la capa física para modificar la producción de las centrales eléctricas y los flujos en la red.

Es muy importante la parte de inteligencia para la toma de decisiones, de la misma manera que el sistema de actuadores en las redes inteligentes, ya que sin componentes de red controlables, para cambiar el estado de la red eléctrica a otro más eficiente y fiable, será muy limitado el valor de todos los datos recogidos y comunicados.

Cuanto más se controle la producción de las centrales eléctricas, el flujo de potencia de las líneas de transporte y el nivel de consumo eléctrico, más eficiente y fiable será el funcionamiento de la red.

### **2.3.2 Desafíos que plantea la Red Inteligente**

Los desafíos principales a los que se enfrentan las redes inteligentes, es decir, hacer más con menos y mejorar la eficiencia, fiabilidad, seguridad y sostenibilidad medioambiental, dependerán de una combinación de tecnologías de sensores, comunicación, información y control, para conseguir que toda la red sea inteligente, desde el ciclo de producción de energía hasta el suministro y el uso. [5]

Entre los desafíos técnicos más urgentes se encuentran:

- ✓ El crecimiento económico asociado a la capacidad de la red, mientras se minimiza en la mayor medida posible, su impacto ambiental.
- ✓ El aumento del aprovechamiento de los recursos de la red con el control y la gestión del flujo de potencia.
- ✓ La gestión y el control del flujo de potencia para reducir las pérdidas y la demanda máxima en los sistemas de transporte y distribución.
- ✓ La conexión de los recursos de energía renovable de lugares locales y remotos a la red y la gestión de la generación intermitente.
- ✓ La integración y la optimización del almacenamiento de energía para reducir la demanda de la capacidad en las redes.
- ✓ La integración de las cargas móviles (por ejemplo, vehículos eléctricos recargables) para reducir los esfuerzos en la red y utilizarlos como recursos.

- ✓ La reducción del riesgo de apagones, y si se produce uno, la detección y el aislamiento de las posibles perturbaciones del sistema y la rápida restauración del servicio.
- ✓ La gestión de las respuestas de los consumidores para reducir los esfuerzos en la red y optimizar el aprovechamiento de los recursos.

### 2.3.3 Micro-redes

Las micro-redes son un caso particular de las redes inteligentes y abarcan una porción de las redes de distribución de energía y se encuentra aguas abajo de la subestación de la empresa de Distribución, incluye una variedad de unidades DER y diferentes tipos de usuarios finales de electricidad y/o calor. [3]

El punto de conexión de la micro-red con el sistema de la empresa de Distribución lo constituye el lado secundario del transformador de la subestación, a este punto se le conoce como: el Punto de Acoplamiento Común (PCC del inglés Point of Common Coupling).

Las micro-redes trabajan conectadas a la red de suministro de energía eléctrica, sin embargo se espera que sean capaces de operar en modo de isla, abasteciendo al menos a una parte de la carga, luego de desconectarse de la red de distribución.

- ✓ Desde el punto de vista de la red, la principal ventaja de la micro-red es que es una entidad controlada dentro del sistema de potencia, esto permite que cumplan las normas y reglamentos, sin poner en riesgo la fiabilidad ni la seguridad del sistema.
- ✓ Desde el punto de vista de los clientes las micro-redes los benefician ya que poseen un sistema de alimentación ininterrumpido, reduce las pérdidas de alimentación y proporcionan apoyo a la regulación de tensión local.
- ✓ Desde el punto de vista del medio ambiente, las micro-redes reducen la contaminación, contribuyendo a evitar el calentamiento global debido a la utilización de tecnologías bajas en carbono.

En la figura 3 se muestra el esquema de una micro-red que incluye: cargas, generación y almacenamiento de energía.



Dado que la gestión de la micro-red depende de los sistemas SCADA, se requiere una revisión previa del volumen de datos que van a ser transportados a larga distancia, ya que la fiabilidad de la información podría verse afectada.

Es por este motivo que se plantean dos esquemas de control: control con sistema SCADA centralizado y el control con sistemas SCADA distribuido.

### **Control con Sistema SCADA Centralizado**

Hay algunas funciones que necesitan ser controladas en forma centralizada, por ejemplo: programación de la desconexión de carga y gestión de la demanda, pero el gran desafío reside en la infraestructura de comunicación adecuada para una transmisión de datos confiable. [3]

Un SCADA centralizado tiene como ventajas: facilidad en el mantenimiento de hardware y software, base de datos activa, monitoreo de la red a través de un IHM (Interfaz Hombre Máquina).

La desventaja de esta configuración es la infraestructura de comunicaciones ya que esta puede representar un costo significativo, además se pueden presentar problemas en cuanto a la respuesta lenta debido al flujo de información, provocando cuellos de botella y riesgo de fallo.

### **Control con Sistema SCADA Distribuido**

Los sistemas Distribuidos comprenden pequeños sistemas SCADA ubicados en diversos lugares como por ejemplo una subestación. [3]

La ventaja de estos sistemas es el bajo costo en cuanto a la infraestructura de la red de comunicación, con la excepción que se requiere un adecuado tiempo de respuesta para las operaciones de conexión y/o desconexión, pero la desventaja puede radicar en la incompatibilidad con el sistema SCADA central, necesidad de instalaciones adicionales para mantenimiento.

No obstante la aplicación depende de la tecnología, costos, los cuales dependen a su vez de la complejidad y repetitividad del que se le quiera dotar.

### **Control y Supervisión de una Micro-red**

Una micro-red a través de su sistema de control debe garantizar la totalidad o un subconjunto de estas funciones [1]:

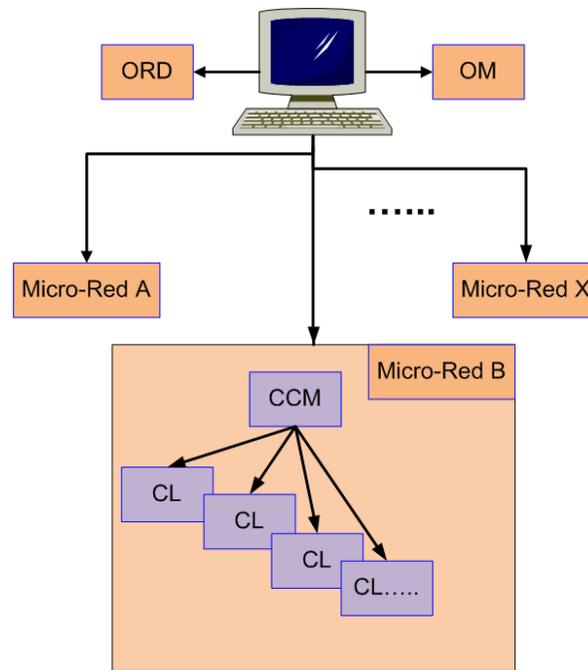
- ✓ Suministro de energía eléctrica.
- ✓ Participación en el mercado eléctrico
- ✓ Arranque en negro después de un colapso
- ✓ Prestación de servicios auxiliares, etc.

Los objetivos son lograr mediante un sistema centralizado o descentralizado el control y la supervisión que incluye 3 niveles jerárquicos:

- 1) Operador de la red de distribución.  
Operador de Mercado (OM).
- 2) Control central de la micro-red (CCM).
- 3) Controladores locales (CL) asociado a cada uno de las unidades DER.

En la figura 4  
los niveles

se observa la Estructura con  
jerárquicos.



**Figura No. 4 Arquitectura de Control y Supervisión de una Red**

**Fuente: Microgrids Management Controls and Operation Aspects of Microgrids - DEIE Power and Energy Magazine - 2008**

El ORD está destinado a una zona en donde existe más de una micro-red. Además uno o más OM son responsables del buen funcionamiento del mercado de cada área específica.

Estas dos entidades no pertenecen a la micro-red pero son delegados del sistema (red principal).

La interfaz entre el ORD/OM y la micro-red es el centro de control de la micro-red.

El CCM asume diferentes roles que van desde la maximización del valor de la micro-red hasta la coordinación de los CL. El CL controla las unidades DER y las cargas controlables dentro de una micro-red.

Dependiendo del enfoque de control, cada CL puede tener cierto nivel de inteligencia.

En un sistema centralizado cada CL recibe consignas de ajuste (SP) de los correspondientes CCM.

En una operación descentralizada cada CL toma decisiones a nivel local.

En cualquier enfoque, algunas decisiones sólo se realizan a nivel local por ejemplo un CL no requiere el envío de una consigna desde el CCM para la regulación de tensión.

En un sistema centralizado el CL ejecuta la orden del CCM durante el modo de conexión a la red, modo de funcionamiento y tienen autonomía para:

- ✓ Realizar la optimización local para el intercambio de potencia entre las unidades DER.
- ✓ Seguimiento de carga rápido, cuando trabaja en modo autónomo.

Fundamentándose en una estrategia de oferta DER y un proceso de optimización de alto nivel, el CCM proporciona consignas a cada unidad DER.

En un enfoque descentralizado las consignas de control las realizan los CL (por ejemplo optimización de la energía para el seguimiento de carga y maximización de la exportación de energía basada en los precios del mercado).

## Control Centralizado de una Micro-red

A través de un control centralizado el CCM optimiza el intercambio de potencia con el sistema, maximizando la producción local dependiente de los precios de mercado y las restricciones de seguridad. [1]

Esto se logra enviando consignas a las unidades DER y a las cargas controlables de la micro-red.

En la figura 5 se muestra el intercambio de información, cuando se emplea una estrategia de control centralizado, y se indica la importancia de la comunicación entre el CCM y el CL.

El CCM toma decisiones de intervalos preestablecidos de tiempo, por ejemplo cada 15 minutos, durante la próxima hora u horas, todo esto en función de los precios del mercado y capacidades de las unidades.

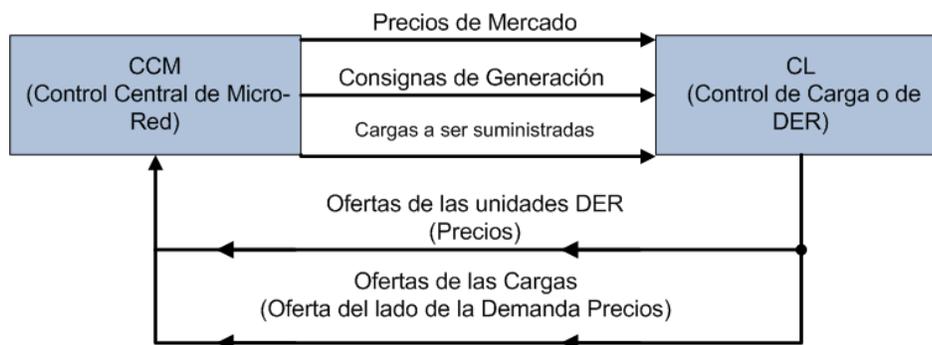


Figura No. 5 Flujo de Información de un Control Centralizado de una Micro-red

Fuente: *Microgrids Management Controls and Operation Aspects of Microgrids - DEIE Power and Energy Magazine - 2008*

Según las políticas del mercado, el CCM debe tomar en cuenta lo siguiente:

- ✓ Las ofertas de las cargas y de los DER.
- ✓ Los precios del mercado.
- ✓ Restricciones de seguridad de la red.
- ✓ Predicciones de Demanda, recursos renovables, usando un proceso de optimización.
- ✓ SP de las unidades DER.
- ✓ SP de las cargas.
- ✓ Precios del mercado para el próximo periodo de optimización, y habilitar los CL para el proceso de ofertas.

Según las señales del CCM, los CL ajustan la inyección de potencia de los generadores y los niveles de demanda para presentar sus ofertas en el siguiente periodo.

Las funciones que se pueden implementar para llevar a cabo el control centralizado de una micro-red incluyen la generación, la carga, funciones de previsión sobre el compromiso de la unidad, despacho económico, y de seguridad.

En la figura 6 se muestra un ejemplo de la programación diaria económica de una micro-red.

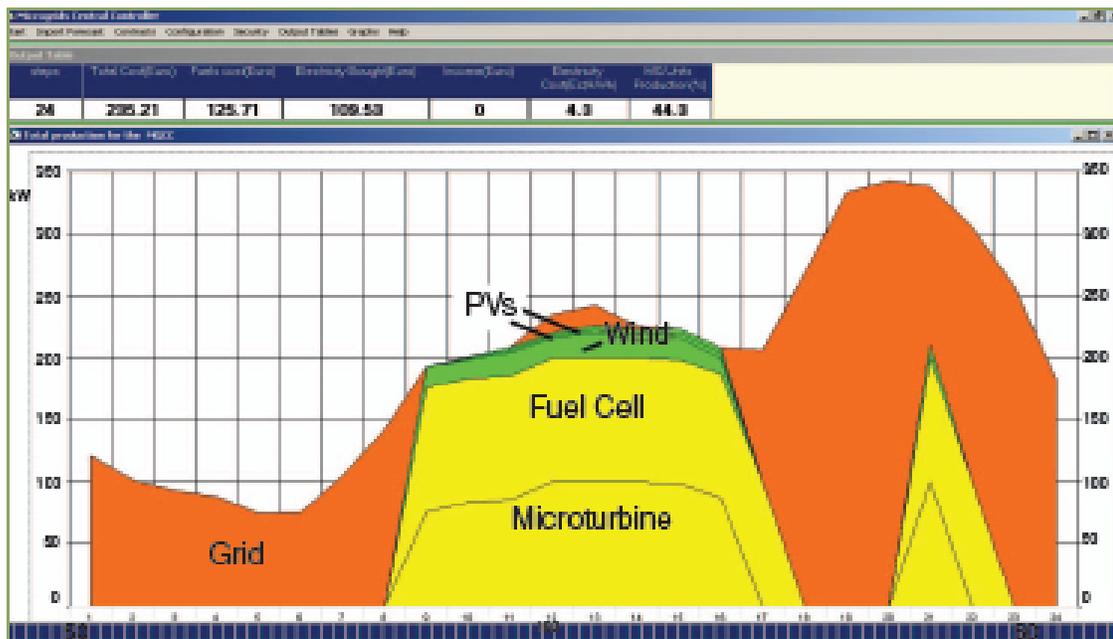


Figura No. 6 Despacho de Unidades DER e Importación de Energía de la Red hacia la MicroRed

Fuente: Microgrids Management Controls and Operation Aspects of Microgrids - DEIE Power and Energy Magazine - 2008

## Control Descentralizado de una Micro-red

Un enfoque de control descentralizado pretende proporcionar la máxima autonomía a los DER y cargas dentro de una micro-red. [1]

En el control descentralizado, la principal tarea de cada controlador no es necesariamente maximizar el ingreso de la unidad correspondiente, sino contribuir a la mejora global del desempeño de la micro-red.

Así la arquitectura debe ser capaz de incluir funciones económicas, los factores ambientales y requerimientos técnicos, por ejemplo arranque en negro.

Estas características indican que un sistema multi-agente (MAS) permite que se desarrolle el control de una micro-red descentralizada.

Conceptualmente, el MAS es una forma evolucionada del clásico sistema de control distribuido con la capacidad de controlar grandes y complejas entidades. Una de las principales características del MAS que lo distingue de las técnicas de control distribuido clásico, es que el software dentro de cada agente provee capacidades de inteligencia local.

Cada agente emplea su inteligencia para determinar las acciones futuras y cómo influyen en el entorno de manera independiente. Los métodos basados en inteligencia artificial por ejemplo Redes Neuronales o Lógica Difusa pueden ser cubiertos por el MAS.

Una micro-red inteligente requiere de comunicación avanzada, por ejemplo el agente habla un protocolo ACL (ACL del inglés Agent Communication Language) que proporciona un entorno de información y conocimientos de cambio.

Los agentes no sólo intercambian los valores simples de encendido y apagado, sino también el conocimiento. La naturaleza orientada a objetos de la ontología y la abstracción de los datos permite a cada agente manejar sólo la información y conocimiento necesario.

La figura 7 muestra el control descentralizado de la micro-red, el nivel más alto corresponde a media tensión y su agente es responsable de la comunicación entre las micro-redes y ORD y/o OM con el correspondiente intercambio de mensajes con el mercado de energía.

## NIVELES EN UNA MICRO-RED

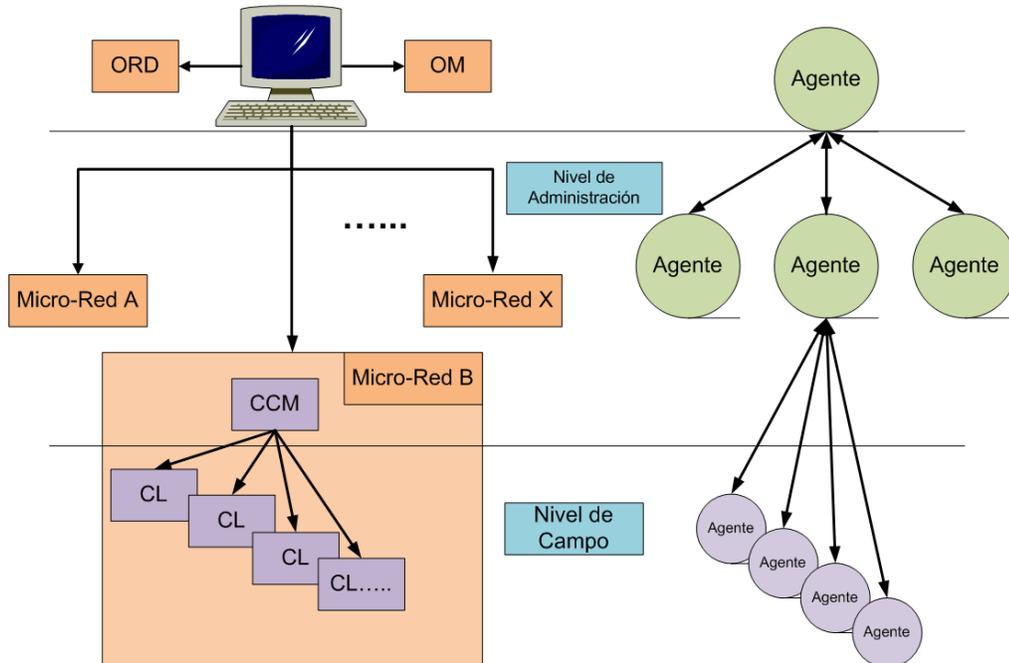


Figura No. 7 Arquitectura Descentralizada de una Micro-red

Fuente: *Microgrids Management Controls and Operation Aspects of Microgrids - DEIE Power and Energy Magazine - 2008*

El nivel medio es el de gestión, en el cuál los agentes coordinan:

- ✓ Controladores de las unidades DER y de las cargas.
- ✓ Participación en el mercado.
- ✓ Posibles colaboraciones de las micro-redes adyacentes.

La operación de mercado supone que un agente se encarga de las negociaciones con el OM, por lo tanto se encarga de las ofertas y el resultado de las negociaciones entre los agentes locales.

La parte inferior específica, para cada CL, la responsabilidad que este tiene para cumplir con las ofertas tranzadas en el mercado, por lo tanto se encarga de enviar las consignas de ajuste para los CL.

El nivel inferior que se le denomina campo, comprende los principales elementos del MAS que corresponden a los CL.

La operación de un CL requiere de una parte externa y de una parte interna, la parte externa proporciona una interfaz con la micro-red, y es común para todos los CL, para intercambiar SP y ofertas.

La parte interior es específica para cada CL y es la responsable de traducir los SP para su respectiva aplicación a la unidad correspondiente.

El enfoque basado en agentes requiere la división de un complejo problema en sus componentes y hacer frente a cada uno de ellos por separado.

El reto es desarrollar una arquitectura de tal manera que una nueva funcionalidad requiera mínimos cambios en el software existente.

En aplicaciones más avanzadas los agentes pueden aprender a resolver un problema en forma autónoma.

## Sistemas de Administración de Corte de Suministro

En las empresas de Distribución se integran aplicaciones: SCADA, GIS (GIS del inglés: Geographic information system) y aplicaciones que ayudan a localizar fallas, que se producen en los alimentadores primarios o circuitos de baja tensión, que se fundamentan en TCM (TCM del inglés: Trouble Call Management). [6]

Las empresas de distribución detectan la falla, pero para ubicarla exactamente, los clientes reportan los cortes de suministro a través de llamadas telefónicas.

Sus ventajas son:

- ✓ Identificación del lugar, con la consiguiente reducción en el tiempo de restitución del servicio.
- ✓ Mejora en la utilización de los recursos de campo.
- ✓ Mejora en la satisfacción de los clientes de la empresa de distribución.

## 2.5 SCADA para Sistemas de Generación de Energía

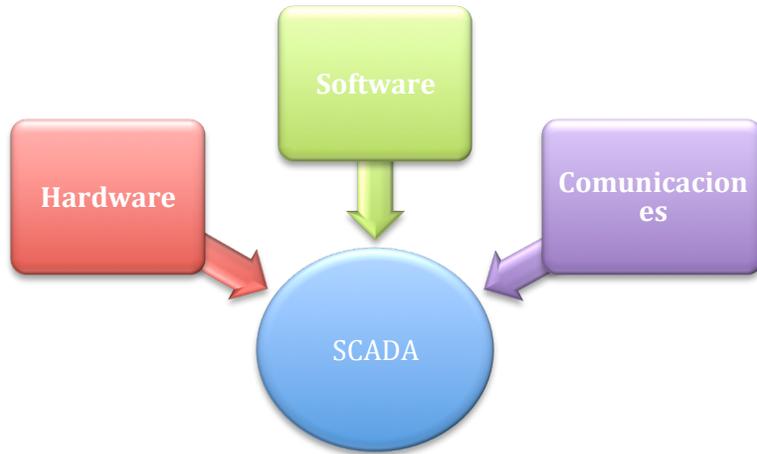
Se establecen las diferencias que existen entre un sistema eléctrico interconectado y una micro-red, las que se encuentran en la Tabla 2, de esta comparación se establecen las diferencias existentes entre los sistemas SCADA diseñados para micro-redes y los SCADA desarrollados para sistemas interconectados, las que se encuentran en la Tabla 3.

Los componentes de los sistemas SCADA son los que aparecen en la figura 8, y se detallan a continuación:

**Hardware:** Está compuesto por todos los dispositivos que tiene la capacidad de comunicarse con el sistema, si el equipo no posee una interfaz de comunicaciones este no podrá ser parte del sistema SCADA.

**Comunicaciones:** La capa de comunicaciones está compuesta por varias partes como: interfaz de comunicaciones, protocolo de comunicaciones, arquitectura, etc.

**Software:** En la capa de software se encuentran todas las aplicaciones que se utilizarán en el sistema estas son: drivers de los equipos, servidor OPC, aplicaciones.



**Figura No. 8 Componentes de un Sistema SCADA para Micro-redes**

**Fuente: Autoría Propia**

**Tabla 2 Diferencias entre Micro-redes y Sistemas Interconectados**

	<b>CARACTERISTICAS DE UNA MICRO-RED</b>	<b>CARACTERISTICAS DE UN SI*</b>
1	Posibilidad de participación activa de la Demanda.	La Demanda actúa en forma pasiva.
2	Despacho Descentralizado.	Despacho Centralizado.
3	Flujo de potencia bidireccional en la red de BT.	Flujo de potencia unidireccional en la red de BT.
4	Restauración automática de servicio ante contingencias.	Plan de recuperación del sistema ante contingencias.
5	Sistemas flexibles que permiten la integración de nuevos equipos a la red.	Sistemas con carencia de flexibilidad para la integración de nuevos equipos a la red.
6	Bajas pérdidas debido a que los generadores se encuentran cerca de las cargas.	Pérdidas elevadas ya que la generación se encuentran alejada de los centros de consumo.
7	Mejor regulación de tensión.	Regulación de tensión alejada de los centros de consumo.
8	Mantenimiento simplificado.	Complejos planes de mantenimiento.
9	Uso de tecnologías renovables y sistemas de almacenamiento para generación.	Uso de tecnologías tradicionales para generación.
10	Con el uso de tecnología renovable para generación se reduce el nivel de contaminación.	Con la tecnología de generación tradicional el nivel de contaminación ambiental persiste.
11	Optimización del uso de la energía.	Sistemas que operan con o sin la necesidad de un optimizador en el despacho.
12	Sistemas autosustentables es decir son capaces de operar interconectados o en modo de Isla.	Sistemas que no necesariamente son capaces de operar en forma aislada.
13	Sistemas con redes de longitud corta.	Sistemas con redes de longitud larga.

**Fuente: Autoría Propia**

**Tabla 3 Diferencias entre SCADA para Micro-redes y SCADA para Sistemas Interconectados**

	<b>CARACTERISTICAS DE UN SCADA* PARA MICRO-RED</b>	<b>CARACTERISTICAS DE UN SCADA PARA SI*</b>
1	Costo relativamente bajo (Costos: inversión, operación y mantenimiento)	Alto Costo (Costos: inversión, operación y mantenimiento)
2	Bajo mantenimiento	Mantenimiento del sistema moderado
3	Sistemas autónomos	Sistemas con operadores que hacen la gestión y supervisión del mismo
4	Manejo de tags limitado	Elevado número de tags
5	Simplicidad en la capa de comunicaciones	Compleja arquitectura en la capa de comunicaciones
6	Flexibilidad para conectividad de equipos	Sistemas con carencia de flexibilidad ya que el SCADA debe ser modificado cada vez que aparece un nuevo agente en la red

\*SI: Sistema Interconectado

**Fuente: Autoría Propia**

En la Tabla 4 se muestran las semejanzas y diferencias de una micro-red con sistemas de Generación Distribuida Aislada, de esta se deduce la Tabla 5.

En la figura 9 se muestran los componentes de un sistema SCADA para Generación Distribuida Aislada.

Las redes para Generación Distribuida Aislada (se consideran a los que no tienen conexión con una red de distribución), carecen por lo general de suficiente presupuesto para implementar sistemas de instrumentación para Supervisar el sistema por completo, y se puede aprovechar la interacción social que existe entre las personas que forman parte de la comunidad donde se instala el proyecto, para que se involucre con el sistema.

**Tabla 4 Semejanzas y Diferencias entre Micro-redes y Generación Distribuida Aislada**

	<b>CARACTERISTICAS DE UNA MICRO-RED</b>	<b>CARACTERISTICAS DE GENERACION DISTRIBUIDA AISLADA</b>
1	Posibilidad de participación activa de la Demanda	Posibilidad de participación activa de la Demanda
2	Despacho descentralizado	Despacho centralizado
3	Flujo de potencia bidireccional en la red de baja tensión	Flujo de potencia unidireccional en la red de baja tensión
4	Restitución automática de servicio ante contingencias	Restitución automática de servicio ante contingencias
5	Sistemas flexibles que permiten fácilmente la integración de nuevos equipos a la red	Sistemas flexibles que permiten fácilmente la integración de nuevos equipos a la red
6	Bajas pérdidas debido a que los generadores se encuentran cerca de las cargas	Bajas pérdidas debido a que los generadores se encuentran cerca de las cargas
7	Buena regulación de tensión	Buena regulación de tensión
8	Mantenimiento simplificado	Mantenimiento simplificado
9	Uso de tecnologías renovables para generación	Uso de tecnologías renovables para generación
10	Uso opcional de acumuladores para almacenamiento de energía	Uso indispensable de acumuladores para almacenamiento de energía
10	Reducido nivel de contaminación con el uso de tecnología renovable para generación	Con el uso de tecnología Renovable para generación se reduce el nivel de contaminación
11	Optimización del uso de la energía	Optimización del uso de la energía
12	Sistemas autosustentables es decir son capaces de operar interconectados o en modo de isla	Operan en modo de isla
13	Sistemas que operan en forma autónoma poseen mucha instrumentación	Sistemas que operan en forma autónoma pero no poseen la suficiente instrumentación
14	Intervención de la comunidad nula en la supervisión del sistema	Posibilidad de involucrar a la comunidad en la supervisión del sistema

**Fuente: Autoría Propia**

**Tabla 5 Semejanzas y Diferencias entre SCADA para Micro-redes y SCADA para Generación Distribuida Aislada**

	<b>CARACTERISTICAS DE UN SCADA PARA MICRO-RED</b>	<b>CARACTERISTICAS DE GENERACION DISTRIBUIDA AISLADA</b>
1	Costo relativamente bajo	Costo bajo
2	Bajo mantenimiento	Bajo mantenimiento
3	Sistemas autónomos	Sistemas autónomos
4	Manejo de tags limitado	Manejo de tags limitado
5	Simplicidad en la capa de comunicaciones	Simplicidad en la capa de comunicaciones
6	Flexibilidad para conectividad de equipos	Flexibilidad para conectividad de equipos
7	Intervención de la comunidad nula en la supervisión del sistema	Posibilidad de involucrar a la comunidad en la supervisión del sistema
8	Suficiente cantidad de sensores para realizar tareas de supervisión y control	Falta de sensores para realizar tareas de supervisión

**Fuente: Autoría Propia**

**Nota: Se considera como Generación Distribuida Aislada a los sistemas que no se conectan con la red de Distribución.**

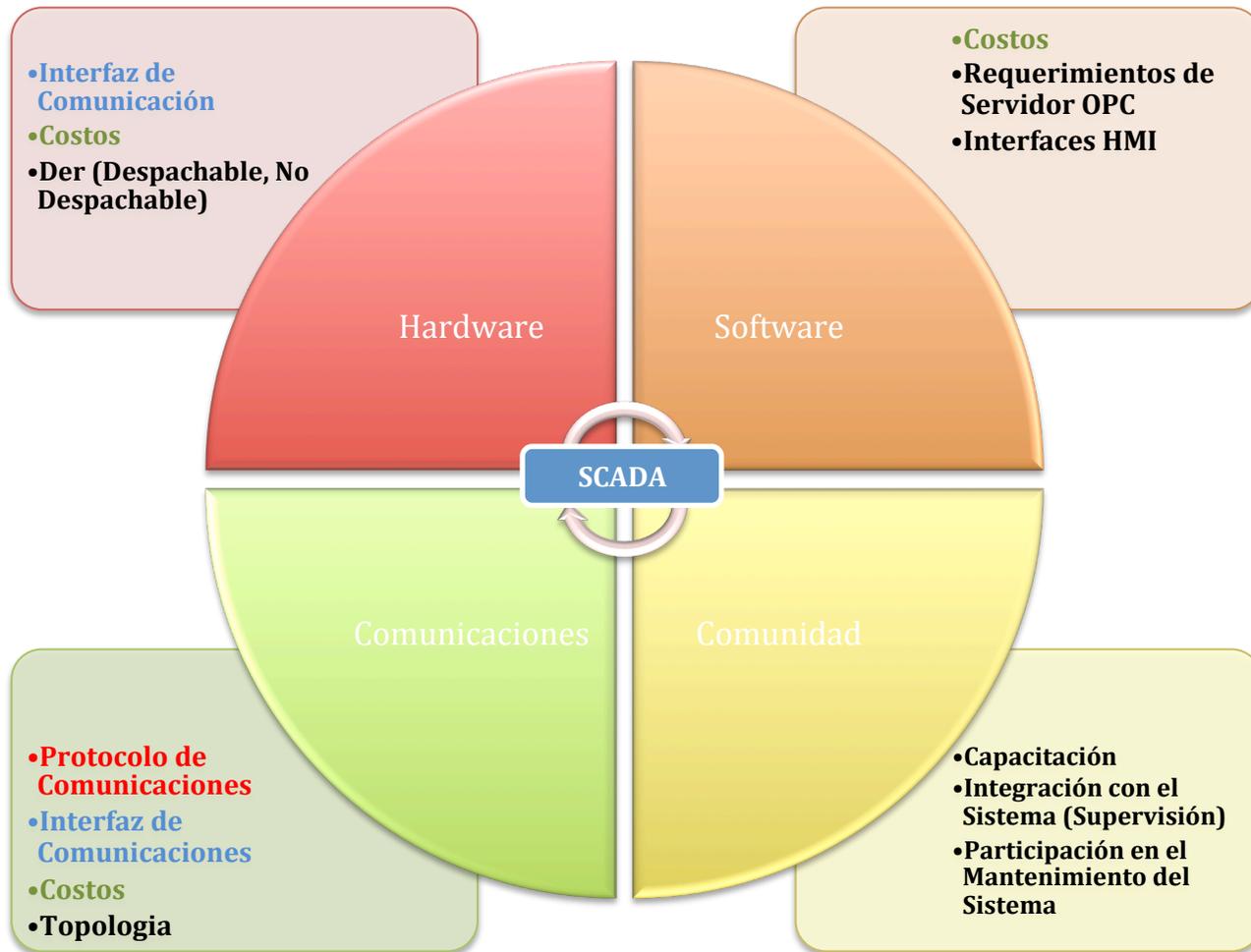


Figura No. 9 Componentes de un Sistema SCADA para Generación Distribuida

Fuente: Autoría Propia

## SCADA para Micro-redes

La supervisión y administración de una micro-red, a través de un sistema SCADA se puede basar en servicios Web, por lo general en este tipo de aplicaciones se emplea una arquitectura centralizada. [7]. Las interfaces (IHM) son desarrolladas con el objetivo de facilitar la interacción del usuario con el sistema. Se puede usar un servidor OPC (especifica parámetros para comunicación en tiempo real entre diferentes aplicaciones y dispositivos de control de diferentes proveedores) que permite la conectividad de los dispositivos que forman parte de la micro-red con la aplicación, para extraer información relevante como la cantidad de energía suministrada por las unidades [8]. La arquitectura de comunicación empleada es la que se muestra en la figura 10, existen una serie de capas que permiten acceder a los dispositivos de campo. Los clientes OPC acceden al Servidor OPC y se obtienen las variables del controlador general, la información es enviada al servidor XML-DA, y a través de requerimientos gestionados por REST, hace posible visualizar la información utilizando una interfaz web.

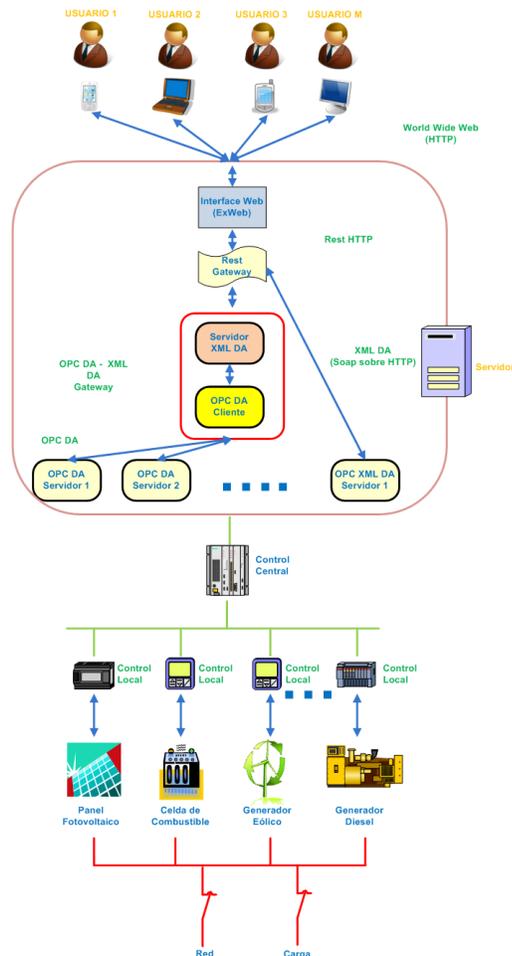


Figura No. 10 Arquitectura de Comunicación SCADA para Micro-redes con Web Services

Fuente: Scalable and Usable Web Based Supervisory and Control System for Micro-grid Management. International Conference on Renewable Energies and Power Quality Granada (Spain) - 2010.

Al emplear web services, se facilita el acceso al sistema, ya que emplea un web browser, y esto hace posible que muchos dispositivos y plataformas puedan acceder para monitorear una micro-red.

## 2.6 Sistema de Comunicaciones

Los sistemas de comunicaciones empleados para los sistemas SCADA están constituidos por los elementos y aspectos que se analizan a continuación:.

### Redes de Campo

Se requieren para que los dispositivos de campo: transmisores y actuadores primordialmente, se comuniquen entre sí.

### Arquitectura de las Redes de Campo

Las redes industriales tienen que procesar los datos que se generan en una planta para ser segura y confiable, así mismo tienen que satisfacer las necesidades de información que se tiene no solo a nivel de proceso sino también a nivel de gerencia.

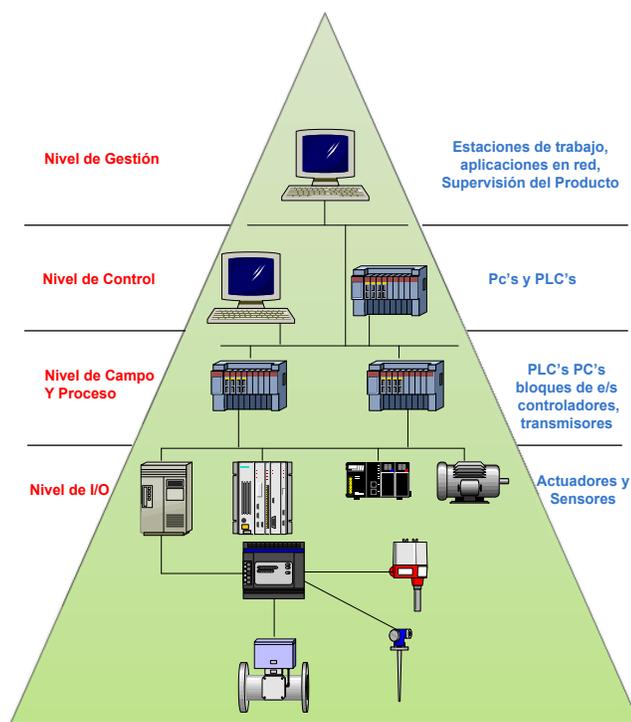
Para poder satisfacer estos requerimientos, deben coexistir equipos de todo tipo, es necesario agruparlos en forma jerárquica con el propósito de optimizar su uso, administración y mantenimiento. [9]

**Nivel de Gestión.-** Se encarga de integrar los niveles inferiores en una estructura organizada y jerárquica. Las máquinas en este nivel sirven de enlace entre el proceso productivo y el área de gestión, en la cual se requiere información sobre ventas, tiempos de producción, emplean redes tipo LAN y WAN que funcionan bajo protocolos como Ethernet y TCP/IP.

**Nivel de Control.-** Se encarga de enlazar y controlar los distintos procesos, de una planta industrial. En este nivel se sitúan los PLCs (PLC del inglés Programmable Logic Controller) de gran desempeño, control de calidad, suelen emplear redes tipo LAN que funcionan bajo protocolo Ethernet y/o Ethernet Industrial.

**Nivel de Campo y Proceso.-** Se realiza la integración de la información generada y requerida por los procesos de campo controlados que utilizan PLC's y controladores, multiplexores de entrada/salida (I/O), controladores PID, etc., conectados en las sub-redes. En este nivel se emplean los buses o redes industriales de campo que funcionan bajo protocolos como: Fieldbus, Profibus, Modbus.

**Nivel I/O.-** Es el nivel más próximo a las variables físicas de la planta. Aquí se hallan los sensores (transmisores) y actuadores encargados de medir y controlar los procesos productivos, respectivamente. En este nivel las aplicaciones de control toman las decisiones necesarias que garantizan una correcta automatización. En la figura 19 se muestran los diferentes niveles que conforman una red industrial.



**Figura No. 11 Niveles de una Red Industrial**

**Fuente: Redes Digitales Industriales-Modulo 3 - Escuela Politécnica Nacional del Ecuador - 2007**

Es importantes recalcar que en algún punto deben unirse las redes de campo (CAN Bus, DeviceNet, Modbus, etc.) con las redes Ethernet, ya que Ethernet es el protocolo de mayor difusión en las redes administrativo-financieras-educativas; por lo tanto a esta red están conectados administradores de sistemas, que inmediatamente podrían tener acceso a información relevante como: fallas en los procesos, cantidades de materia prima, etc., toda esta información permite una mejor gestión de los sistemas.

Adicionalmente al usar Ethernet se tiene un camino hacia Internet, lo que permite gestionar la tele-supervisión de los proceso.

Para las plantas industriales se ha desarrollado lo que se conoce como Ethernet industrial que, siguiendo los estándares de Ethernet, ha sido adecuado, en particular en la parte física, para hacerle resistente a las rigurosidades de un ambiente de trabajo industrial. Las redes Ethernet industriales se conectan con facilidad a las LAN Ethernet tradicionales, para llegar al tope del nivel jerárquico de un sistema SCADA. Sin embargo, se debe aclarar que una red tipo Ethernet

Industrial deberá implementarse en aquellas áreas de un proceso donde no sea crítica la detección de ciertas variables en tiempo real, o también en aquellas áreas donde lo único que se esté buscando es acoplar las redes de campo con las redes Ethernet administrativo-financieras.

### Topologías Físicas de una Red

Desde el punto de vista físico las redes pueden conectarse siguiendo una de las topologías que se indican en la figura 20.



Figura No. 12 Topología de Redes

Fuente: Redes Digitales Industriales-Modulo 3 - Escuela Politécnica Nacional del Ecuador - 2007

Todas estas topologías están vigentes en las redes de campo industriales, a diferencia de las redes administrativo financieras que han favorecido las topologías Estrella y Estrella Extendida para las redes LAN.

### 2.6.1 Interfaces de Comunicación

Para conectar las estaciones existen diferentes opciones de cable físico. Cada uno tiene sus ventajas y desventajas pero en general las opciones que hoy en día aún están vigentes para la industria son el cable ITP, Triaxial y Fibra Óptica. [9]

### Ethernet Industrial

Prácticamente se puede decir que lo único que diferencia al Ethernet que se emplea en las redes administrativo financieras del Ethernet industrial es el cable. Mientras que para las LAN se estipula el cable UTP Cat5, en Ethernet industrial hay más opciones.

Los cables que se emplean en la industria son variantes más resistentes que los cables UTP o Fibra óptica que se usan en las redes LAN tradicionales. Esto es para poder resistir el ambiente industrial que es más agresivo.

## Cable ITP

El medio de transmisión más antiguo es el par trenzado cuyo uso se difundió con la telefonía. Este consiste en dos alambres de cobre aislados, en general de 1mm de espesor, que se entrelazan en forma helicoidal.

La forma trenzada del cable se utiliza para reducir la interferencia eléctrica que puede presentarse debido a la presencia de otros cables o pares cercanos, o bien desde una fuente de interferencia EMI/RFI (EMI del inglés Interferencia Electromagnética/ RFI del inglés Interferencia por Radio frecuencia). La interferencia originada al tener varios pares trenzados colocados paralelamente recorriendo distancias considerables se conoce como Cross-Talk o diafonía. Los pares rechazan mejor las interferencias estando trenzados.

Adicionalmente el cable es una potencial antena simple cuando su longitud coincide con  $\lambda/2$  ( $\lambda$ =longitud de onda de la frecuencia interferente). Este riesgo disminuye trenzando el par, pero aún así no se debe tender un par trenzado sin protección en un ambiente con bastante interferencia EMI/RFI.

Los pares trenzados se pueden emplear para la transmisión analógica como digital, y su ancho de banda depende del calibre del alambre, del material del que están hechos, el tipo de alambre (unifilar, multifilar). Su rendimiento se deteriora con la distancia que recorren; en las redes LAN, por ejemplo, este efecto limita la longitud de las corridas a 100m. Sin embargo, debido a su comportamiento adecuado y bajo costo, los pares trenzados, en la forma de variantes normalizadas, se utilizan ampliamente en las redes tanto LAN como industriales.

Para transmisión de datos en las redes LAN se emplea una variante del para trenzado que se conoce como UTP (Unshielded Twisted Pair) y que tiene cuatro pares de cables.

Una versión se emplea en Europa, el cables STP (Shielded Twiste Pair) es un cable UTP, pero con blindaje para proteger los pares contra interferencias EMI/RFI, por lo mismo, es más inmune al ruido y puede transportar datos a más velocidad que el UTP. La desventaja del STP es que es muy costoso y difícil de manejarlo.

En las redes industriales el cable que se emplea es el ITP, se caracterizan por tener doble blindaje y superan la categoría 5 de los cables UTP de las redes LAN, lo que implica que se los puede emplear en aplicaciones de 100 Mbps.

## Fibra Óptica

Un pulso de luz puede utilizarse para indicar un bit de valor 1; la ausencia de un pulso indicará la existencia de un bit de valor 0. La luz visible tiene una frecuencia de alrededor de 108 MHZ, por lo que el ancho de banda de un sistema de transmisión de fibra óptica presenta un potencial enorme.

Para aplicaciones industriales se emplea una fibra óptica diferente a la que generalmente se emplea en las redes de oficinas.

### 2.6.2 Protocolos de Comunicación

Existen gran variedad de Protocolos de Comunicación, el uso de los mismos depende de su aplicación. Cuando se selecciona un protocolo se debe analizar que interfaz de comunicación soporta y también se debe tomar en cuenta la factibilidad que los dispositivos de campo posean la capacidad de transmitir sus datos en el protocolo deseado con el afán de que sean parte de la red industrial. [10]

En la actualidad se están haciendo grandes esfuerzos por estandarizar las comunicaciones de tal forma que si un nuevo dispositivo aparece sea fácil su acceso no solo como miembro del circuito sino que también sea compatible con la red de comunicaciones. Entre los principales protocolos de uso industrial se tiene:

#### Modbus

El protocolo Modbus es un estándar interno que los controladores Modicon usan para el intercambio de mensajes. Con este protocolo, los controladores Modicon pueden comunicarse entre sí y con otros dispositivos sobre una variedad de redes, dentro de las que se incluyen las redes industriales Modicon, Modbus y Modbus-Plus, y las redes estándar MAP y Ethernet. Las redes son accedidas por medio de puertos incorporados en los controladores o por adaptadores de red, o gateways disponibles desde Modicon. [11]

El protocolo define la estructura del mensaje que los controladores reconocen y usan. Describe también el protocolo de control de acceso al medio (MAC del inglés media access control) y cómo se detectarán y reportarán los errores.

*MAP es un protocolo pensado para redes de tipo WAN. Incluye los niveles de red, transporte, sesión y presentación, le permite el fraccionamiento de paquetes y el encaminamiento de los mismos a través de redes públicas o privadas.*

*Excesivamente costoso y complejo para pequeñas y medianas aplicaciones, sobre todo para la interconexión de pequeños controladores a nivel industrial*

## ***Transmisión Serial***

Los Controladores pueden configurarse para comunicarse en redes Modbus estándar empleando uno de dos modos de transmisión: ASCII o RTU. Los usuarios deben seleccionar el modo deseado, junto con los parámetros de comunicación serial (velocidad de transmisión, modo de paridad, etc.), durante la configuración de cada controlador.

El modo y los parámetros seriales deben ser los mismos para todos los dispositivos en una red Modbus. La selección del modo: ASCII o RTU sólo pertenece a redes Modbus estándar, y define los contenidos binarios de los campos del mensaje transmitido serialmente en estas redes; es decir, determina cómo se empaquetará la información en los campos del mensaje y como se decodificará.

## **MODBUS PLUS**

Es un sistema de red de área local diseñado para aplicaciones de mando industriales. Cada red soporta 64 dispositivos de nodo direccionables, a una tasa de transferencia de datos de 1 Mbps. Las aplicaciones incluyen supervisión de mando de un proceso y los mensajes de supervisión.

Modbus Plus mantiene el protocolo de comunicación par-a-par en los diferentes niveles de la red. Modicon proporciona una variedad de controladores programables y adaptadores de red. La red también permite módulos de comunicación I/O (I del inglés Input / O del inglés Output) distribuidos (DIO) en los que los controladores Modicon se comunican directamente con los subsistemas I/O.

Cada controlador Modicon acepta que una red de computadoras se conecte directamente a su puerto Modbus Plus. Agregando módulos opcionales de red, pueden configurarse redes adicionales para extender las comunicaciones de I/O en la aplicación del usuario.

A 32 dispositivos nodo puede conectarse directamente el bus de red la cual puede cubrir una longitud de 1500 pies (450 metros). Es posible emplear repetidores para extender la distancia del cable a su máximo de 6000 pies (1800 metros), y el número de nodos a su máximo de 64.

## FIELDBUS

Al igual que Modbus, Fieldbus busca conectar las redes de campo y las administrativo-financieras de una forma jerárquica, tal como se ilustra en la Figura 21. [12]

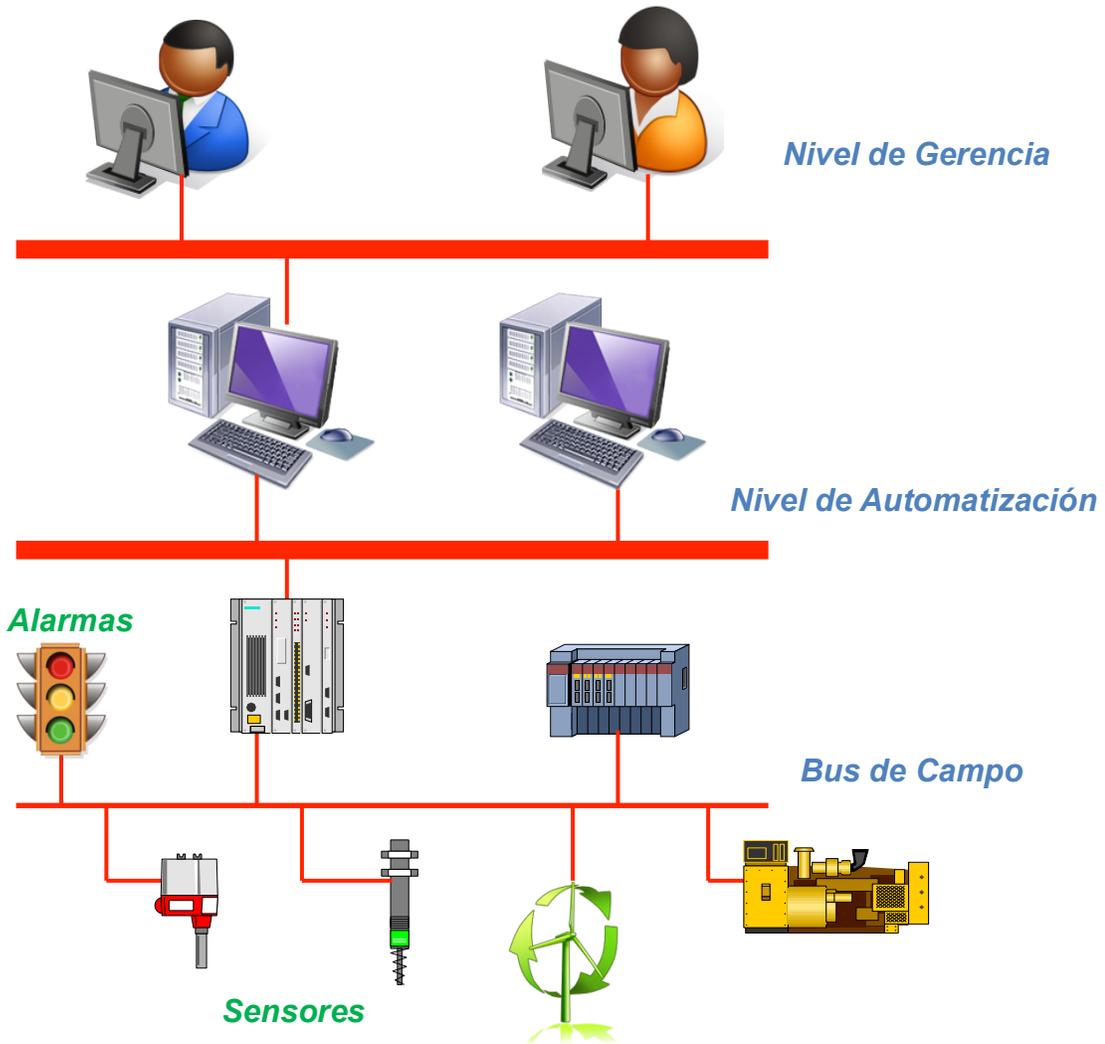


Figura No. 13 Redes Administrativas y Redes de campo

Fuente: [www.fieldbus.org](http://www.fieldbus.org)

Al unir redes con diferentes protocolos, como se muestra en la Figura 21 surgen incompatibilidades. En muchos casos no se trata de protocolos que compitan entre sí, sino que funcionan bajo reglas diferentes y hay que procurar que se complementen, particularmente en una arquitectura de comunicación de varios niveles.

## FOUNDATION FIELDBUS

Este es el nombre que se da a la organización que da soporte a este protocolo para lograr su difusión a nivel mundial. La red de bus de proceso Fieldbus es un sistema de comunicación de dos vías, serial, digital y multipuerto que conecta equipo de campo, como sensores y actuadores inteligentes, con controladores, como PLCs. Con Fieldbus no se trata simplemente de reemplazar las redes análogas de corriente de 4-20 mA por una red digital, por medio de la comunicación digital se permite enviar no sólo una señal de medición o control, sino también anexar importante información de diagnóstico, que facilita el trabajo de mantenimiento y da mayor seguridad al sistema, así como alarmas, parámetros de configuración, etc. Además, siendo la comunicación bidireccional se facilitan las labores de configuración y calibración.

Es un protocolo para redes industriales pensado específicamente para aplicaciones de control distribuido. Puede comunicar grandes volúmenes de información, ideal para aplicaciones con varios lazos complejos para control de procesos y automatización de una fabrica. Provee bloques de función: AI (AI del inglés Analog Input), DI (DI del inglés Digital Input), AO (AO del inglés Analog Output), DO (DO del inglés Digital Output), PID, que pueden intercambiarse entre la estación maestra y los dispositivos de campo.

## PROFIBUS

La base de la especificación del estándar PROFIBUS (Process Field BUS) fue un proyecto de investigación (1987-1990) llevado a cabo por los siguientes participantes: ABB, AEG, Bosch, Honeywell, Moeller, Landis & Gyr, Phoenix Contact, Rheinmetall, RMP, Sauter-cumulus, Schleicher, Siemens y cinco institutos alemanes de investigación. Hubo además un pequeño apoyo por parte del gobierno alemán. El resultado de este proyecto fue el primer borrador de la norma DIN 19245, el estándar Profibus, partes 1 y 2. La parte 3, Profibus-DP, se definió en 1993. [13]

Existen tres variantes principales de PROFIBUS de acuerdo a las características de la aplicación, esto se muestra en la tabla 6:

**Tabla 6 Familia Profibus**

Automatización de Fábricas	Automatización para propósitos generales	Automatización de Procesos
<b>PROFIBUS DP</b>	<b>PROFIBUS FMS</b>	<b>PROFIBUS PA</b>
(DIN 19245 T1 + T3) pr EN 50170	(DIN 19245 T1 + T2) pr EN 50170	(DIN 19245 T4) en preparación
	<b>Perfiles de aplicación específicos:</b>	
Alta velocidad de transferencia de datos para periféricos Descentralizados	Máquinas textiles Automatización de edificios Drivers, sensores y actuadores, PLC's, Switchgear de bajo voltaje	Técnicas de transmisión con seguridad intrínseca de acuerdo a IEC 1158-2

Fuente: [www.profibus.com](http://www.profibus.com)

En la Figura 22 se muestra como se conectan y relacionan estas redes de la familia Profibus.

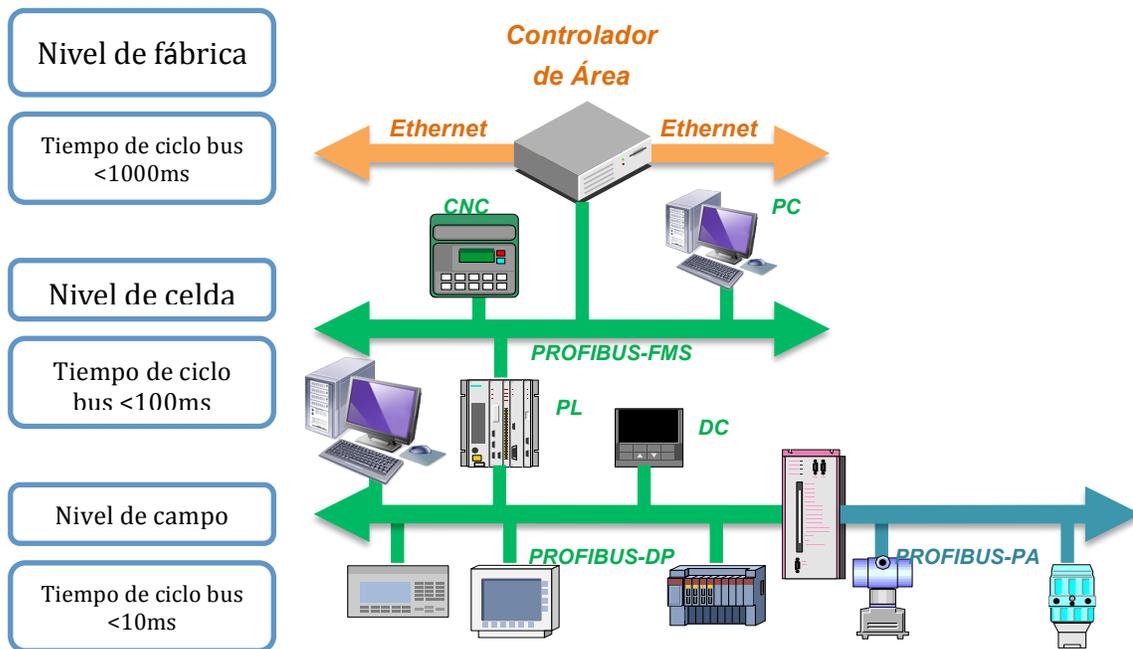


Figura No. 14 Jerarquía de la Red Profibus

Fuente: Redes Digitales Industriales-Modulo 4 - Escuela Politécnica Nacional del Ecuador - 2007

### PROFIBUS-FMS

Profibus FMS es la solución universal para la comunicación entre el nivel superior (nivel de celda) y el nivel de campo de acuerdo a la jerarquía de comunicación industrial de Profibus (Figura 22). Para llevar a cabo tareas de comunicación extensivas con transferencia de datos en forma cíclica o a-cíclica a una velocidad de transmisión mediana, el servicio FMS "Especificación de Mensaje de Bus de campo (Fieldbus Message Specification, por sus siglas en inglés)" ofrece una amplia gama de funcionalidad y flexibilidad

### PROFIBUS-DP

Esta es la versión de desempeño optimizado de la red PROFIBUS, dedicado específicamente a comunicaciones de tiempo crítico entre sistemas de automatización y periféricos distribuidos.

### PROFIBUS-PA

PROFIBUS PA es la versión de PROFIBUS utilizada en automatización de procesos.

PROFIBUS PA utiliza la técnica de transmisión especificada en IEC 1158-2 y permite seguridad intrínseca y estaciones alimentadas por el bus. PROFIBUS PA está basado en los resultados del Proyecto de Sistemas Inter Operables (IPS- Inter- Operables System Project) el cual ha sido adoptado por la Organización de Usuarios PROFIBUS. Los perfiles del dispositivo definen las funciones específicas del dispositivo. El Lenguaje de Descripción de Dispositivos (DDL - Device

Description Language) y los bloques de función permiten una completa interoperabilidad del dispositivo.

El protocolo de acceso al medio PROFIBUS incluye el método de pase de testigo (token passing) para comunicación entre estaciones complejas (maestras) y el método maestro esclavo para comunicación entre estaciones complejas y dispositivos periféricos sencillos (esclavos). Este método combinado es llamado acceso híbrido al medio.

- Con el método híbrido de acceso al medio de PROFIBUS, es posible implementar:
  - Un sistema puro maestro-esclavo.
  - Un sistema puro maestro-maestro (token passing).
  - Un sistema con una combinación de ambos métodos.
- La norma PROFIBUS define un protocolo único de acceso al medio para diferentes técnicas de transmisión: Alambre de cobre (de acuerdo a la normativa americana EIA RS-485), Fibra óptica, técnicas inalámbricas (basadas en la radiación infrarroja) y seguridad intrínseca (PROFIBUS PA especificada en la norma internacional IEC 1158-2.T)
- PROFIBUS usa la misma técnica de transmisión y el mismo protocolo de acceso al bus con funciones de aplicación diferenciadas. Esto permite una reducción significativa de esfuerzo en la instalación, mantenimiento y entrenamiento.
- No solo trabaja con la especificidad de la instrumentación y el control automático, sino que existe la necesidad de mantener históricamente información de todos los procesos; además, que esta información esté también en tiempo real y que sirva para la toma de decisiones y se pueda así mejorar la calidad de los procesos.

## Estándar IEC 61850

En muchas ocasiones, las comunicaciones seriales de baja velocidad son limitadas a arreglo de comunicaciones tipo maestro/esclavo, por lo que comunicaciones "punto a punto" en tiempo real entre DEIs son difíciles de realizar. [14]

La aparición de Ethernet en las subestaciones basadas en una LAN (Red de Area Local) ha estado ganando continuamente la aprobación de los usuarios de todo el mundo. Las ventajas principales de la LAN-Ethernet en las subestaciones eléctricas son:

- Comunicaciones punto a punto de alta velocidad entre DEIs.
- Mínimo alambrado entre DEIs.
- Múltiples protocolos (DNP, Modbus, IEC 61850, entre otros) sobre la misma red física.
- Acceso fácil y confiable de "Datos sobre IP" mediante el uso de switches Ethernet, conversores de medio, servidores seriales y routers diseñados con los mismos estándares y normas que los dispositivos críticos de protección eléctrica.

El estándar IEC 61850 en una subestación eléctrica puede tener dos aplicaciones principales: Station Bus y Process Bus. El "Station Bus" es una aplicación donde los relés y RTUs se conectan directamente a una LAN-Ethernet, mientras que el "Process Bus" se refiere a dispositivos como CT/VT, que proporcionan los valores de corriente y voltaje directamente sobre la LAN-Ethernet.

Para obtener un alto grado de confiabilidad en esta comunicación, es necesario utilizar dispositivos Ethernet de grado industrial que cumplan las exigencias del estándar IEC 61850. Estos equipos deben garantizar la no pérdida de información bajo difíciles condiciones EMI (Electromagnetic Interference), ya que la información de la LAN será usada para medir y controlar la operación de la subestación.

### **Protocolo DNP 3**

Este protocolo fue desarrollado para alcanzar interoperabilidad abierta y estándar entre elementos de subestaciones, como RTUs, IEDs y PCs, y las estaciones principales de monitoreo y control en las compañías eléctricas. Algo importante y que no disponían los protocolos existentes era el tratamiento de las estampas de tiempo relacionadas con cada dato, una necesidad para los requerimientos actuales. Desde su inicio, DNP también ha sido ampliamente usado en otras industrias de utilidades como agua, tratamiento de aguas, petróleo y gas. [15] La sigla DNP significa Protocolo para Red Distribuida (Distributed Network Protocol) y la versión actual es la 3.0. DNP 3 ofrece flexibilidad y funcionalidades que van más allá de los protocolos de comunicación convencionales, tales como opciones de salidas, transferencia segura de archivos, direccionamiento sobre 65.000 dispositivos en un enlace simple, sincronización de tiempos y eventos de estampa de tiempos, confirmación de enlace de datos y otras.

En definitiva, este protocolo es ampliamente utilizado en sistemas eléctricos, en donde las estampas y sincronizaciones de tiempo, como el hecho de que un esclavo transmita información sin ser solicitada, son fundamentales al momento de analizar fallas y sincronizar el accionamiento de todos los dispositivos. Por esta misma razón, los dispositivos usados en estas aplicaciones, como relays de protección, reconectores, etc, en general, incluyen este protocolo como estándar.

## 2.7 Aspectos Sociales y Técnicos que deben ser considerados

A continuación se describen los aspectos sociales y técnicos que deben ser considerados para el diseño de un sistema SCADA para comunidades aisladas.

### 2.7.1 Energía Renovable Comunitaria

Este término significa en general, energía (electricidad o calor) de fuentes renovables, propiedad de una localidad y ubicada en ésta.

Sus definiciones casi siempre incluyen el involucramiento o la participación directa de la comunidad, más allá de la simple inversión o de la tenencia de acciones, y también más allá del modelo de beneficio comunitario. [16]

Energía comunitaria significa que los miembros de la comunidad son propietarios del proyecto y ejercen cierto control sobre él, ya sea mediante una cooperativa o como grupo de propietarios de los terrenos en que se asienta un proyecto, como propietarios de una pequeña empresa o como residentes y dueños de los hogares que viven y trabajan con la instalación diariamente.

### Beneficios de la Energía Renovable Comunitaria

Un proyecto de energía renovable comunitaria ofrece innumerables beneficios [16]:

#### **Beneficios económicos**

- ✓ Posible generación de empleos.
- ✓ Agrega nueva experiencia a la base de conocimientos de la comunidad, desde experiencia en administración de las finanzas hasta conocimientos técnicos sobre tecnología renovable.
- ✓ Reduce la dependencia de combustibles fósiles o foráneos.
- ✓ Ayuda a vincular generación y consumo, contribuyendo a una cultura de conservación.
- ✓ En el caso de muchas tecnologías, se genera experiencia directa en reparación y mantenimiento de unidades DER.

#### **Beneficios ambientales**

- ✓ Ayuda a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y los posibles efectos que generan cambio climático.
- ✓ Contribuye a menores pérdidas en la transmisión de energía en el caso de comunidades conectadas a la red que reemplazan la energía central por energía comunitaria.
- ✓ Puede incrementar el conocimiento de la comunidad en cuanto al uso de la energía y sus efectos.
- ✓ Puede generar un comportamiento conservador e incrementar el uso de energía sustentable.

- ✓ Puede reducir la necesidad de proyectos hidroeléctricos de gran escala con los consecuentes efectos de inundación y erosión.

### **Beneficios sociales**

- ✓ Brinda oportunidades de participación local, así como desarrollo de capacidad en las comunidades locales.
- ✓ Desarrolla habilidades y capacidad para proyectos e iniciativas a futuro.
- ✓ Es un foro de expresión del entusiasmo e interés de la gente en energía renovable.
- ✓ Puede generar entre la población mayor aceptación de nuevas tecnologías de energía renovable.
- ✓ Propicia opciones y actividades de capacitación práctica.
- ✓ Puede generar empleos y conocimiento de calidad a largo plazo.
- ✓ Puede convertirse en símbolo de la comunidad y en motivo de orgullo e identidad.

### **Barreras para la implementación del concepto Energía Renovable Comunitaria**

En caso que la comunidad se encuentre conectada al sistema de distribución, las principales desventajas para aplicar energía renovable comunitaria son:

- Existe mayor facilidad para acceder al consumo de electricidad, ya que los miembros de la comunidad pagarían por el servicio a la empresa de distribución de energía.
- El costo de inversión de los generadores renovables, puede ser más elevado, que construir una red de distribución para la comunidad, acogiéndose a los programas de electrificación rural.
- El funcionamiento del sistema (Micro-red) puede ser muy complejo, comparándola con la operación de la red que estaría a cargo de la empresa proveedora del servicio.
- La comunidad al estar conectada a la red, puede acceder a un sistema más seguro y más confiable, se debe tomar en cuenta también las desventajas como por ejemplo: problemas de regulación de tensión, los alimentadores primarios por lo general son radiales y al ocurrir una contingencia, se podría dejar de suministrar en forma parcial a los clientes que se encuentren conectados al mismo.
- Al acceder a la red la comunidad accede a los beneficios de las economías de escala.

En el caso que la comunidad se encuentre aislada o conectada a la red y para que el concepto energía renovable comunitaria sea aplicable se requiere que la comunidad a intervenir cuente con una estructura organizacional, en caso de que no la posea se debe asesorarla para que la conformen, sin este aspecto resulta muy complicado viabilizar el proyecto.

Otro aspecto importante a considerar es que la estructura organizacional debe controlar: el cumplimiento de actividades, el comportamiento de los miembros de la comunidad y preocuparse del funcionamiento general del proyecto, para que este perdure en el tiempo.

## 2.8 Caracterización de la Comunidad

Para lograr la integración y el empoderamiento del proyecto por parte de la comunidad, se requiere la realización de un estudio con el afán de conocer aspectos relevantes que caracterizan a la localidad y a la población que se pretende intervenir. [17]

El estudio engloba los siguientes aspectos:

- Estructura organizacional.
- Estructura socio-económica.
- Mapa de sueños
- Conflictos y alianzas

Para que la metodología del diagnóstico funcione lo mejor posible, tiene que existir una organización interna en la comunidad, siendo una situación vital en el proceso de desarrollo de las familias que la habitan, ya que a futuro lograrán una independencia en la búsqueda de soluciones a sus problemas, siempre y cuando toda acción que se programe parta de la realidad.

### Estructura Organizacional

Se puede identificar las siguientes estructuras organizacionales [17]:

- Organizaciones sociales existentes.
- Organizaciones de gobierno asociadas a la comunidad.
- Organizaciones no gubernamentales asociadas a la comunidad.
- Actores y agentes relevantes.
- Proceso de toma de decisiones de las organizaciones de la comunidad.

La estructura organizacional de las comunidades se la puede identificar usando técnicas como el Mapa Social y Socio-Grama. [18]

**Mapa Social.-** Herramienta utilizada para identificar agrupaciones existentes e interactuantes de las comunidades, mediante una representación gráfica de las mismas que denota las relaciones existentes entre ellas.

**Socio-grama.-** Esquema de redes sociales que representa las relaciones existentes entre los actores relevantes identificados por la comunidad participante.

## Estructura Socio-Económica

Es importante identificar la estructura socio-económica de la comunidad ya que de ella se desprende la siguiente información [17]:

- Caracterización de actividades cotidianas.
- Condiciones de vida.
- Nivel educacional.
- Características demográficas
- Tipos de trabajos y oficios.
- Actividades económicas relevantes realizadas en el lugar.
- Ingresos mensuales por familia y distribución.
- Necesidades prioritarias.

Para determinar la estructura socio-económica se puede emplear el uso de la Cartografía Social.

**Etno-mapa o Cartografía Social.-** Herramienta de análisis del entorno que permite acercarse a la comunidad a su espacio geográfico, socio-cultural y socio-económico, e identificar con esto la visión que tienen los habitantes de estos aspectos. [19]

## Mapa de Sueños

Permite identificar la visión que tienen las comunidades acerca del futuro de su pueblo y lo que les gustaría tener para mejorarlo. [17]

## Validación Social

Los resultados obtenidos por el equipo a cargo de la caracterización de la comunidad deben presentar los resultados a la población intervenida, para recibir las impresiones de la misma y de esta manera validar la información adquirida. [20]

## Conflictos y Alianzas

Las alianzas permiten distribuir los riesgos y aumentar el acceso de un proyecto a recursos de capital. En las etapas iniciales de un proyecto comunitario, un grupo recién formado puede buscar aliados para obtener conocimientos, capital de desarrollo o capital social. La complejidad y la novedad de los proyectos de energía renovable exigen un cuidadoso análisis antes de forjar una alianza. De manera ideal, aliados o socios deben tener un acceso relativamente equitativo a recursos de capital, y esta equidad debe ser reflejada en la estructura y la toma de decisiones. Hay ejemplos de cooperativas comunitarias formadas para ser propietarias de una pequeña parte de una instalación privada mayor. [16]

## **Estrategias para Intervenir una Comunidad con Proyectos de Energías Renovables**

En las comunidades donde se pretenda desarrollar un proyecto de generación distribuida se deben elaborar estrategias adecuadas para una intervención tecnológica. [17]

Se identifica que los principales responsables de estos proyectos son:

1. Responsables y ejecutores del proyecto.
2. Municipalidad.
3. Organizaciones a cargo de la implementación del proyecto.
4. Comunidad.

La comunidad es uno de los agentes más importantes en lo que respecta a la viabilidad del proyecto y mantenimiento a través del tiempo, esto se debe a que la comunidad puede participar activamente de 3 maneras:

1. En la parte informativa del proyecto (donde se presentan los objetivos, finalidades e implicancias).
2. Debe participar en el proceso decisivo asociado a la planificación del proyecto, ya que el mismo afectará directamente a la comunidad.
3. Si la comunidad cuenta con dinero, puede participar en el financiamiento del proyecto.

En cuanto a las estrategias para la intervención tecnológica se establecen las siguientes:

1. Estrategias para determinar atributos de la comunidad.
2. Estrategias para el acercamiento de la comunidad con el proyecto.
3. Estrategias para definir los lugares donde se instalarán las unidades de generación.
4. Estrategias para determinar la percepción de la comunidad.
5. Estrategias para la conocer el futuro deseado por la comunidad a intervenir.
6. Estrategias para la generación de empleos tanto permanentes como temporales.
7. Estrategias para generar asociatividad entre agentes y actores.
8. Estrategias de evaluación y seguimiento.

### **2.9 Indicadores de Desarrollo Sustentable**

Los indicadores de desarrollo sustentables nacen de la Comisión de Desarrollo Sustentable (CDS) en 1995.

En esta publicación se presenta el tercer set de indicadores de desarrollo sustentable y ofrece sugerencias sobre la forma de adaptarse a las condiciones y prioridades nacionales, se beneficia de la participación activa y la colaboración con una amplia gama de gobiernos, organizaciones internacionales, instituciones académicas, organizaciones no gubernamentales y expertos individuales. [21]

Los indicadores es un seguimiento a los dos grupos anteriores preparados en el marco del programa de trabajo sobre indicadores de desarrollo sostenible, aprobada por la Comisión sobre el Desarrollo Sostenible en 1995. Estos conjuntos anteriores se publicaron en 1996 y 2001. Los indicadores del desarrollo sustentable presentados reflejan las valiosas experiencias de los países y organizaciones internacionales en los últimos quince años desde la aprobación de la Agenda 21 en Río de Janeiro.

Ayuda a la comprensión de las diversas dimensiones del desarrollo sostenible y sus complejas interacciones y permite facilitar las decisiones políticas destinadas a lograr objetivos de desarrollo sostenible.

## **2.10 Caracterización del Sistema**

Dentro de la caracterización del sistema se debe recolectar información sobre: los recursos naturales disponibles en la localidad e información sobre el sistema eléctrico.

### **Recursos Locales**

Se debe identificar qué tipo de recursos posee la comunidad para la generación de energía, por lo tanto se deben realizar mediciones de:

- Radiación solar.
- Velocidad del viento
- Fuentes de agua y caudales
- Si existe material orgánico para evaluar la opción de generar con biomasa.

### **Red Eléctrica**

Dentro de la caracterización del sistema eléctrico se debe recolectar la siguiente información:

- Que dispositivos DER se encuentran instalados.
- Que es lo que se mide por parte del sistema
- Que es lo que no se mide y que necesidades de supervisión tiene el sistema para hacer una mejor optimización del uso de la energía.
- Cuál es el nivel de participación de la comunidad y cuál es el nivel socio-cultural de la misma.

Esto se debe ejecutar en el caso de que el Proyecto se encuentre implementado.

### 3. PROPUESTA DE DISEÑO

#### 3.1 Esquema General de la Propuesta

La propuesta Sistemas SCADA para micro-redes con Sistemas Híbridos de Generación para Comunidades, sale del contexto tradicional, ya que pretende vincular a la comunidad con el sistema.

En la figura 11 aparece el concepto Social SCADA (S. SCADA) que intenta agrupar el mundo social con el mundo eléctrico.



Figura No. 15 Social SCADA

Fuente: Elaboración Propia

Los aspectos de diseño, implementación y funcionamiento del sistema S. SCADA se desarrollan en los puntos que se tratan a continuación.

#### 3.2 Características de la Comunidad

Los aspectos más relevantes que se deben obtener de la comunidad a intervenir son los siguientes:

**Estructura Socio-Económica.-** Esta se obtiene a través del uso de la Cartografía social.

**Estructura Organizacional.-** Esta se obtiene con el uso de técnicas como el Mapa Social y Socio-Grama. Si la comunidad no cuenta con una organización estructurada hay que asesorarla para conformarla.

De la Estructura Organizacional se puede determinar el proceso de toma de decisiones, que consiste en conocer cómo la comunidad toma una decisión frente a una determinada situación.

**Conflictos y Alianzas.-** Si en la comunidad se va a conformar un grupo se puede buscar aliados para obtener conocimientos, capital de desarrollo o capital social. Si existe una estructura organizacional establecida los Conflictos y Alianzas pueden ser identificadas a través de las técnicas mencionadas anteriormente.

**Mapa de Sueños.-** Conocer cuál es la visión de la comunidad en el futuro y que les gustaría tener para mejorarlo.

Junto con la comunidad se debe efectuar el siguiente proceso para la conformación del Mapa de Sueños:

- Preparar una lista de metas que quieran ser alcanzadas por los pobladores.
- Que la población piense en su futuro, contestando las siguientes interrogantes:
  - ¿cómo se ven?
  - ¿qué sienten?
  - ¿a qué se dedican?
  - ¿qué pasatiempos desean realizar?, etc.
- Finalmente elaborar el mapa recortando láminas de revistas con imágenes que muestren los sueños de la Comunidad y pegarlos en una cartulina o cartón.

En la figura 12 se muestra la Estructura de la Comunidad.

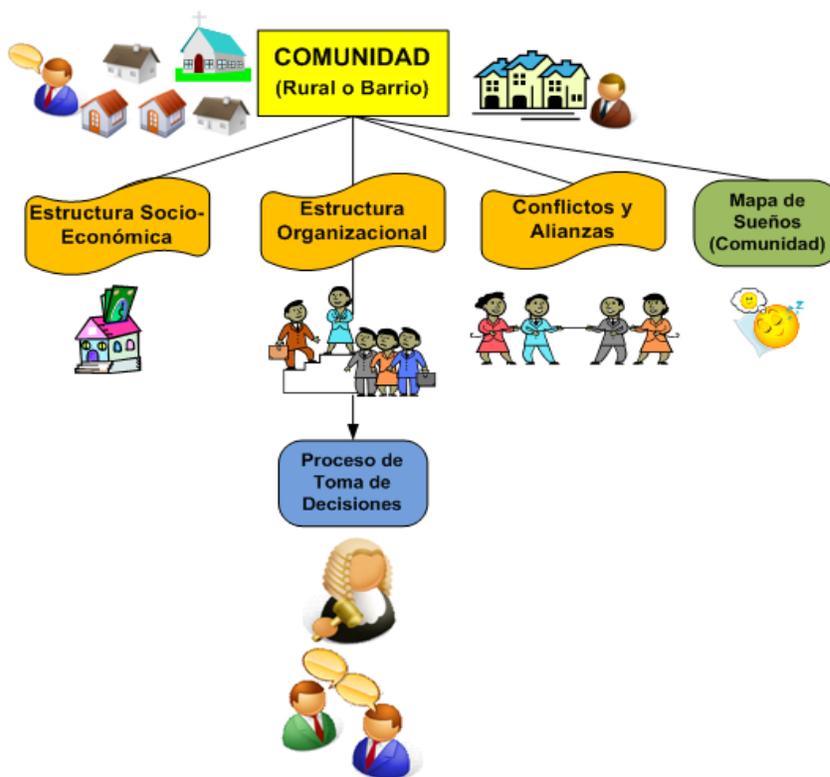


Figura No. 16 Estructura de la Comunidad

Fuente: Elaboración Propia

### 3.3 Características del Sistema

Las características del sistema que deben ser evaluadas, para proyectos en etapa de diseño o implementados, son las siguientes:

**Recursos Locales.-** Conocer cuáles son los recursos locales existentes como: radiación solar, velocidad del viento, caudal de agua, biomasa.

Estos datos se los pueden obtener de mediciones realizadas en el lugar, para estimar el potencial de generación de energía.

**Red Eléctrica.-** Se debe efectuar un levantamiento del sistema, en él debe constar:

- Sensores que se encuentran conectados al sistema.
- Equipos DER que forman parte de la red.
- Topología de la red de distribución de energía.
- Sistemas de medición de energía.

En la figura 13 se muestra las características de la red de energía eléctrica.

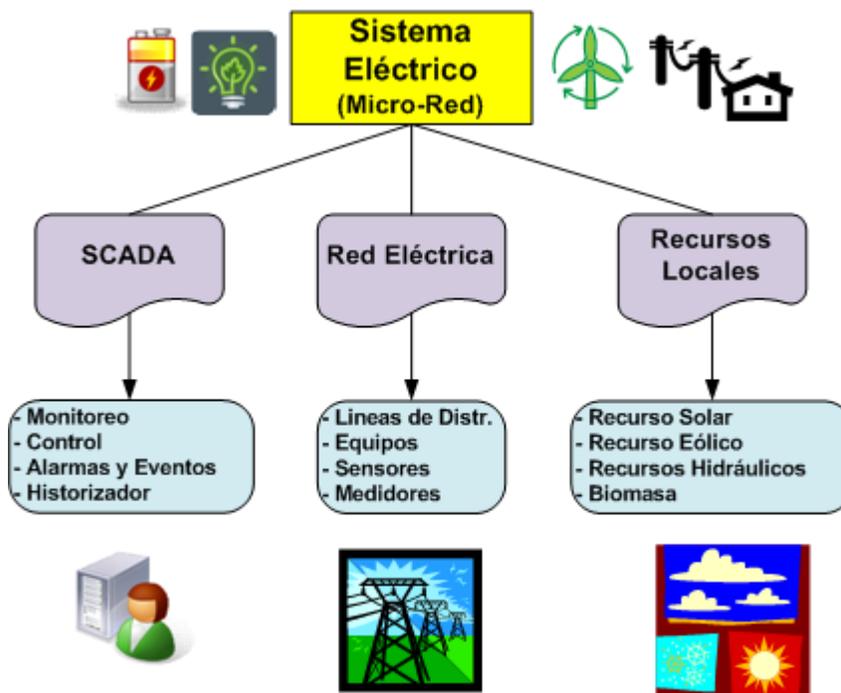


Figura No. 17 Características de la Red Eléctrica

Fuente: Elaboración Propia

### 3.4 Elaboración de Procedimientos

Los Procedimientos son documentos que establecen las funciones que las personas deben desempeñar en las tareas de supervisión y mantenimiento del sistema. [22]

En la figura 14 se muestra que los Procedimientos se desarrollan para cada unidad DER

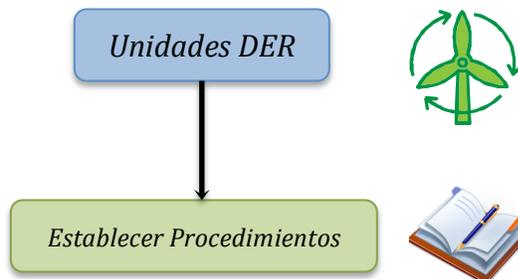


Figura No. 18 Elaboración de Procedimientos

Fuente: Elaboración Propia

Los Procedimientos deben contener la siguiente información:

1. **Propósito.-** En él se debe describir cuál es la finalidad del procedimiento, para qué se lo desarrolló.
2. **Alcance.-** En el alcance se define que es lo que abarca el procedimiento en donde se aplica el mismo.
3. **Definiciones y Abreviaturas.-** Se detallan el significado de las siglas que se emplean en el Procedimiento.
4. **Responsabilidad.-** Se detallan quienes son los responsables del procedimiento y que personas se encuentran involucrados en el mismo.
5. **Procedimiento.-** En él se detallan todos los pasos que se deben cumplir para el desarrollo del mismo. Los puntos que se debe incluir son:
  - ✓ Mantenimiento de las unidades DER.
  - ✓ Estructura de mensajes hacia la estructura organizacional.
6. **Registros.-** Se encuentra la documentación que apoya el cumplimiento del procedimiento como por ejemplo: Instrucciones de trabajo, Registros, etc.
7. **Referencias.-** Referenciar si es el caso.

### **3.5 Arquitectura del Sistema Social SCADA**

El sistema S. SCADA fusiona el mundo Social con el mundo eléctrico con el afán que la gestión del sistema se produzca desde la comunidad, para que la población a través del tiempo se empodere del proyecto.

El sistema S. SCADA posee herramientas que apoyan a la comunidad en la gestión, el manejo y operación del proyecto. Estas herramientas contemplan los siguientes aspectos:

- Planificación en el mediano y largo plazo.
- Planificación de la operación del sistema.
- Operación en tiempo real.
- Mantenimiento de las unidades.

En la figura 15 se muestra la vinculación de los mundos a través de este concepto S. SCADA.

Con el fin de cumplir con los aspectos mencionados anteriormente el S. SCADA está compuesto por 3 módulos que se detallan a continuación:

- Herramienta para la Toma de Decisiones.
- Optimizador
- Sistema de Supervisión.

En la figura 15 se muestran las entradas como requerimientos de diseño de cada una de los módulos y también se detallan las respectivas salidas.

#### **3.5.1 Herramienta para la Toma de Decisiones**

La Herramienta para la toma de decisiones del S. SCADA busca dar soporte a la población para la gestión del proyecto, ya que a través de esta los miembros de la comunidad podrán dilucidar cambios en el sistema para tomar decisiones.

Por ejemplo si la demanda comienza a experimentar un cambio en su curva característica haciendo que esta se incremente, la herramienta tiene la misión de alertar a la estructura organizacional correspondiente, para que tomen la decisión de incrementar la potencia instalada del proyecto o a su vez tomar medidas al respecto para provocar la disminución de la demanda.

Los aspectos que se deben considerar para el diseño de esta herramienta son los que se muestran en la figura 16, estos son:

- Estructura organizacional.
- Toma de decisiones
- Estructura socio-económica
- Mapa de sueños
- Disponibilidad de recursos (sol, viento, biomasa, etc.)

- Sistema de supervisión

La herramienta para la Toma de Decisiones debe proporcionar las siguientes salidas:

- Alarmas en función de la estructura organizacional
- Lineamientos en función de los recursos naturales

### **3.5.2 Optimizador**

El Optimizador tiene la tarea de enviar consignas a los controladores de la unidades DER para aprovechar la disponibilidad de los recursos.

Por lo tanto las entradas de esta herramienta son:

- Sistema de supervisión.
- Estimación de la demanda de energía.
- Estimación de los recursos naturales (sol, viento, biomasa, agua, nivel de carga de las baterías)

La descripción detallada del funcionamiento del optimizador que se empleó para el caso de estudio se encuentra en [23].

### **3.5.3 Herramienta de Supervisión**

La herramienta de Supervisión tiene la misión de monitorear y supervisar el funcionamiento del sistema en función de la instrumentación disponible vinculando a la comunidad. Las entradas que se definen para el diseño de esta herramienta son:

- Estructura organizacional.
- Toma de decisiones
- Comunidad
- Estructura socio-económica
- Unidades DER

El mantenimiento de las unidades DER se lo debe especificar en los procedimientos, sin embargo en la herramienta de Supervisión se piensa incluir esta etapa, es decir que el módulo de supervisión tiene la misión de alertar cuando se requiera realizar un mantenimiento preventivo, o correctivo en las unidades a través de los sistemas de alarma.

Las entradas que definen el diseño para el mantenimiento son:

- Estructura organizacional.
- Toma de decisiones
- Sistema de supervisión
- Estructura socio-económica
- Procedimientos

Las salidas que entrega el módulo de Supervisión y Control son:

- Seguridad para acceder al sistema
- Interfaces IHM para el monitoreo del sistema
- Interfaces IHM para que la comunidad alimente al sistema de información
- Almacenamiento de Información en Base de Datos
- Alarmas y Eventos
- Gestión del mantenimiento de las unidades DER

El sistema de Supervisión permite que la comunidad participe en forma activa ya que a través de esta se informa al sistema de eventos que pueden ocurrir debido a que no se cuenta con suficiente instrumentación.

# SOCIAL SCADA

Tecnología para poseer Energía al Servicio de la Comunidad

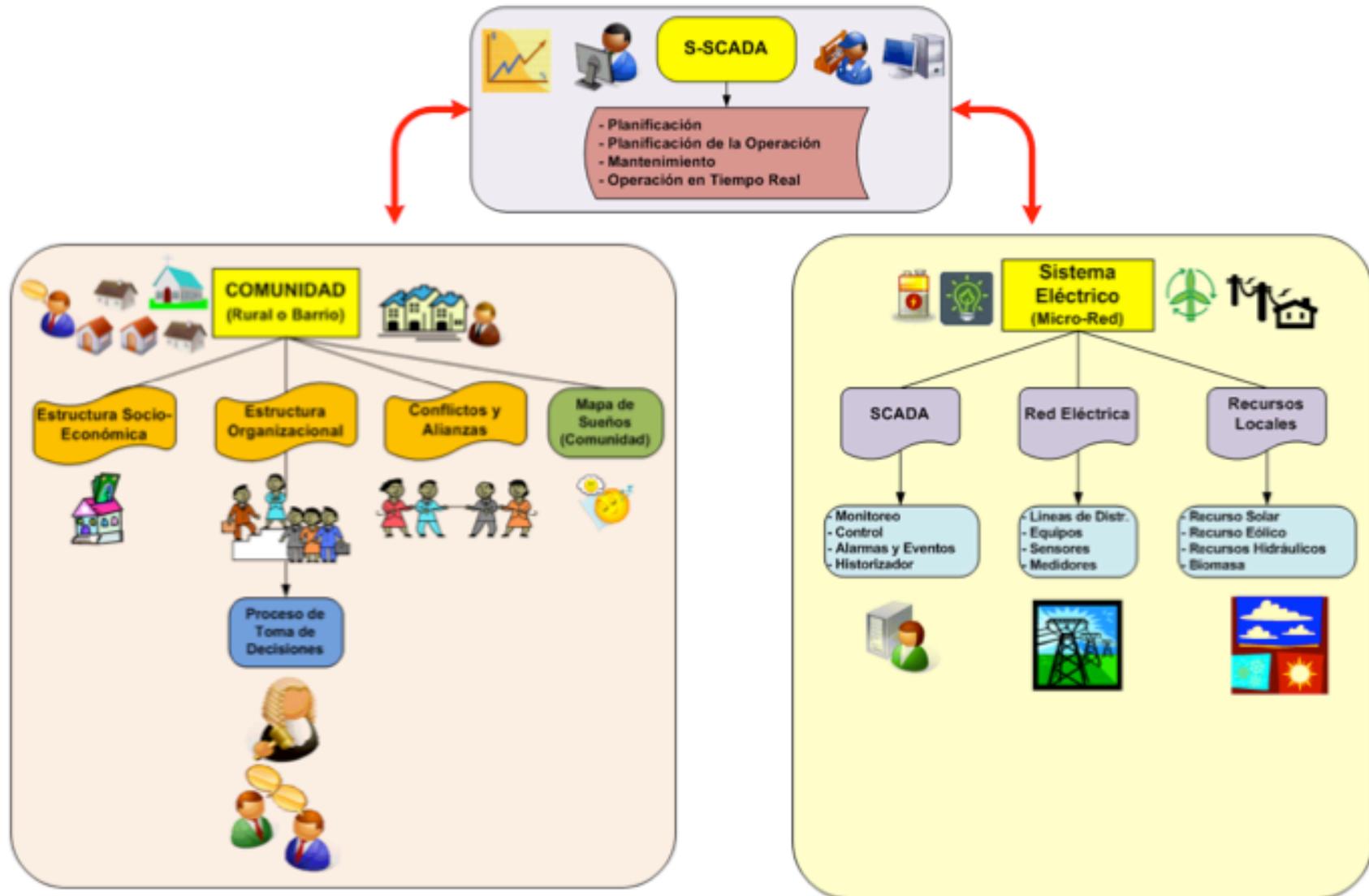


Figura No. 19 Social SCADA (S. SCADA)

Fuente: Elaboración Propia

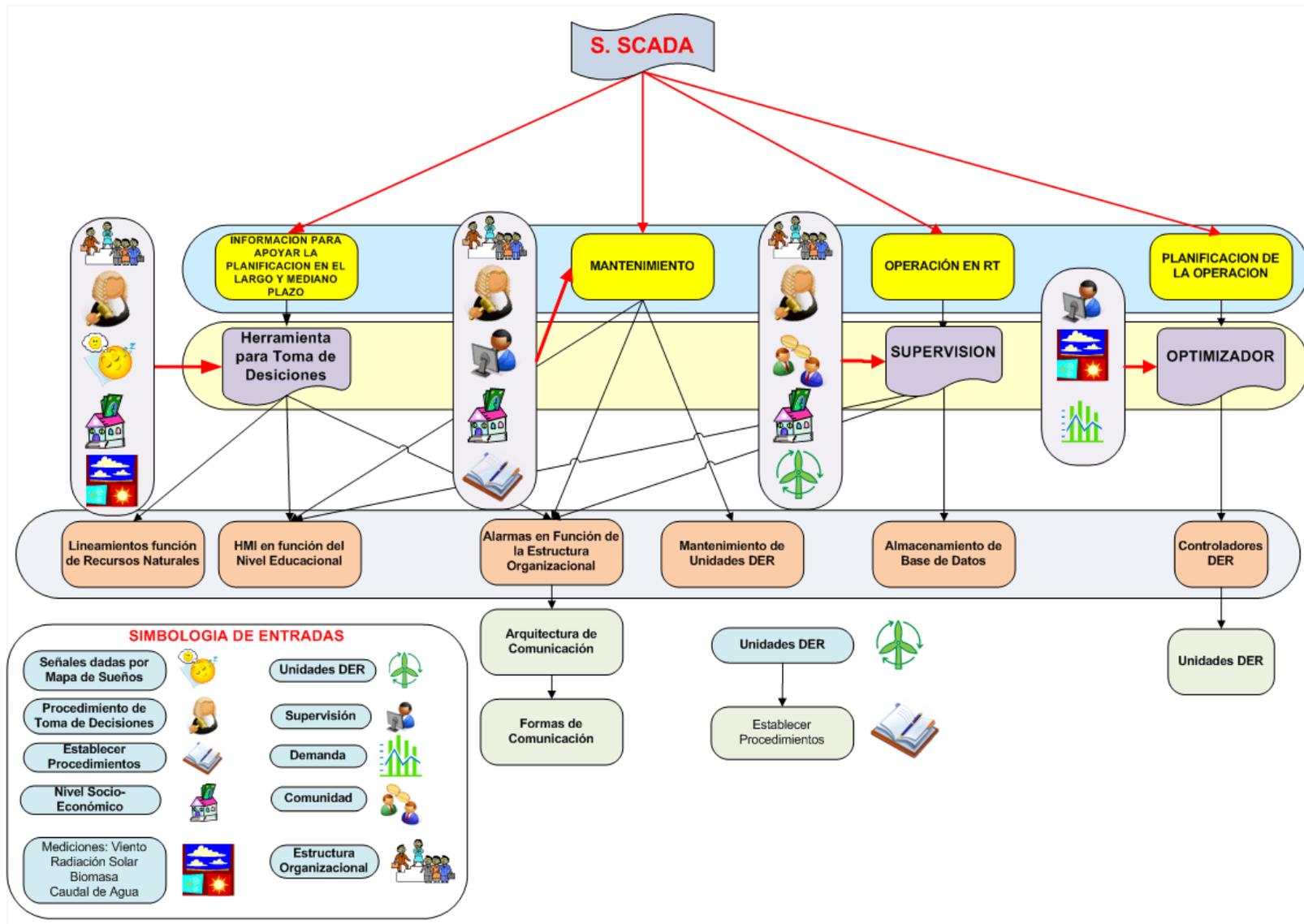


Figura No. 20 Módulos para funcionamiento del S. SCADA

Fuente: Elaboración Propia

### 3.6 Diseño de Interfaces IHM

El éxito de un producto computacional depende en gran medida de la calidad de su interfaz, de tal forma que diseñar interfaces más productivas y fáciles de usar, dan mayor valor al producto y contribuyen a su éxito. [24]

La interfaz debe ser:

- ✓ Fácil de aprender.
- ✓ Simple de utilizar.
- ✓ Directa.
- ✓ No muy estricta.

Antes de diseñar una interface de usuario se deben contestar preguntas como:

¿Quién es el usuario?

¿Cómo aprende el usuario a interactuar con un sistema nuevo basado en computadora?

¿Qué espera el usuario del sistema?

### Análisis Centrado en el Usuario

El análisis del usuario implica conocer aspectos tales como:

Habilidades físicas y sensoriales.

- ✓ Habilidades cognitivas.
- ✓ Diferencias de personalidad.
- ✓ Diferenciación cultural.

### Fundamento de percepción Humana

- ✓ Un ser humano percibe el mundo a través de un sistema sensorial que comprendemos razonablemente bien.
- ✓ Cuando se considera una interfaz hombre máquina (IHM), predominan los sistemas visual, táctil y auditivo.
- ✓ Esto permite al usuario de un sistema basado en computadora percibir información, almacenarla en la memoria (humana) y procesarla utilizando un razonamiento inductivo o deductivo.
- ✓ La mayoría de la IHM se llevan a cabo a través de una medio visual (formas impresas o gráficas).
- ✓ El ojo y el cerebro trabajan conjuntamente para recibir e interpretar la información visual basándose en el tamaño, la forma, el color, la orientación, el movimiento y otras características.

- ✓ Un sistema interactivo basado en computadora raramente permite a un usuario hacer algo enteramente nuevo.
- ✓ En la mayoría de los casos, el sistema se construye para automatizar (y por lo tanto mejorar) ciertas tareas que se realizaban antes a mano o utilizando algún otro procedimiento.
- ✓ La nueva tecnología permite a un usuario realizar tareas: más de prisa, más eficientemente con más precisión y a un costo menor.

## **Disciplinas Involucradas**

- Psicología: Entendimiento del usuario, modelado del usuario.
- Fisiología: Entendimiento de capacidades físicas del usuario.
- Sociología: Trabajo colaborativo (groupware).
- Filosofía: Creación, consistencia en las cosas.
- Inteligencia Artificial: Modelado del usuario, ayudas, adaptaciones.
- Arte: Estética de la apariencia.
- Lingüística: Lenguaje de comandos.
- Computación: hardware/software.

El diseño de las interfaces con las cuales el Recolector de la Información interactúe, poseen ciertos requisitos que cumplir, los que son función de aspectos propios de la población, estos son:

Nivel cultural de la población (Analfabetismo).

Además las interfaces deben capturar la mayor cantidad de información, de una manera eficiente.

### 3.7 Flujo de Información

El flujo de información desde la comunidad hacia el sistema es el que se muestra en la figura 17.



Figura No. 21 Flujo de Información desde la Comunidad hacia el Sistema SCADA

Fuente: Elaboración Propia

El sistema integra a toda la comunidad, la que se encarga de recolectar la información sobre el funcionamiento, luego los datos se canalizan a través de una persona (Recolector de Información), que es miembro de la comunidad y debe poseer ciertas cualidades, que le permitan ejecutar la labor de interactuar con el S. SCADA.

#### Recolección de la Información

La información que se recolecta del sistema a través de la comunidad cumple con ciertos aspectos que son:

- Variables que no son medidas por parte de los sensores que se comunican con el sistema.
- Aspectos que no son medibles como por ejemplo efectos que el sistema puede provocar al ecosistema del lugar.

Por lo tanto la información que se recoja tiene dos objetivos:

- Generar información para el cálculo de los indicadores de sustentabilidad, para el proceso de toma de decisiones, ya que en estos se visualiza la evolución de la comunidad a través del tiempo.
- Prevenir anomalías en el funcionamiento del sistema.
- Informar en el caso de daños al ecosistema, para que se tomen los correctivos necesarios.

### 3.8 Sistema de Comunicaciones

El S. SCADA emplea los desarrollos realizados en el área de comunicaciones para los sistemas SCADA, es decir los controladores se conectan a una red a través de un protocolo de comunicaciones estándar y los valores de las variables son leídos con un servidor OPC [8]. Las aplicaciones del S. SCADA se conectan como cliente del servidor OPC y de esta manera logra conectividad con las unidades de generación para conocer el estado y parámetros. En la figura 18 se muestra el esquema de la disposición de las aplicaciones para el funcionamiento del S. SCADA.

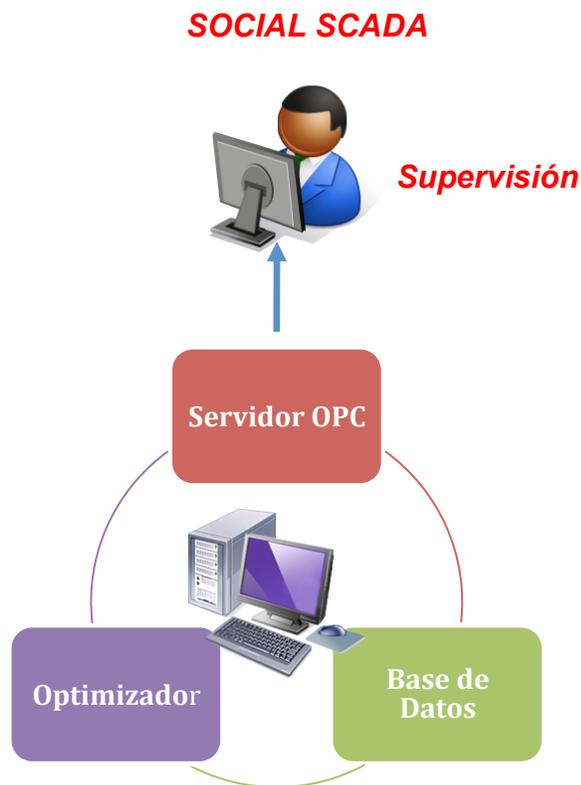


Figura No. 22 Esquema de Aplicaciones del S. SCADA

3Fuente: Elaboración Propia

#### 3.8.1 Arquitectura de Comunicación

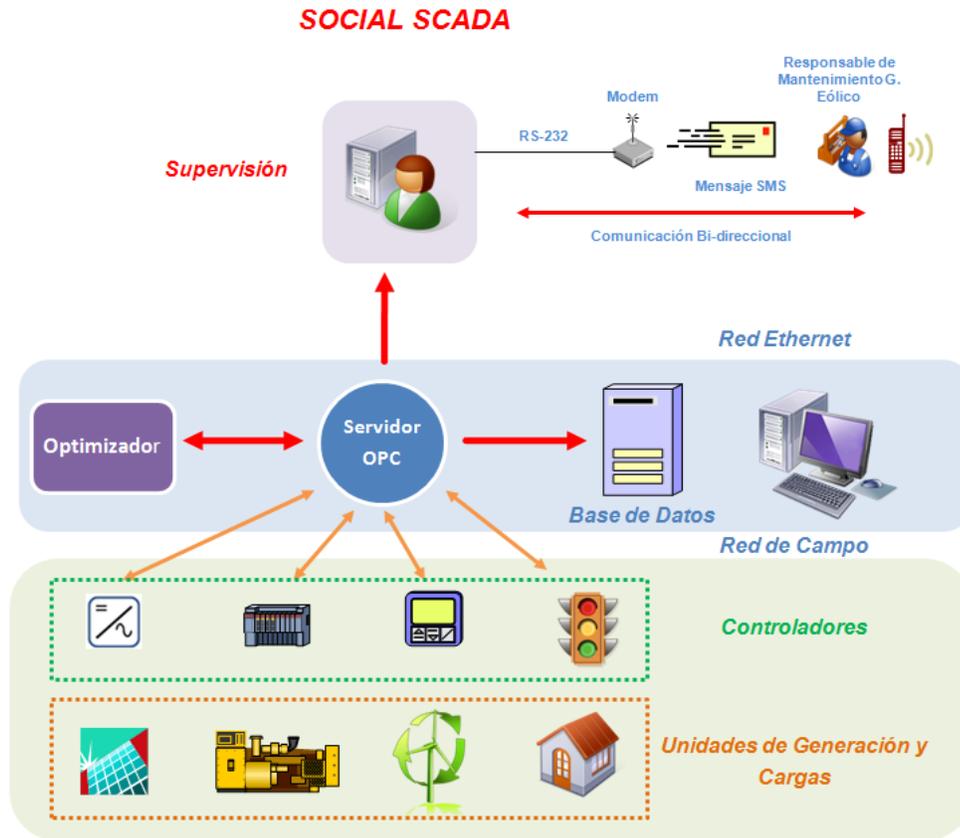
El sistema de comunicaciones es muy importante para el funcionamiento del S. SCADA, existen varias capas por las que atraviesa la información. A continuación se describe cada una de ellas:

- La primera capa está formada por los dispositivos de campo (controladores), todos ellos tienen que ser capaces de transmitir el valor de sus variables con el mismo protocolo de comunicaciones y soportar la misma interfaz de comunicación, a esto se le conoce como la Red de Campo.

- La segunda capa corresponde al software que hace posible la gestión del tráfico de la red de campo, y es el nexo entre las aplicaciones que están ejecutándose dentro de un computador (almacenamiento en Base de Datos, supervisión, control del sistema, etc.), con el Hardware que se encuentra instalado (unidades de generación, sistemas de medición, etc.). Este software es un servidor OPC.
- La tercera capa son las aplicaciones, que leen y escriben valores sobre las variables en los dispositivos de campo.
- La aplicación de supervisión posee una capa adicional de comunicaciones, que se encuentra dentro de la interfaz para la gestión del mantenimiento. El S. SCADA posee la capacidad de informar a los responsables del mantenimiento del sistema las tareas que se encuentran pendientes por realizar, para este propósito el computador se conecta a un módem en forma serial y a través de este dispositivo se puede enviar mensajes de texto a los involucrados, y vice-versa ya que las personas pueden comunicar al sistema ciertas eventualidades. Como requerimiento para la implementación de este servicio se requiere cobertura celular.

Por lo expuesto en el último punto es importante que los miembros de la comunidad cuenten con teléfonos celulares, de esta forma se establece un nexo con el sistema, para gestionar y mantener la micro-red, esto a su vez facilita la opción para crear aplicaciones móviles que usen la infraestructura celular para su funcionamiento, además la comunidad se beneficiaría ya que podrían estar comunicados entre sí y con el resto del país y el mundo.

En la Fig. 23 se muestra la arquitectura de comunicaciones.



**Figura No. 23 Arquitectura de Comunicación**

**Fuente: Autoría Propia**

En la figura 24 se observa el esquema de funcionamiento de la Arquitectura de Comunicación, desde el computador que contiene la aplicación de gestión del mantenimiento se envían mensajes de texto al EMGE (Encargado del Mantenimiento del Generador Eólico), o al EMGF (Encargado del Mantenimiento del Generador Fotovoltaico), y ellos a su vez tienen la opción de contestar a la aplicación. También la comunidad puede hacer uso de la infraestructura de comunicaciones y establecer comunicación entre sus miembros.

## Arquitectura de Comunicación

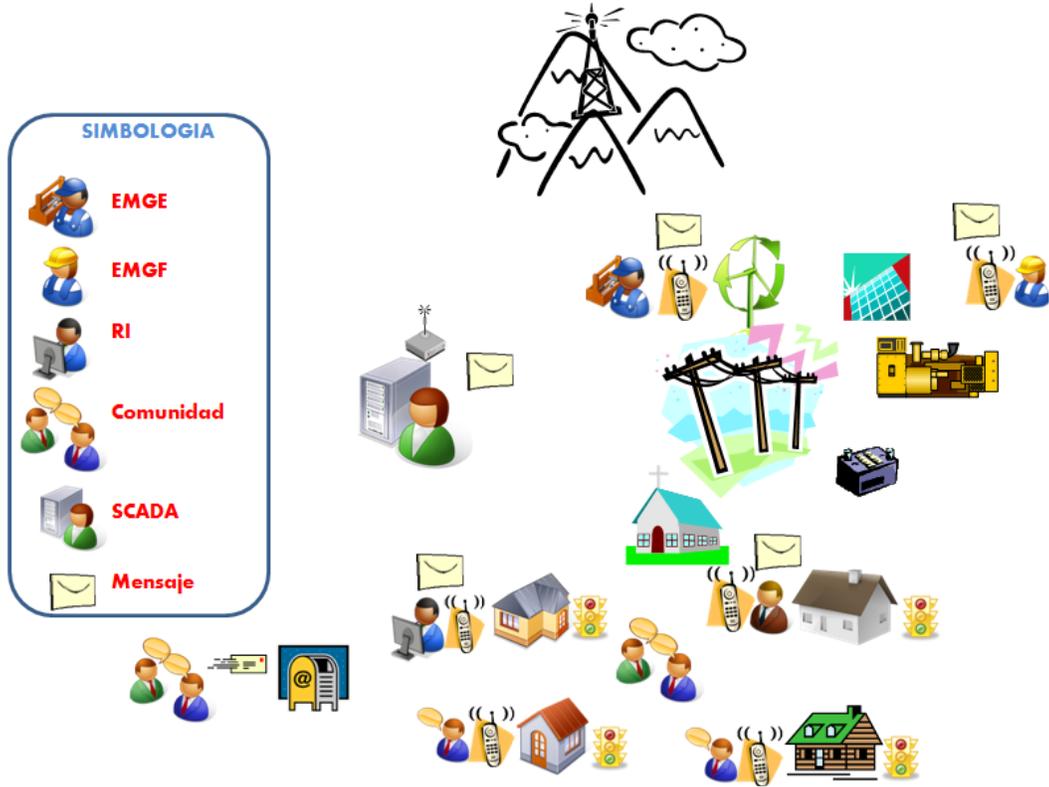


Figura No. 24 Esquema de Funcionamiento Arquitectura de Comunicación

Fuente: Autoría Propia

## **4. IMPLEMENTACION**

Una vez establecidas las características sociales de la comunidad y conocido el sistema de generación a través de fuentes renovables, se puede definir la información relevante que requiere conocer la comunidad, con el afán de buscar el empoderamiento del proyecto y que las personas interactúen con el sistema.

El desarrollo de este trabajo comprende la etapa de mantenimiento y supervisión del sistema de generación, por lo tanto dentro de este contexto, se propone el desarrollo de una herramienta computacional que permita a los habitantes conocer su realidad en el ámbito energético y de esta manera lograr que el proyecto perdure en el tiempo, ya que esta herramienta les proporcionará información para la toma de decisiones.

Se consideran los siguientes aspectos relevantes para la comunidad:

- Sistema de generación con fuentes renovables.
- Indicadores de desarrollo sustentable.
- Gestión del mantenimiento.
- Consumo de energía domiciliario.
- Control de demanda.
- Alarmas.

A continuación se explican los aspectos mencionados anteriormente y cuál es el propósito de los mismos.

### **4.1 Supervisión del Sistema de Generación con Fuentes Renovables**

El sistema de generación es la fuente de suministro de energía para la comunidad de este depende que la misma logre un desarrollo sustentable, y por lo tanto es importante que las personas miren de cerca cómo funcionan las unidades de generación para abastecer la demanda.

Por lo tanto la comunidad debe tener la capacidad de supervisar el sistema a través de la herramienta computacional.

Las personas pueden interactuar con las interfaces sin el temor que al hacer clic sobre los iconos provoquen un daño o un desperfecto en el sistema, este es uno de los requerimientos generales e importantes de la herramienta computacional.

## 4.2 Indicadores de Desarrollo Sustentable

Los Indicadores de Desarrollo Sustentable, sirven para establecer una métrica sobre la evolución de la comunidad a través del tiempo. Los indicadores se seleccionan en función de los aspectos relevantes para la población estos son [21]:

- **Energía.-** Es la cantidad de energía eléctrica consumida cada mes, por lo tanto a través de este indicador las personas pueden evidenciar si ha aumentado, disminuido o se mantiene la cantidad de energía que requiere la población.
- **Kg de CO<sub>2</sub>.**- Muestra la cantidad de CO<sub>2</sub> que se dejó de emitir a la atmósfera debido al uso de generadores con tecnología renovable.
- **Educación.-** Indica la variación del rendimiento escolar, este indicador se calcula en forma anual, y permite verificar si se mantuvo, subió o bajó el rendimiento de los niños en la localidad.
- **Seguridad.-** Indica el incremento o disminución de delitos que se cometen en la comunidad en forma mensual.
- **Ahorro Diesel.-** Se muestra el ahorro mensual de combustible debido al uso de generadores con tecnología renovable. Esto ahorro depende en gran medida de la disponibilidad de recursos (radiación solar, viento), y del uso racional de la energía por parte de la población.
- **Avifauna.-** En este indicador se muestra el número de aves muertas por mes debido a la presencia de generación eólica.
- **Calidad del Agua.-** Indica la calidad de servicio del agua, los aspectos que se consideran son la intermitencia del servicio, y la calidad del agua que está relacionada con el sistema de cloración.
- **Organizaciones Sociales.-** Muestra el aumento o disminución de las organizaciones sociales existentes en la Comunidad.
- **Ingresos Económicos.-** Indica la variación de las actividades económicas en los miembros de la población, este indicador se calcula en forma anual.

### **4.3 Gestión del Mantenimiento**

La gestión del mantenimiento de las unidades de generación debe estar a cargo de los miembros de la comunidad y a través de esta herramienta las personas se apoyan para la ejecución de las tareas.

Se debe elaborar procedimientos para efectuar las labores de mantenimiento, en este documento se señalan los responsables de las tareas, también se debe realizar una planificación anual de actividades.

### **4.4 Consumo de Energía Domiciliario**

La población puede visualizar el consumo de energía diario o mensual, con el afán de visualizar el desarrollo de cada uno de los hogares miembros de la comunidad, dicho desarrollo se puede manifestar por ejemplo con el aumento de electrodomésticos o la instalación de un negocio con el afán de mejorar las condiciones de vida de los miembros de la familia.

### **4.5 Control de Demanda**

Los miembros de la comunidad reciben señales del sistema en función de la disponibilidad de los recursos renovables y con el afán de minimizar el consumo de combustible, este proceso se encuentra ejecutándose en la aplicación Optimizador.

El control de demanda despliega advertencias de tal manera que la población tiene las siguientes opciones de consumo:

- Sin restricciones, es decir pueden conectar libremente cargas a la red.
- Consumo en forma medida
- Consumo en forma restringida, es decir no se puede conectar cualquier tipo de carga al sistema.

Para cumplir con la optimización global del sistema, lo que se pretende es que la demanda se adapte a la disponibilidad de generación.

Con el afán que la población sepa cómo reaccionar ante las señales que entrega el sistema se la debe capacitar.

## 4.6 Alarmas

El sistema de Alarmas sirve a la comunidad para visualizar cuando ocurre un evento en la red, con el propósito que se focalicen en el daño, es decir el sistema proporciona la información del desperfecto en la unidad de generación o en la red, esto depende de la instrumentación con la que cuente el sistema.

En la figura 25 se muestra el esquema de las Interfaces de Supervisión del S. SCADA.

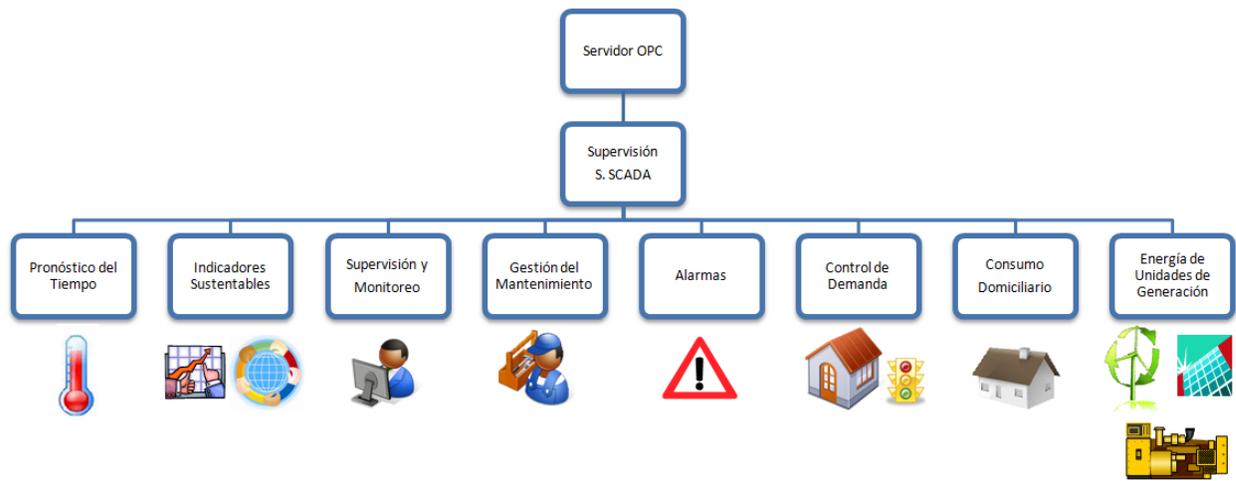


Figura No. 25 Esquema de las Interfaces del Sistema de Supervisión

Fuente: Autoría Propia

## 5. CASO DE ESTUDIO Y VALIDACIÓN

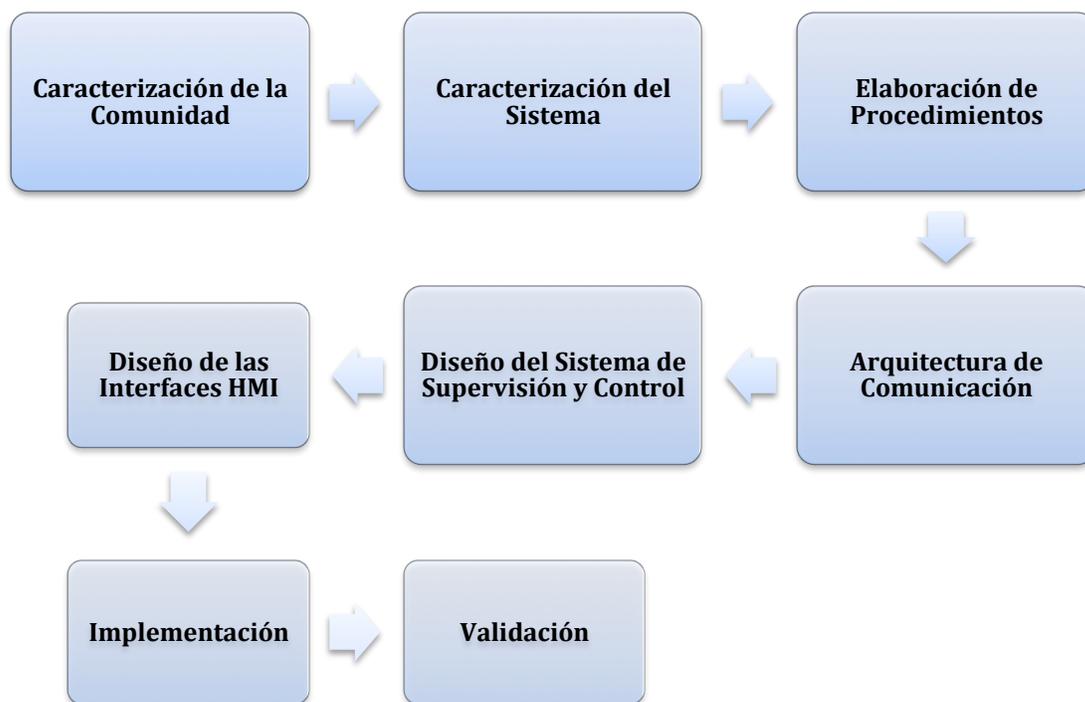
La localidad escogida como caso de estudio es Huatacondo, este es un pueblo perteneciente a la comuna de Pozo Almonte, provincia del Tamarugal, Región del Tarapacá, aproximadamente a 172 Km de la ciudad de Iquique. Se encuentra habitado por 78 personas aproximadamente, en su gran mayoría son de la tercera edad. Cerca de un 70% de las viviendas se encuentran deshabitadas, pero en vacaciones la comunidad se ve poblada principalmente para las festividades del lugar.

Huatacondo no poseía suministro de energía las 24 horas del día, sino en forma intermitente, de Lunes a Viernes de 14:00 hasta 00:00 horas, y los fines de semana de 16:00 hasta 00:00 horas.

El generador que abastecía el consumo es un grupo diesel donado por la Municipalidad.

En la actualidad este problema se ha superado con la implementación del proyecto GeVi, con el se consiguió asegurar el suministro de energía durante las 24 horas del día.

La ruta establecida para la implementación en el caso de estudio es la que se muestra en la figura 26.



**Figura No. 26 Ruta para Implementación en Caso de Estudio**

**Fuente: Autoría Propia**

## 5.1 Caracterización de la Comunidad del Caso de Estudio

Aplicando las técnicas mencionadas en la metodología se pudo extraer la información de la Comunidad para establecer la caracterización de la misma, esta información fue proporcionada por el Grupo de Intervención Social en Huatacondo. [25]

### Aspecto Socio-Económico

En el pueblo se desarrollan actividades agropecuarias de subsistencia, existen cultivos de alfalfa, maíz, y plantaciones de naranjos y limones, adicionalmente se destaca la crianza de animales como: cerdos, conejos, cuyes y cabritos.

En Huatacondo, no existe exportación o venta a gran escala de los productos derivados de sus cultivos y cítricos, estos son más bien para consumos propios o son vendidos dentro de la misma comunidad.

No existen mayores diferencias sociales producidas por tema de ingresos de dinero a los hogares, pues estos rangos se encuentran distribuidos de manera equilibrada dentro de la comunidad.

Del total de hogares entrevistados un 47% no manifiesta actividad laboral, el resto de la población se dedica a actividades agrícolas, municipales, mineras, de construcción y de guardianía. Cabe mencionar que las personas que no trabajan reciben ingresos derivados de jubilaciones y pensiones, esto se debe al creciente número de personas de la tercera edad que habitan el lugar.

Un 37,5 % vive con menos de \$100.000, 29,2% posee un ingreso mensual que va entre \$100.000 y \$200.000 y solamente un 29,2% de la población mencionó que su ingreso mensual supera los \$200.000. Un 52% de la población dijo obtener apoyo de dinero externo, correspondiendo en su mayoría al dinero recibido mediante jubilación o pensión. Solamente una persona de la tercera edad menciona recibir ayuda en dinero por parte de sus familiares.

### Estructura de la Comunidad

Para determinar la estructura de la comunidad se construyó: el Mapa Social y Socio-grama.

En la figura 27 se muestra la estructura en la comunidad de Huatacondo.

Existen más organizaciones, que se involucran con la comunidad, pero estas no fueron tomadas en cuenta ya que para la población las de mayor relevancia son las que se muestran en la figura 27.



**Figura No. 27 Estructura Organizacional de la Comunidad**

**Fuente: Autoría Propia**

## Toma de Decisiones

La Toma de Decisiones se realiza en asambleas en las que se discuten temas que afectan a la comunidad, este proceso es participativo ya que se convoca a toda la población.

Las decisiones se toman de acuerdo a la opinión de la mayoría de los asistentes a las asambleas, por lo que todos aquellos que no asistieron o que tenían alguna opinión contraria acatan la decisión de la mayoría.

## 5.2 Caracterización del Sistema del Caso de Estudio

Los recursos naturales potenciales para la generación de energía eléctrica que se encuentran en la comunidad son: recurso solar, eólico, biomasa.

Haciendo uso de los recursos naturales con los que cuenta Huatacondo se procedió a diseñar el sistema de generación y en la actualidad cuenta con los siguientes equipos:

- 1 Generador Eólico (3kW)
- 1 Banco de Baterías
- 1 Inversor para Banco de Baterías (30kVA)
- 1 Generador Diesel (120kW)
- 1 Grupo de Paneles Fotovoltaicos (22.68 kW a 1000 W/m<sup>2</sup>)
- 1 Grupo de Fotovoltaicos (1.61 kW. a 1000 W/ m<sup>2</sup>)
- 3 Inversores (Hidroboy 1kW)
- 3 Inversores (Sunny Data 9.3 kW)
- 6 Medidores PM-750
- 3 Medidores PM-810
- 1 Controlador Easygen
- 10 Interruptores
- Sistema para Control de Demanda
- Red de Comunicación Serial RS-485
- Red de Comunicación Ethernet

En la figura 28 se muestra la distribución de los Equipos que se encuentran Instalados.

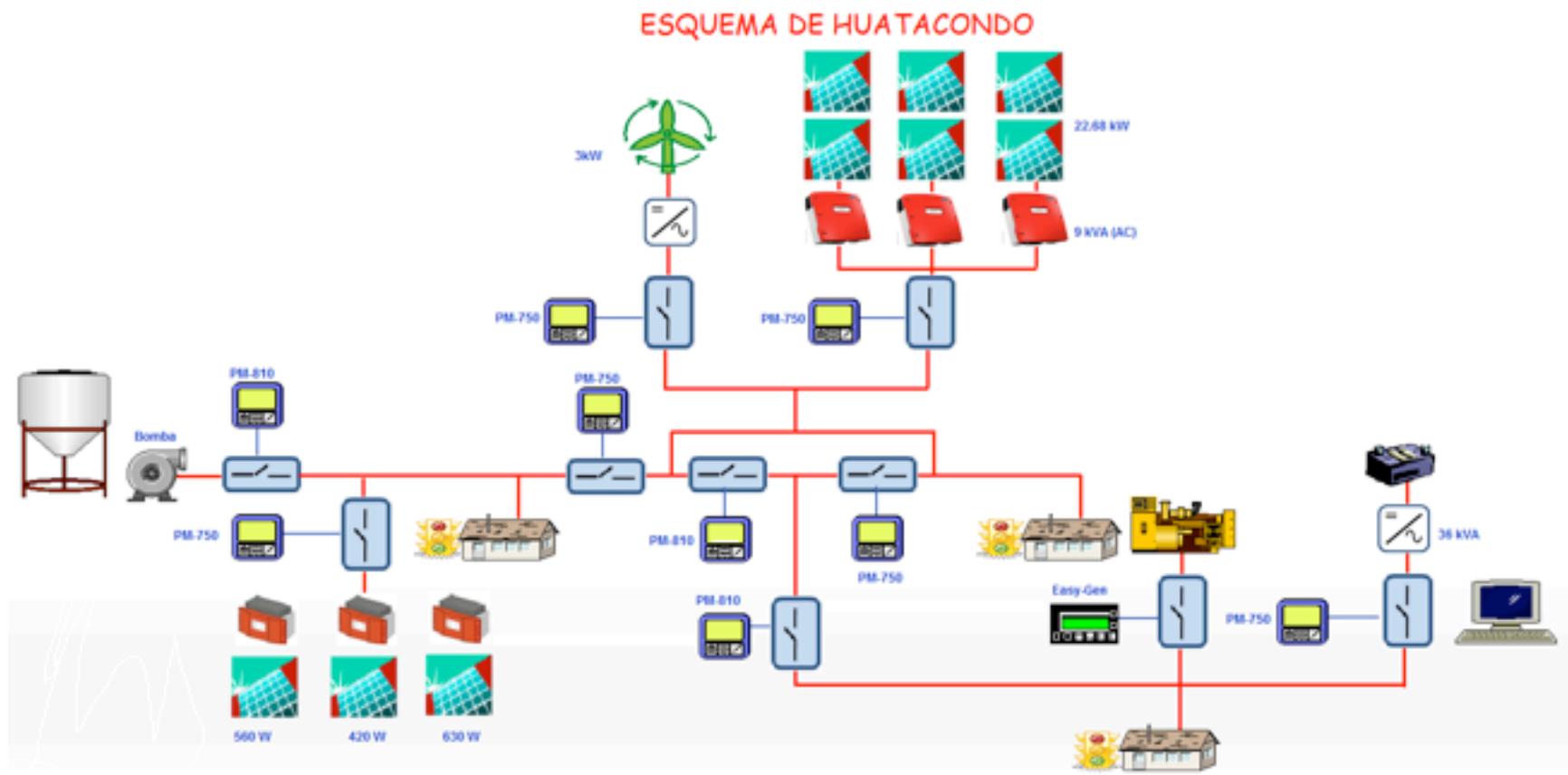


Figura No. 28 Distribución de Equipos en el Caso de Estudio

Fuente: Autoría Propia

En la figura 29 se muestra la Simbología empleada en la figura 28.



Figura No. 29 Simbología de Equipos Instalados

Fuente: Autoría Propia

### **5.3 Elaboración de Procedimientos para el Caso de Estudio**

Los Procedimientos que se elaboraron son para las unidades de generación Eólica y Solar, en ellos se enmarca las tareas de Mantenimiento, el flujo de Información entre la comunidad y el Sistema SCADA.

*Ver ANEXO Procedimientos.*

### **5.4 Diseño de la Arquitectura de Comunicación para el Caso de Estudio**

La interfaz que se usó para que la población interactúe con la aplicación es una pizarra digital touch, la cual se encuentra ubicada en la Sede Social de la comunidad, de esta forma las personas interactúan con el software y se encuentran informados sobre el estado de la micro-red, adicionalmente en la Sede Social se realizan las reuniones, de tal forma que la aplicación la usan para extraer información y tomar decisiones.

La arquitectura de comunicación empleada en Huatacondo es la que se muestra en la figura 8. En el PC-1 se encuentra el servidor OPC que hace la gestión de las comunicaciones entre los dispositivos de campo (Controladores) y las aplicaciones. El protocolo de comunicación empleado es Modbus Serial y Modbus Ethernet, ya que los dispositivos que se encuentran instalados en su gran mayoría soportan este estándar de comunicación.

En cuanto a la red de campo es un bus serial RS-485. En el PC-1 se almacenan los valores de las variables en una Base de Datos y también se encuentra la aplicación del Optimizador, el cual envía las consignas a los controladores. PC-2 se comunica con PC-1 a través de Ethernet (Red LAN) y en este computador se ejecuta la aplicación de Supervisión, la que a su vez se proyecta a la pizarra digital. No se pudo implementar en su totalidad la arquitectura de comunicaciones propuesta en el Capítulo 3 ya que no existe cobertura de telefonía celular en Huatacondo por el momento. En la figura 30 se muestra la arquitectura de comunicación empleada.

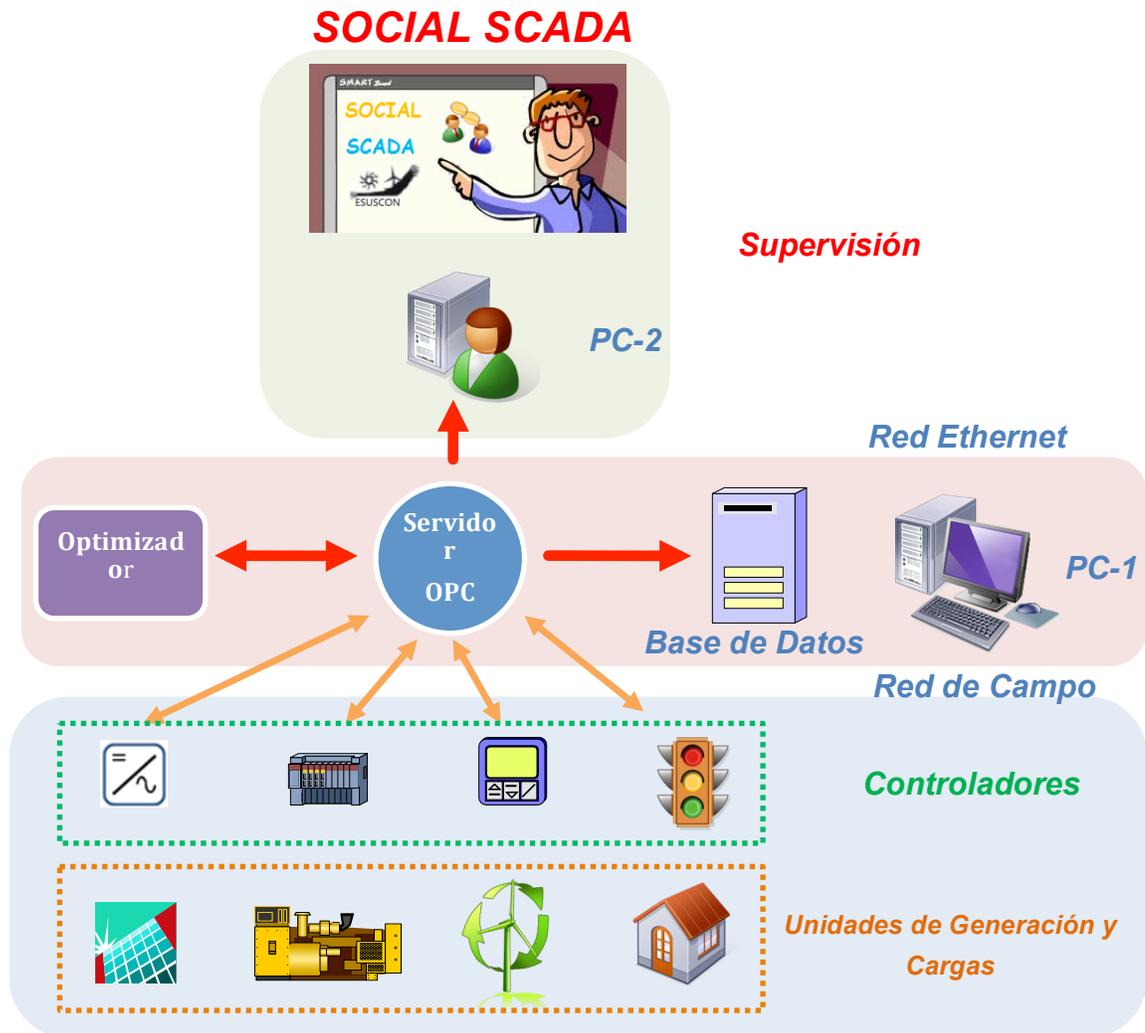


Figura No. 30 Arquitectura de Comunicaciones S. Scada Huatacondo

Fuente: Autoría Propia

## 5.5 Diseño del Sistema de Supervisión y Control para el Caso de Estudio

El Sistema SCADA debe contar con las siguientes capacidades:

- Monitoreo de Unidades y Equipos.
- Gestión de Alarmas y Eventos.
- Gestión del Mantenimiento del Sistema.
- Capacidad de Recolectar información proveniente de la comunidad.
- Capacidad de Conexión con Sistemas de Mensajería SMS.

## 5.6 Diseño de las Interfaces IHM para el Caso de Estudio

El Sistema SCADA debe contar con las siguientes interfaces:

- Interfaz General del Sistema.
- Interfaz de Monitoreo para cada uno de los equipos.

- Interfaz para reportar información de la comunidad.
- Interfaz para registrar las tareas de Mantenimiento.
- Interfaz de Alarmas y Eventos.
- Interfaz para analizar información de la Base de Datos.
- Interfaz con los Indicadores de Desarrollo Sustentable de la Comunidad.

El Software empleado para el desarrollo de la herramienta computacional fue LabVIEW [26] de National Instruments, esta plataforma fue seleccionada por que se pueden crear interfaces amigables para el usuario.

**En los Anexos se encuentra el manual de Usuario y de Administrador del sistema, en estos se puede observar con más detalle cada una de las interfaces que conforman la herramienta computacional.**

## 5.7 Validación del Sistema

- El sistema fue validado técnicamente ya que la comunicación entre la aplicación y el servidor OPC fue exitosa, las fuentes de suministro de energía se encuentran monitoreadas por la aplicación.
- Se estableció un canal de comunicación entre la Universidad de Chile y Huatacondo, que está validado, ya que en la actualidad los miembros de la comunidad envían mensajes usando la aplicación, y los miembros del equipo de investigación se comunican accediendo a la aplicación en forma remota.
- La gente de Huatacondo fue capacitada para el uso de la aplicación, se observó que las interfaces desarrolladas fueron intuitivas y de fácil entendimiento para ellos, por lo tanto de esta manera queda validado la información que se extrajo de las características sociales de la población y que fueron usadas para el diseño de las interfaces.
- Las personas manifestaron gran interés por los indicadores de sustentabilidad de la aplicación ya que estos les permitirán tomar decisiones futuras para mejorar el bienestar de los miembros de la localidad.
- La interfaz de mantenimiento ayuda en forma efectiva a la preservación del sistema de generación, ya que en la actualidad los encargados de las tareas han reportado el cumplimiento de las mismas.

En las siguientes imágenes se muestra a la comunidad en el proceso de capacitación, asimismo se puede observar el sistema de visualización instalado.



**Imagen 1 Capacitación a las personas adultas de Huatacondo**



**Imagen 2 Capacitación a los niños de la escuela de Huatacondo**



**Imagen 3 Sistema de visualización instalado**

## 6. CONCLUSIONES

- En esta tesis se presenta una arquitectura de sistemas SCADA que involucra a la comunidad, fomentando la participación de la misma en las tareas de operación y mantenimiento de la micro-red.
- Se presenta una manera innovadora de integrar a la comunidad con los proyectos de micro-redes, a través del sistema Social SCADA.
- El S. SCADA es una herramienta computacional, que extiende el concepto de los sistemas SCADA tradicionales, ya que toma en cuenta aspectos sociales para su diseño, con el propósito que la comunidad realice la gestión y mantenimiento de la micro-red, lo que permite la permanencia del proyecto en el tiempo.
- El S. SCADA contiene varios módulos que permiten la operación óptima de la micro-red, entre estos módulos está el optimizador que envía consignas a las unidades de generación en función de la disponibilidad de los recursos, también proporciona señales a los consumos para que reaccionen en función de la capacidad de suministro de la unidades de generación.
- Se desarrollaron interfaces amigables e intuitivas para la comunidad, logrando que la gente interactúe fácilmente con la aplicación.
- Se diseñó una arquitectura de comunicación entre el sistema y la comunidad tomando en cuenta la estructura organizacional de la población, para canalizar la información entre la Universidad y Huatacondo.
- Se implementó una estrategia para la recolección de la información, en la que la comunidad informa a la Universidad del estado de la micro-red. El recolector de la información es la persona del pueblo responsable de canalizar la información que le proporciona la comunidad y hacerla llegar a las instituciones correspondientes.
- Es primordial hacer una intervención de carácter social, antes de la implementación de la micro-red, para que la gente participe desde el inicio del proyecto, el S. SCADA emplea la información que se genera a partir de esta intervención para su diseño.
- Con los resultados de este trabajo se asegura que la población está más informada del funcionamiento y estado en tiempo real de la micro-red.
- La aplicación cuenta con indicadores sociales que muestran la evolución en el tiempo de la comunidad, y permite a la población tomar decisiones no sólo con respecto al sistema eléctrico sino también en aspectos como seguridad, ingresos económicos, etc.
- Con el desarrollo de este trabajo se ha mejorado la percepción que tiene la comunidad con respecto al proyecto, el S. SCADA apoya la gestión, preservación y cuidado de la micro-red, contribuyendo a su sustentabilidad

- El S. SCADA emplea todos los desarrollos que se han realizado en el área de comunicaciones de las redes digitales industriales (sistemas SCADA tradicionales), para extraer información del estado de la micro-red.
- La diferencia con los sistemas SCADA tradicionales radica, en que este no requiere de conocimientos especializados para su manejo, sin embargo proporciona información a la población de una forma intuitiva.
- Para aplicar el sistema Social SCADA, una de las principales barreras que deben ser superadas es el nivel cultural de la población.

## Trabajos Futuros

- Como trabajo futuro se propone desarrollar el módulo que apoye al proceso de toma de decisiones a la comunidad, considerando aspectos sociales como los anhelos y aspiraciones futuras de la población.
- Se recomienda aumentar indicadores de sustentabilidad que sean de interés para la comunidad.
- Se propone elaborar aplicaciones móviles para mejorar la gestión y supervisión del sistema de generación de energía.

## 7. REFERENCIAS

- [1] Farid Katiraei, Reza Iravani, Nikos Hatzargyriou, Aris Dimeas. "Microgrids Management Controls and Operation Aspects of Microgrids". DEIE Power and Energy Magazine. Volume: 6, Page(s): 54 – 65. Mayo/Junio 2008
- [2] F. M. Cleveland. "IEC 61850-7-420 Communications Standard for Distributed Energy Resources (DER)". Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. Page(s): 1 – 4. 2008 DEIE
- [3] S. Chowdhury, S.P. Chowdhury and P. Crossley. "Microgrids and Active Distribution Networks". The Institution of Engineering and Technology. Page(s): 1 – 8, Page(s): 109 – 111. 2009
- [4] R. Palma. "Redes Inteligentes en Chile – Proyecto GeVi". International Workshop on Smart-grids and Distributed Generation, 2010 January
- [5] Enrique Santacana, Bazmi Husain, Per Halvarsson, Gary Rackliffe, Le Tang, Xiaoming Feng. "El Siguiente Nivel de Evolución". Revista ABB (1/10) Redes Inteligentes. Pag(s): 10 – 15. 2010
- [6] Tim Taylor, Horno Kazemzadeh. Integrated SCADA/DMS/OMS: Increasing Distribution Operation Efficiency. Electric Energy T & D Magazine, March - April, 2009.
- [7] E. Álvarez, A. M. Campos, R. García, S. González and C. Díez. Scalable and Usable Web Based. Supervisory and Control System for Micro-grid Management. International Conference on Renewable. Energies and Power Quality Granada (Spain), March, 2010.
- [8] OPC Foundation Website [Online]. <http://www.opcfoundation.org>, 2009
- [9] Luis Corrales. "Redes Digitales Industriales-Modulo 3". Escuela Politécnica Nacional del Ecuador. Pgs. 78-100. 2007
- [10] Luis Corrales. "Redes Digitales Industriales-Modulo 4". Escuela Politécnica Nacional del Ecuador. Pgs. 137-182. 2007
- [11] [www.modbus.org](http://www.modbus.org)
- [12] [www.fieldbus.org](http://www.fieldbus.org)
- [13] [www.profibus.com](http://www.profibus.com)
- [14] F. Crispino, EPUSP/ PEN GAGTD, C. A, Villacorta C. "An experiment using an Object-oriented standard - IEC 61850 to integrate IEDs Systems in Substations". DEIWPEs Transmission & Distribution Conference. 2004
- [15] M. J. Madera, and E. A. Cafiizales. "The GPRS Communication Platform and DNP Protocol as the Best Choices to Communicate the SCADA with IEDs in the EDC Distribution Network". 2006 DEIE
- [16] Comisión para la Cooperación Ambiental. "Guía para el desarrollo de proyectos comunitarios de energía renovable en América del Norte". Pag(s): 1 – 2, Pag(s): 16 – 17. Marzo de 2010

- [17] M. Alvarez. “Estrategias para la Intervención Tecnológica de Energías Renovables No Convencionales en Comunidades Rurales Bajo el Marco de la Iniciativa GeVi (Generador Virtual)”. Memoria para optar por el Título de Ingeniera en Recursos Renovables. Pag(s): 22 – 24. 2010
- [18] Alberich, T. “Acción Participativa y Mapas Sociales”. Benlloch (Castellón). 2007 Noviembre
- [19] Asociación de Proyectos Comunitarios (A.P.C.). “Fortalecimiento de las organizaciones pertenecientes a la Asociación de Proyectos Comunitarios”. A.P.C. Popayán Colombia. 2005
- [20] Metodología explicada por el Profesor Hernández. Profesor de Historia y Geografía. Universidad de Chile M. Sc. Desarrollo Rural, Universidad Central de Venezuela y Profesor de Cs. Agronómicas, Universidad de Chile
- [21] Department of Economic and Social Affairs-UN. Indicators of Sustainable Development: Guidelines and Methodologies. Third Edition. New York, 2007.
- [22] Norma ISO 9001:2000 . Item 4.2 “Requisitos de la Documentación”. Pag(s): 2 – 3. 2001
- [23] Palma-Behnke, C. Benavides E. Aranda J. Llanos D Sáez (2011). Energy Management System for a Renewable based Microgrid with Demand Side Management Mechanism DEIE Symposium on Computational Intelligence Applications in Smartgrid.
- [24] R Ferreira Escutia. “Interfaces Hombre-Máquina” (Módulo I). Instituto Tecnológico de Morelia. [http://antares.itmorelia.edu.mx/~kaos/rfe\\_curs.htm](http://antares.itmorelia.edu.mx/~kaos/rfe_curs.htm)
- [25] Centro de Energía Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile . “Informe Social Proyecto Esuscon”. 2010
- [26] <http://www.ni.com/labview/>

## **8. ANEXOS**

ANEXO 1: Procedimientos

ANEXO 2: Manual de Usuario Software Social SCADA

ANEXO 3: Procedimiento y Requisitos para la Instalación y Funcionamiento del Social SCADA.



## 1. PROPÓSITO

- Asegurar el Mantenimiento de la Unidad de Generación Eólica.
- Cumplimiento del flujo de información entre el Sistema SCADA y la Comunidad de Huatacondo.

En la figura 1 se muestran las partes que forman este Procedimiento.



**Figura No. 1 Procedimiento del Generador Eólico**

## 2. ALCANCE

- Se aplica al Sistema S. SCADA y los equipos de Generación Eólica.

Revisado por:

Aprobado por:

Fecha:

27/10/2010

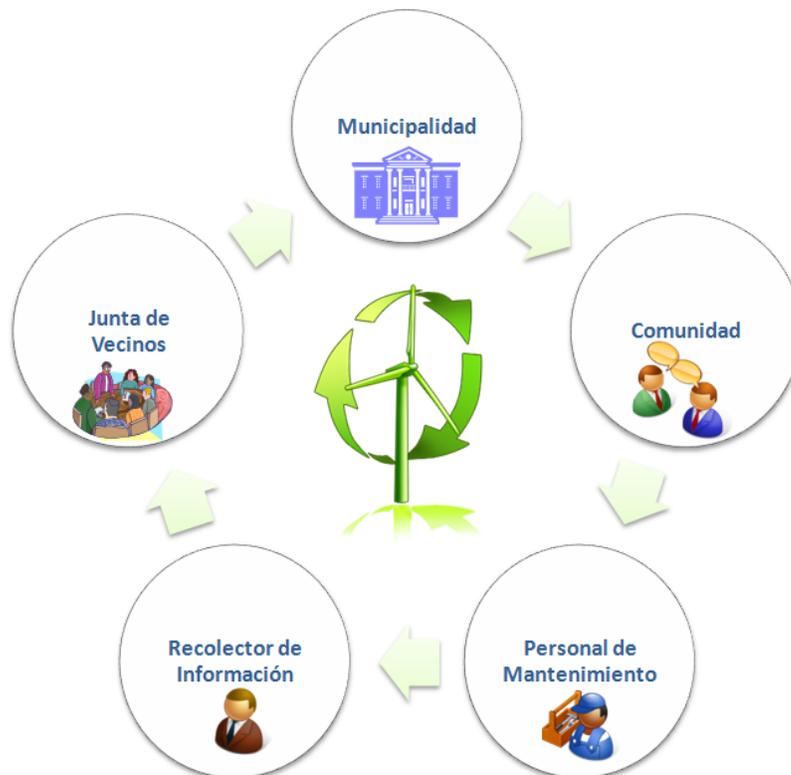


### 3. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

- SCADA= Sistema de Supervisión Control y Adquisición de Datos.
- S SCADA= Social SCADA

### 4. RESPONSABILIDAD

- Son responsables de este proceso los Encargados del Mantenimiento del Generador Eólico (EMGE) y el Recolector de Información (RI).
  - Involucrados: Junta de Vecinos (JV), Municipalidad (M), Comunidad (C).
- En la Figura 2 se muestran a los Responsables de este Procedimiento.



**Figura No. 2 Responsables del Procedimiento de Unidad de Generación Eólica**



## 5. PROCEDIMIENTO

### 5.1 MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD DE GENERACION EOLICA

Existen dos tipos de mantenimiento que se pueden aplicar a la Unidad de Generación, estos son: Mantenimiento Preventivo y Mantenimiento Correctivo, estos se detallan a continuación.

#### 5.1.1 Mantenimiento Preventivo

Este se ejecuta en función de la tabla 1.

**Tabla 1 Mantenimiento Preventivo de la Unidad de Generación Eólica**

<b>Tarea</b>	<b>Frecuencia</b>
Revisar medidor de kilowatts/hora y comparar con anemómetro para verificar el funcionamiento	Mensual o mayor
Inspeccionar la turbina y la torre	Primavera y Otoño
Inspeccionar los terrenos	Dos veces al año
Revisar la tensión del cable de retenida	Dos veces al año
Revisar los pernos	Dos veces al año
Cambiar el Aceite de caja de los engranajes	Mensual o mayor
Realizar inspección ocular de Conexiones de cables	Mensual o mayor
Dar mantenimiento a la Batería Revisar la Carga Revisar el Voltaje	Mensual o mayor

*Fuente: Paul Gipe, Wind Power, pp. 349-351*



Los responsables de la ejecución de cada una de estas tareas son los Encargados de Mantenimiento.

Existen 2 Encargados del Mantenimiento del Generador Eólico (EMGE-1 y EMGE-2). Las tareas se ejecutan en base a Instrucciones de Trabajo.

### 5.1.2 Mantenimiento Correctivo

El Mantenimiento Correctivo se ejecutará cuando ocurran averías graves en el Sistema de Generación Eólico.

La ejecución de este tipo de trabajos requieren de mano de obra calificada, por lo tanto la Junta de Vecinos debe acudir a la Municipalidad para canalizar la reparación del sistema.

Este tipo de Mantenimiento se reportará a través de Alarmas que el Sistema dará a los Responsables de este procedimiento.

En la Figura 3 se muestra los tipos de Mantenimiento a los que se someterá a la Unidad de Generación Eólica.



**Figura No. 3 Tipos de Mantenimiento de la Unidad de Generación Eólica**



## **5.2 Sistema de Comunicación con la Unidad de Generación Eólica**

El Sistema de Generación Eólica es Monitoreado y Supervisado por el Sistema SCADA, de esta manera la Herramienta Computacional es capaz de reconocer la existencia de una avería grave.

Cuando ocurra una avería de este tipo el Sistema desplegará en pantalla la Alarma y adicionalmente enviará mensajes a: JV, RI, y EMGE-1 y EMGE-2.

Luego de recibir este mensaje la JV debe reunirse con el resto de involucrados en este procedimiento y tomar acciones al respecto.

Cuando ocurra una Alarma el SCADA espera el reconocimiento de la misma con el afán de asegurarse que los involucrados conocen de la situación.

Adicionalmente el SCADA gestiona el Mantenimiento de la Unidad de Generación Eólica, por lo tanto tiene almacenado en el Sistema la Programación de las Tareas de Mantenimiento Preventivo que deben ejecutarse.

Por lo tanto el Sistema enviará mensajes a los encargados de estas tareas: EMGE-1 y EMGE-2.

Una vez ejecutada la tarea los EMGE deben comunicarse con le RI para notificar el cumplimiento de la misma.

El RI reportará al SCADA que se ha realizado la tarea programada.

En la Figura 4 se muestra el Flujo de Comunicación cuando se genera una Alarma en la Unidad de Generación Eólica.

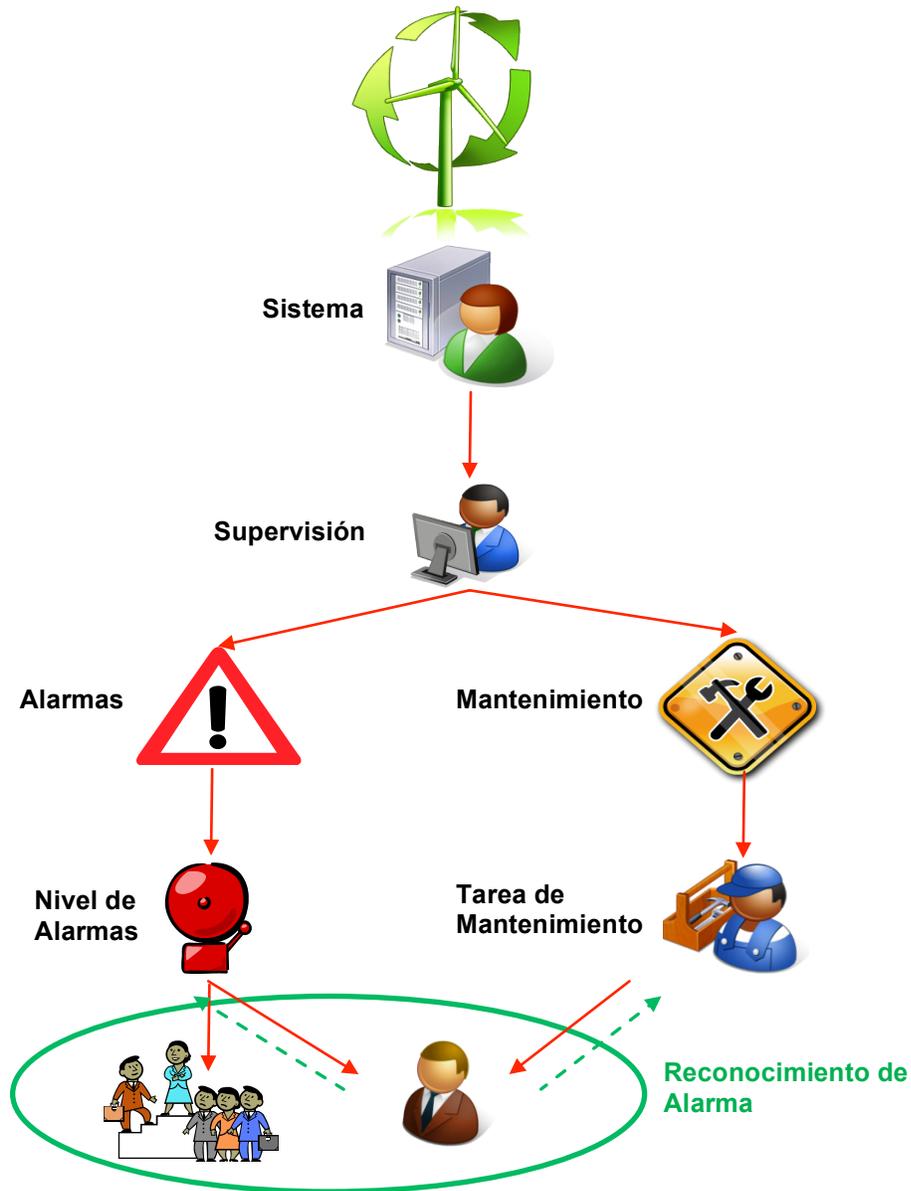


Figura No. 4 Flujo de Comunicación de Alarmas

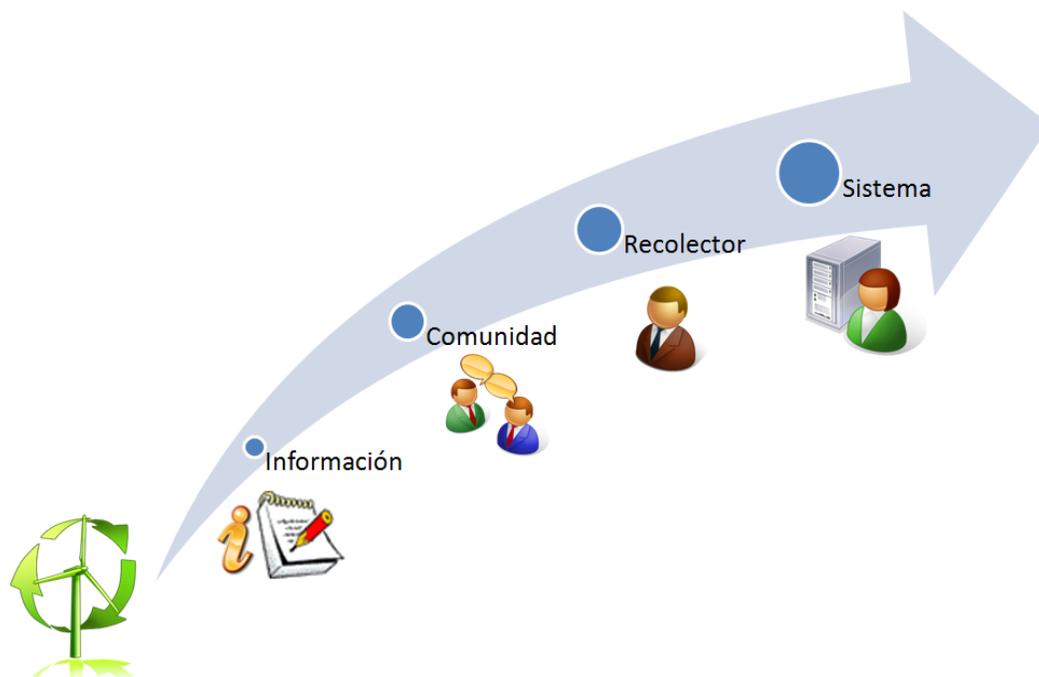
### 5.3 Sistema de Recolección de Información Unidad de Generación Eólica

En caso de que la instrumentación no sea capaz de sensar eventos que estén ocurriendo con la unidad de generación, y la Comunidad sea testigo de los mismos, la persona puede acudir al RI.



El se encarga de seleccionar que información reportar y cual no, para que el SCADA envíe un mensaje a los Involucrados para que tomen decisiones al respecto.

En la Figura 5 se muestra la Comunicación cuando la Comunidad participa en la recolección de información del Sistema.



**Figura No. 5** Recolección de Información por la Comunidad

## **6. REFERENCIAS**

- ISO 9001:2000 ítem 4.2.
- Paul Gipe, Wind Power, pp. 349-351

## **7. REGISTROS**

## **8. ANEXOS**



## 1. PROPÓSITO

- Asegurar el Mantenimiento de la Unidad de Generación Fotovoltaica.
- Cumplimiento del flujo de información entre el Sistema SCADA y la Comunidad de Huatacondo.

En la figura 1 se muestran las partes que forman este Procedimiento.

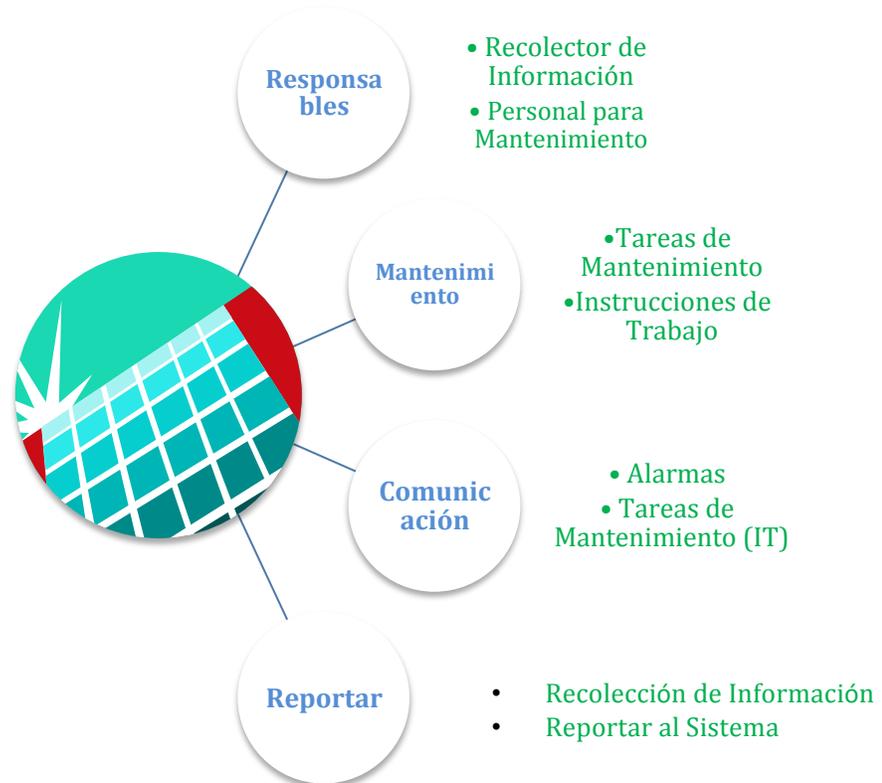


Figura No. 1 Procedimiento del Generador Fotovoltaico

## 2. ALCANCE

- Se aplica al Sistema S. SCADA y los equipos de Generación Fotovoltaico.

Revisado por:

Aprobado por:

Fecha:

27/10/2010



### 3. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

- SCADA= Sistema de Supervisión Control y Adquisición de Datos.
- S SCADA= Social SCADA

### 4. RESPONSABILIDAD

- Son responsables de este proceso los Encargados del Mantenimiento del Generador Fotovoltaico (EMGF) y el Recolector de Información (RI).
- Involucrados: Junta de Vecinos (JV), Municipalidad (M), Comunidad (C).  
En la Figura 2 se muestran a los Responsables de este Procedimiento.

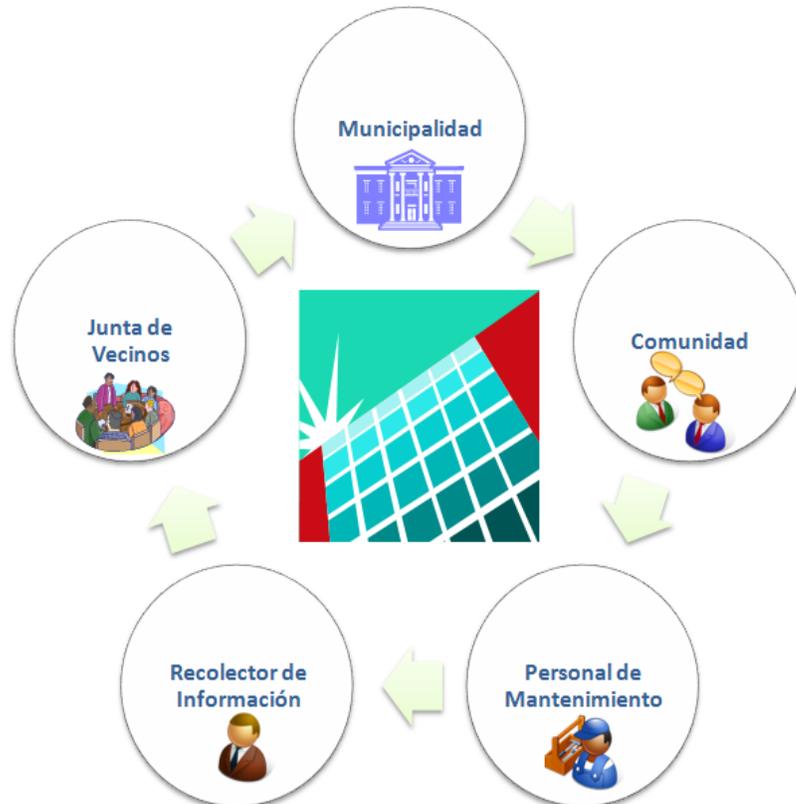


Figura No. 2 Responsables del Procedimiento de Unidad de Generación Fotovoltaico



## **5. PROCEDIMIENTO**

### **5.1 MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD DE GENERACION FOTOVOLTAICA**

Los sistemas fotovoltaicos están entre las tecnologías de energía renovable más duraderas y confiables que se utilizan hoy en día. Como los módulos fotovoltaicos no tienen partes móviles, su deterioro es muy lento y se espera de ellos una vida útil medida en décadas. El mantenimiento consiste simplemente en la limpieza de los módulos, en caso que el sistema posea sistemas de seguimiento solar, hay que tomar en cuenta el mantenimiento de las partes móviles.

Los responsables de la ejecución de estas tareas son los Encargados de Mantenimiento.

Existen 2 Encargados del Mantenimiento del Generador Fotovoltaico (EMGF-1 y EMGF-2).

Las tareas se ejecutan en base a Instrucciones de Trabajo.

### **5.2 Sistema de Comunicación con la Unidad de Generación Fotovoltaica**

El Sistema de Generación Fotovoltaico es Monitoreado y Supervisado por el Sistema SCADA, de esta manera la Herramienta Computacional es capaz de reconocer la existencia de una avería grave.

Cuando ocurra una avería de este tipo el Sistema desplegará en pantalla la Alarma y adicionalmente enviará mensajes a: JV, RI, y EMGF-1 y EMGF-2.

Luego de recibir este mensaje la JV debe reunirse con el resto de involucrados en este procedimiento y tomar acciones al respecto.

Cuando ocurra una Alarma el SCADA espera el reconocimiento de la misma con el afán de asegurarse que los involucrados conocen de la situación.



Adicionalmente el SCADA gestiona el Mantenimiento de la Unidad de Generación Fotovoltaica, por lo tanto tiene almacenado en el Sistema la Programación de las Tareas de Mantenimiento Preventivo que deben ejecutarse.

Por lo tanto el Sistema enviará mensajes a los encargados de estas tareas: EMGF-1 y EMGF-2.

Una vez ejecutada la tarea los EMGF deben comunicarse con le RI para notificar el cumplimiento de la misma.

El RI reportará al SCADA que se ha realizado la tarea programada.

En la Figura 4 se muestra el Flujo de Comunicación cuando se genera una Alarma en la Unidad de Generación Fotovoltaica.

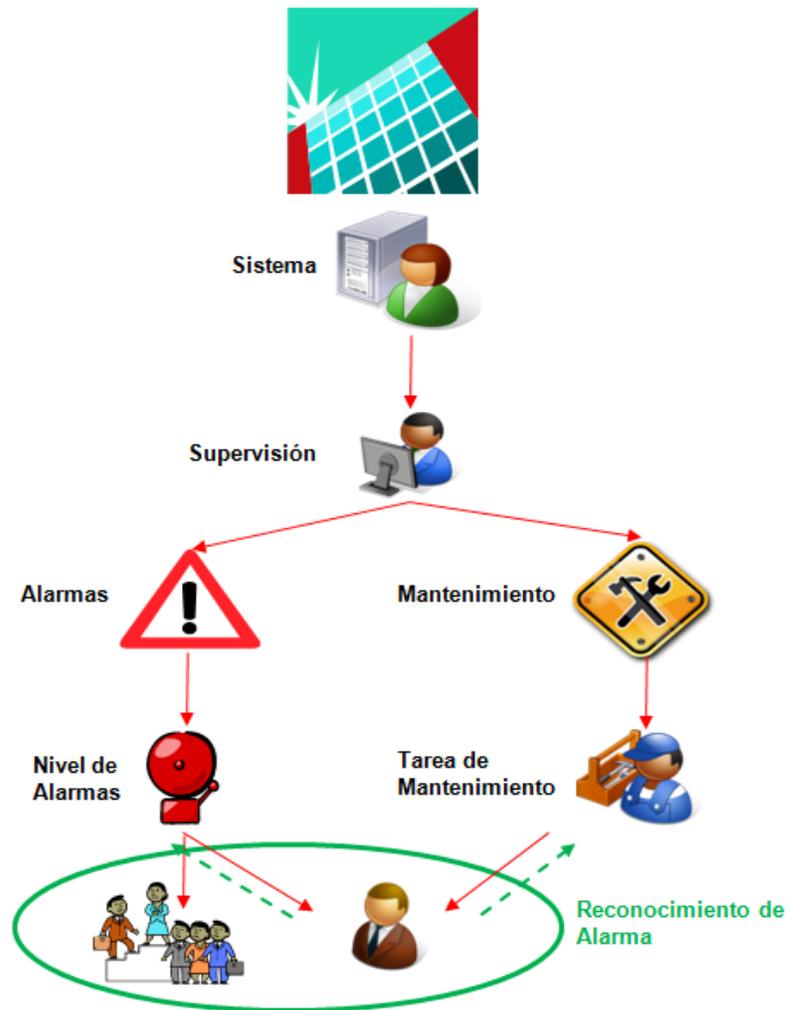


Figura No. 4 Flujo de Comunicación de Alarmas

### 5.3 Sistema de Recolección de Información Unidad de Generación Fotovoltaica

En caso de que la instrumentación no sea capaz de sensar eventos que estén ocurriendo con la unidad de generación, y la Comunidad sea testigo de los mismos, la persona puede acudir al RI.

El se encarga de seleccionar que información reportar y cual no, para que el SCADA envíe un mensaje a los Involucrados para que tomen decisiones al respecto.



En la Figura 5 se muestra la Comunicación cuando la Comunidad participa en la recolección de información del Sistema.

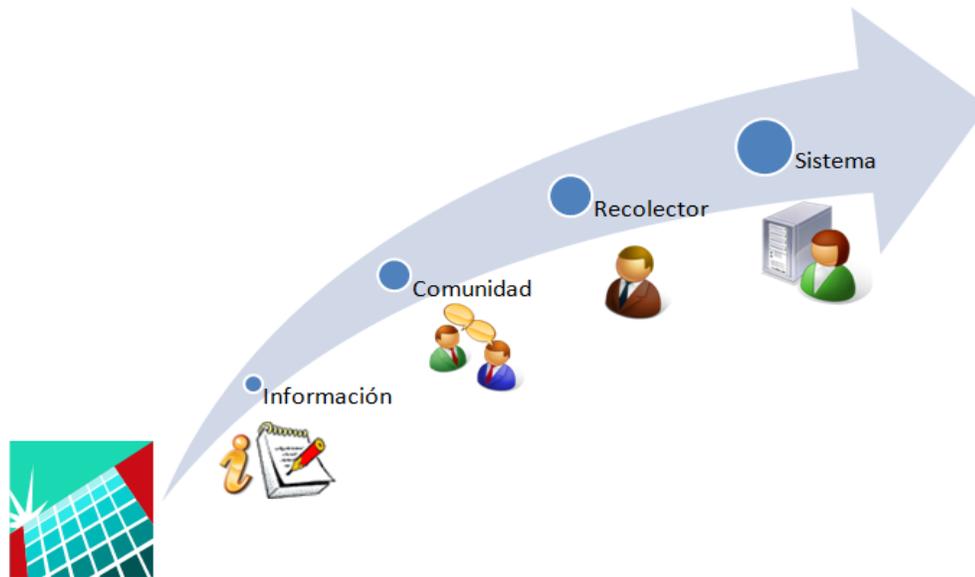


Figura No. 5 Recolección de Información por la Comunidad

## 6. REFERENCIAS

- ISO 9001:2000 ítem 4.2.

## 7. REGISTROS

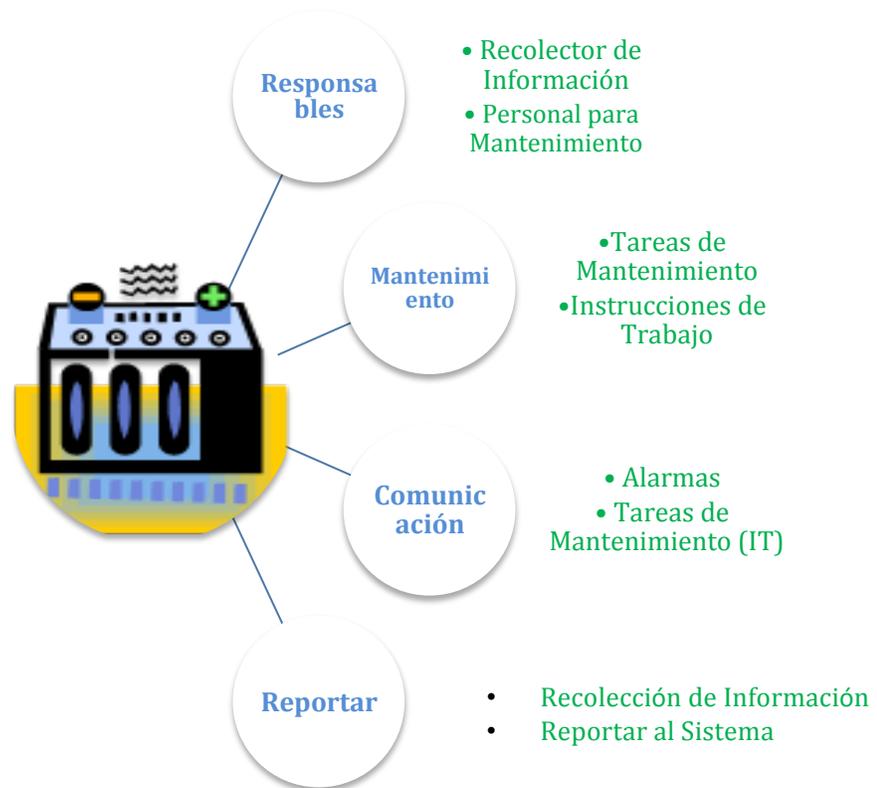
## 8. ANEXOS



## 1. PROPÓSITO

- Asegurar el Mantenimiento del Banco de Baterías.
- Cumplimiento del flujo de información entre el Sistema SCADA y la Comunidad de Huataco.

En la figura 1 se muestran las partes que forman este Procedimiento.



**Figura No. 1 Procedimiento del Banco de Baterías**

## 2. ALCANCE

- Se aplica al Sistema S. SCADA y los equipos que forman parte del Banco de Baterías.

Revisado por:

Aprobado por:

Fecha:  
27/10/2010

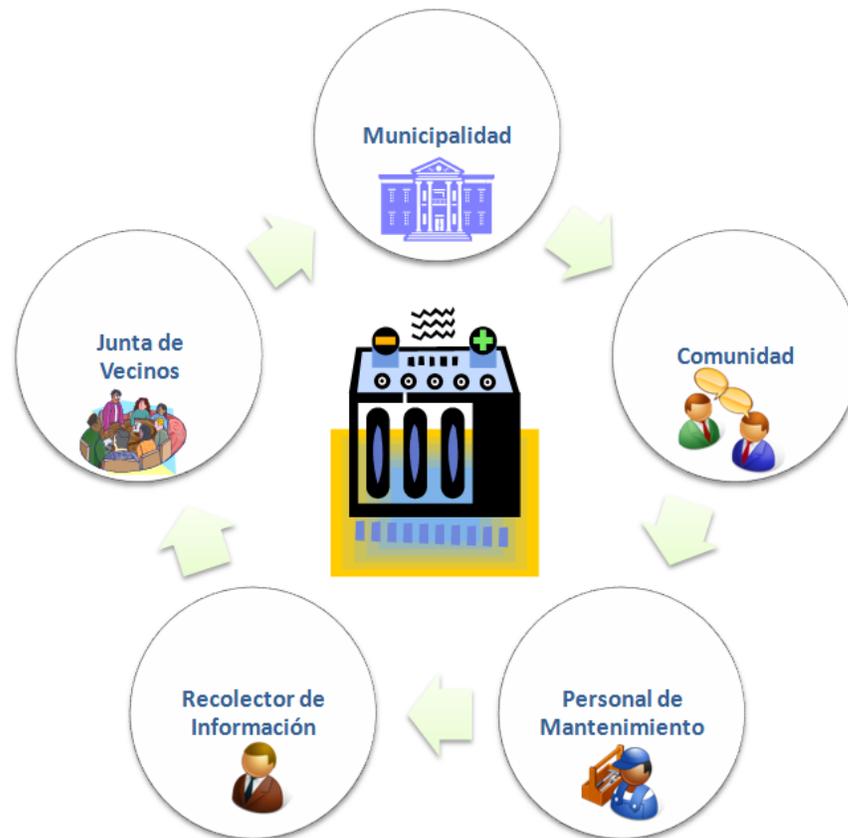


### 3. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

- SCADA= Sistema de Supervisión Control y Adquisición de Datos.
- S SCADA= Social SCADA

### 4. RESPONSABILIDAD

- Son responsables de este proceso los Encargados del Mantenimiento del Banco de Baterías (EMBB) y el Recolector de Información (RI).
  - Involucrados: Junta de Vecinos (JV), Municipalidad (M), Comunidad (C).
- En la Figura 2 se muestran a los Responsables de este Procedimiento.



**Figura No. 2 Responsables del Procedimiento Banco de Baterías**



## **5. PROCEDIMIENTO**

### **5.1 MANTENIMIENTO DEL BANCO DE BATERIAS**

Existen dos tipos de mantenimiento que se pueden aplicar al Banco de Baterías, estos son: Mantenimiento Preventivo y Mantenimiento Correctivo, estos se detallan a continuación.

#### **5.1.1 Mantenimiento Preventivo**

Este se ejecuta en función de la tabla 1.



**Tabla 1 Mantenimiento Preventivo del Banco de Baterías**

<b>Tarea</b>	<b>Frecuencia</b>
--------------	-------------------

Mantener los terminales de conexión limpios, apretados (no en exceso ) y seca la carcasa de la batería.	Mensual
---------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------

Mantener el nivel del electrolito adecuado, añadiendo agua destilada en caso de necesidad, evitando tanto dejar las placas al aire como el llenado excesivo que provoque el desbordamiento del electrolito.	Mensual
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------

Comprobación de fugas al exterior de electrolito.	Mensual
---------------------------------------------------	---------

Comprobación visual exterior de las conexiones, cargador, etc.	Mensual
----------------------------------------------------------------	---------

Comprobar partículas de suciedad u otras en el electrolito.	Mensual
-------------------------------------------------------------	---------

Lecturas de Impedancia	Cada 6 meses
------------------------	--------------

*Fuente:* Guía de Pruebas de Baterías Megger



Los responsables de la ejecución de cada una de estas tareas son los Encargados de Mantenimiento.

Existen 2 Encargados del Mantenimiento del Banco de Baterías (EMBB-1 y EMBB-2). Las tareas se ejecutan en base a Instrucciones de Trabajo.

### **5.1.2 Mantenimiento Correctivo**

El Mantenimiento Correctivo se ejecutará cuando ocurran averías graves en el Banco de Baterías.

La ejecución de este tipo de trabajos requieren de mano de obra calificada, por lo tanto la Junta de Vecinos debe acudir a la Municipalidad para canalizar la reparación del sistema.

Este tipo de Mantenimiento se reportará a través de Alarmas que el Sistema dará a los Responsables de este procedimiento.

En la Figura 3 se muestra los tipos de Mantenimiento a los que se someterá al Banco de Baterías.



**Figura No. 3 Tipos de Mantenimiento del Banco de Baterías**

## 5.2 Sistema de Comunicación con el Banco de Baterías

El Banco de Baterías es Monitoreado y Supervisado por el Sistema SCADA, de esta manera la Herramienta Computacional es capaz de reconocer la existencia de una avería grave.

Cuando ocurra una avería de este tipo el Sistema desplegará en pantalla la Alarma y adicionalmente enviará mensajes a: JV, RI, y EMBB-1 y EMBB-2.

Luego de recibir este mensaje la JV debe reunirse con el resto de involucrados en este procedimiento y tomar acciones al respecto.

Cuando ocurra una Alarma el SCADA espera el reconocimiento de la misma con el afán de asegurarse que los involucrados conocen de la situación.



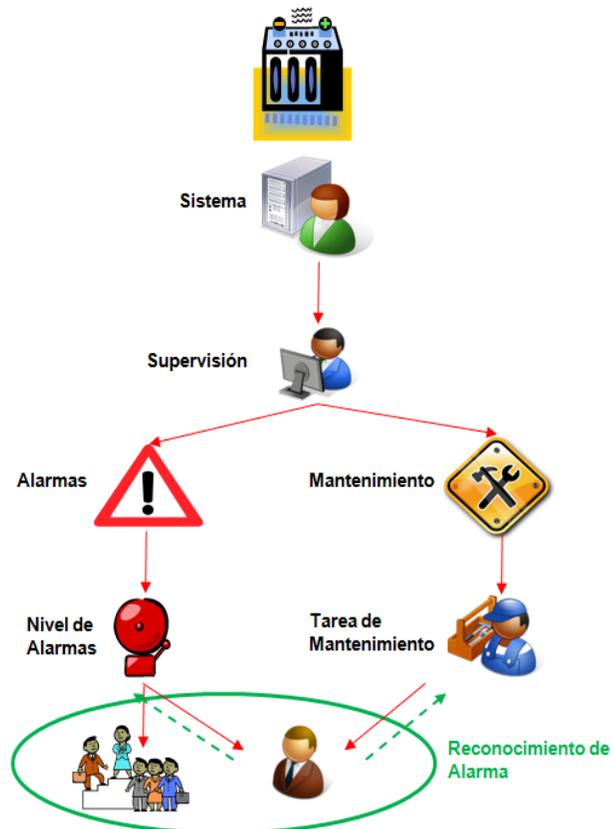
Adicionalmente el SCADA gestiona el Mantenimiento del Banco de Baterías, por lo tanto tiene almacenado en el Sistema la Programación de las Tareas de Mantenimiento Preventivo que deben ejecutarse.

Por lo tanto el Sistema enviará mensajes a los encargados de estas tareas: EMBB-1 y EMBB-2.

Una vez ejecutada la tarea los EMBB deben comunicarse con el RI para notificar el cumplimiento de la misma.

El RI reportará al SCADA que se ha realizado la tarea programada.

En la Figura 4 se muestra el Flujo de Comunicación cuando se genera una Alarma en el Banco de Baterías.



**Figura No. 4 Flujo de Comunicación de Alarmas**



### 5.3 Sistema de Recolección de Información Unidad de Generación Fotovoltaica

En caso de que la instrumentación no sea capaz de sensar eventos que estén ocurriendo con la unidad de generación, y la Comunidad sea testigo de los mismos, la persona puede acudir al RI.

El se encarga de seleccionar que información reportar y cual no, para que el SCADA envíe un mensaje a los Involucrados para que tomen decisiones al respecto.

En la Figura 5 se muestra la Comunicación cuando la Comunidad participa en la recolección de información del Sistema.

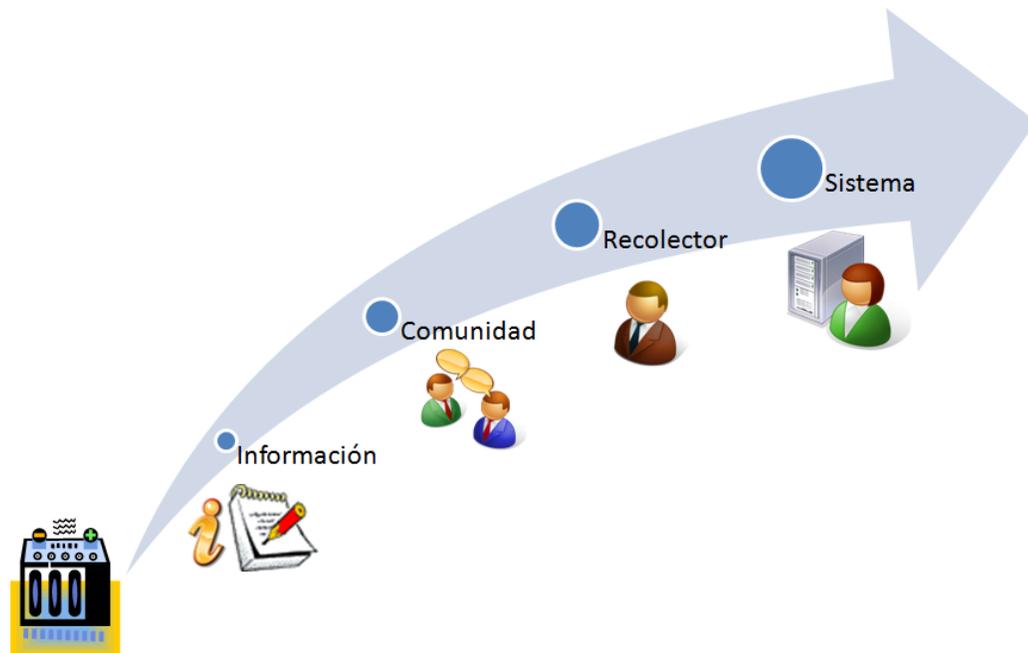


Figura No. 5 Recolección de Información por la Comunidad

## 6. REFERENCIAS

- ISO 9001:2000 ítem 4.2.
- Guía de Pruebas de Baterías Megger

## 7. REGISTROS

## 8. ANEXOS

Fecha: 27/10/2010

## ANEXO 2

### MANUAL DE USUARIO SOFTWARE SOCIAL SCADA

En la figura 1 se muestra la pantalla inicial de la aplicación, los íconos con los que el usuario puede interactuar son los que se encuentran con títulos en su parte inferior, como por ejemplo: Tiempo, Anuncios, Indicadores, Monitoreo, etc., para acceder a cualquiera de las pantallas basta que el usuario haga clic sobre ellos.



Fig. 1 Presentación

Aquí se muestra el pronóstico del para ese día, hay dos modos de visualizar la información, la primera forma es la que se muestra en la figura 2.



Fig. 2 Pronóstico del Tiempo (Mapa)

La segunda es la que se muestra en la figura 3, en este modo se muestra el pronóstico del tiempo de toda la semana. El cambio de visualización se lo hace haciendo clic en el ícono que se encuentra rodeado por el círculo de color rojo.



Fig. 3 Pronóstico del Tiempo (Semanal)



Aquí la comunidad puede escribir mensajes para sus miembros, la interfaz es semejante a un pizarrón. En la figura 4 se muestra un ejemplo de su uso.



Fig. 4 Anuncios



Aquí la comunidad puede observar los indicadores de sustentabilidad del mes anterior, es decir si se encuentran en el mes de febrero, en esta pantalla se muestran los indicadores del mes de Enero. A continuación se detalla lo que se despliega en la interfaz:

- Mes en el que se encuentran calculados los indicadores. (Círculo Color Verde)
- Valor en el que se encuentra el Indicador. (Círculo Color Rojo)
- El usuario puede hacer clic en cualquiera de los iconos de los indicadores para acceder a otra pantalla donde se puede observar la evolución en el tiempo de dicho indicador. (Círculo Color Azul)
- Para el administrador de la aplicación al colocar el Password, accede a la configuración que más adelante se detalla en la “Guía del Administrador”. (Círculo Color Naranja)

En la figura 5 se muestra la pantalla de los Indicadores de Sustentabilidad.



Fig. 5 Indicadores de Sustentabilidad

Al hacer clic en cualquiera de los iconos se despliega la pantalla que se muestra en la figura 6.

- En esta se muestra el indicador social que se despliega en el gráfico. (Círculo Color Verde)
- Herramienta del gráfico para que el usuario interactúe con la pantalla. (el uso de esta herramienta se encuentra detallada en la sección Medidores)s. (Círculo Color Rojo)

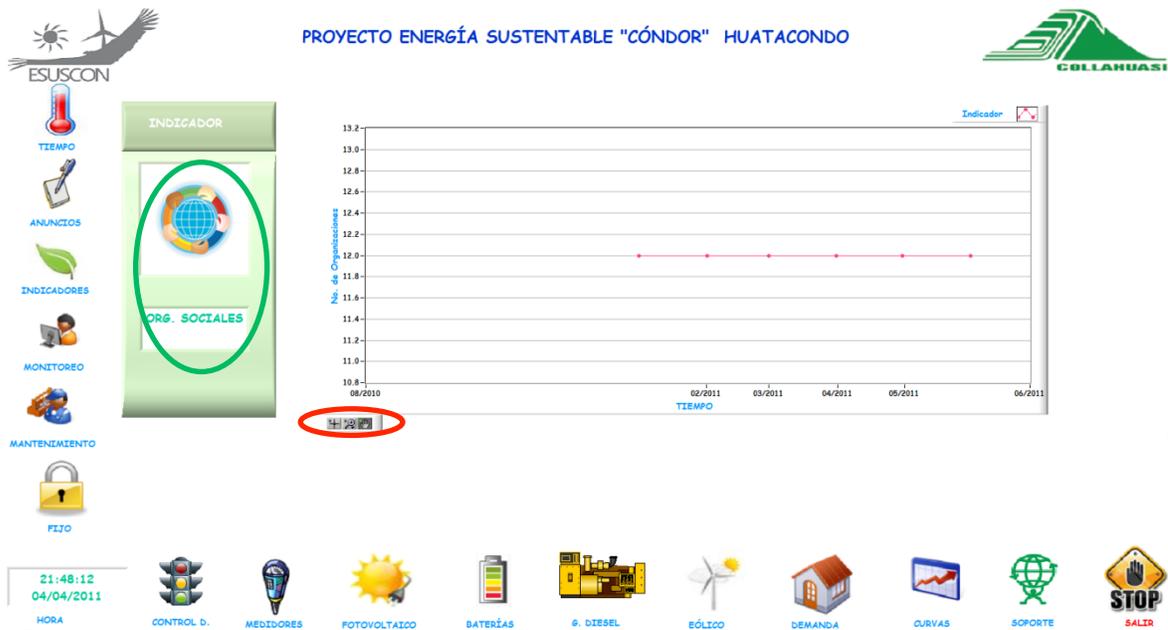
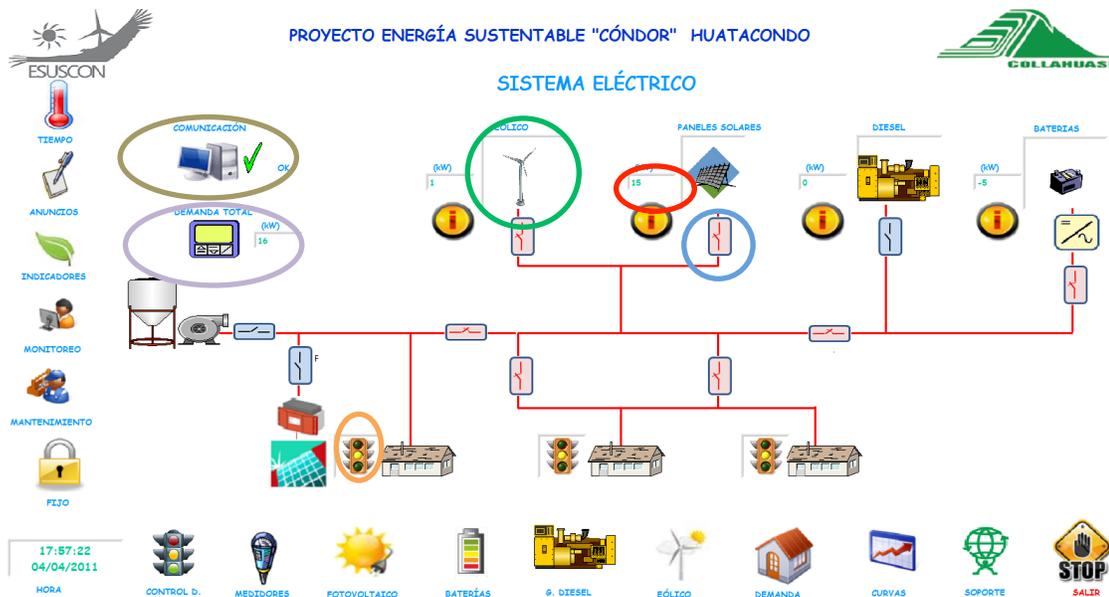


Fig. 6 Desarrollo de Indicador de Sustentabilidad en el tiempo

En esta pantalla el usuario puede supervisar el estado de todo el sistema eléctrico, en el se visualizan los siguientes aspectos:

- Unidades de Generación. Cuando se encuentran encendidas e inyectando potencia al sistema estos iconos adquieren movimiento. (Círculo Color Verde)
- Potencia en kW que se encuentra inyectando en ese momento la unidad de generación. (Círculo Color Rojo).
- Interruptores, el color azul en el interruptor significa que este se encuentra abierto, mientras que si este se encuentra de color rojo significa que se encuentra cerrado. (Círculo Color Azul)
- El semáforo simboliza el control de demanda, e indica en ese momento la disponibilidad de energía. (Círculo Color Naranja).
- En el medidor se muestra la cantidad de energía que se encuentran las unidades suministrando al pueblo. (Círculo Color Violeta)
- En el símbolo de comunicación se muestra este símbolo: ✓, esto significa que el servidor de la Sala de Control está funcionando, caso contrario si suceden inconvenientes con el sistema de comunicación aparecerá: ✗. (Círculo Color Café)

En la figura 7 se muestra la Supervisión del sistema eléctrico.



**Fig. 7 Funcionamiento del Sistema Eléctrico**

Además el usuario puede acceder a información más detallada de cada una de las unidades de generación al hacer clic en los iconos:



De esta forma se accede a la pantalla de la figura 8 en función del generador que se requiere información.

- Se muestra la figura de la unidad de generación de la que se está desplegando la información. (Círculo Color Verde)
- Se muestran los voltajes de cada una de las fases de la unidad de generación seleccionada. (Círculo Color Rojo).
- Se muestran las corrientes de cada una de las fases de la unidad de generación seleccionada. (Círculo Color Azul)



Fig. 8 Información de cada unidad de Generación



## Mantenimiento

En esta pantalla se visualizan los siguientes aspectos:

- Mes y Día. (Círculo Color Verde)
- Días de la Semana con sus respectivas fechas. (Círculo Color Rojo)
- Actividades de Mantenimiento que deben ser efectuadas por la Comunidad para la operación normal del Sistema. (Círculo Color Azul)

- Espacio para que la Comunidad pueda enviar un correo electrónico, cuando requiera informar una novedad. (Círculo Color Naranja)

En la figura 9 se muestra la interfaz Mantenimiento.

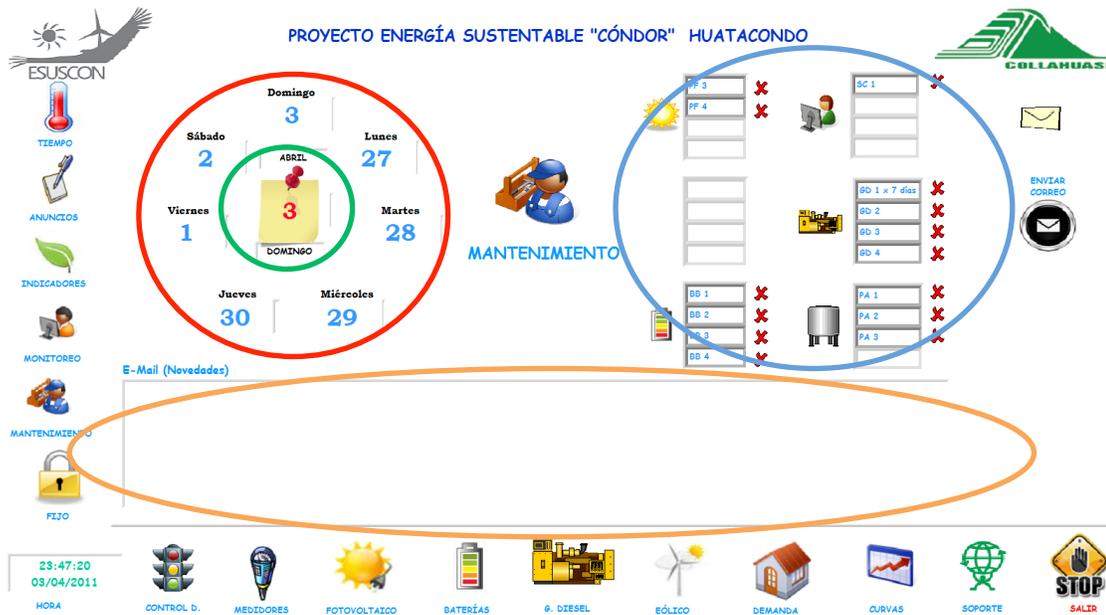


Fig. 9 Interfaz Mantenimiento

En la sección donde se despliegan las actividades semanales (círculo de color azul figura 9), la comunidad debe fijarse que gráfico se muestra, y el código de la tarea aparece en el lado derecho.

A continuación se muestra la codificación empleada:



PF = Planta Fotovoltaica



GE = Generador Eólico



BB = Banco de Baterías



SC = Sala de Control



GE = Generador Electrónico



PA = Planta de Agua

Si no aparece el gráfico ni códigos significa que durante esa semana no existen actividades de mantenimiento en ese equipo.

También aparece este icono ✖ su significado es que la tarea se encuentra pendiente, una vez que el responsable de la tarea haya concluido con la misma debe hacer clic sobre este icono y este cambiará así: ✔

El sobre que aparece junto a las actividades ✉ es un recordatorio a la comunidad que al concluir todas las tareas planificadas para la semana se envíe un correo electrónico.

Si la comunidad cree conveniente escribirlo antes debido a que ha ocurrido alguna novedad puede hacerlo en el espacio que se muestra en el círculo de color naranja de la figura.

Luego de escribirlo para enviar se debe presionar el botón:



**Fijar o dejar Libre**

El Candado es para fijar la pantalla que se desea que permanezca desplegada por tiempo indefinido, el usuario puede hacer clic sobre el mismo para que las pantallas nuevamente cambien.



**Control de Demanda**

El Control de demanda muestra la misma información del equipo que se encuentra instalado en las casas de la comunidad, en el se muestra un reloj con las 24 horas del día y se indica la disponibilidad de energía con colores.

Color Verde: Alta disponibilidad de recursos por lo tanto las personas pueden consumir libremente energía eléctrica sin restricciones.

Color Amarillo: Mediana disponibilidad de recursos por lo tanto las personas deben consumir energía eléctrica en forma mesurada.

Color Rojo: Baja disponibilidad de recursos, grupo diesel en operación, por lo tanto se está consumiendo diesel. Las personas deben minimizar el consumo de energía eléctrica.

Además se muestra la hora actual, en forma analógica dentro del reloj, y también en forma digital.

En la figura 10 se muestra la pantalla del control de demanda.

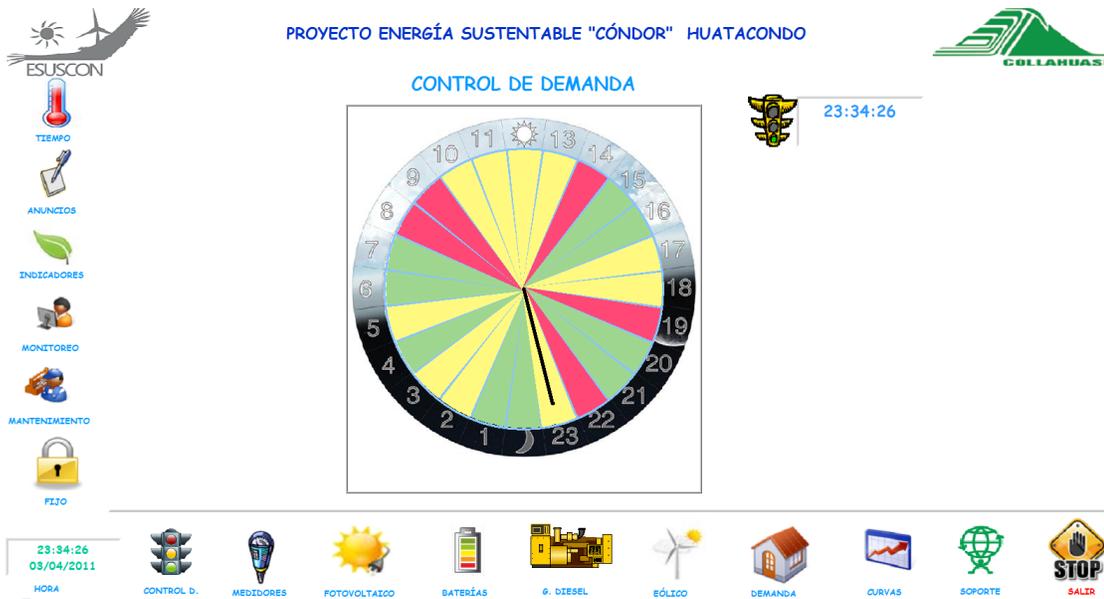


Fig. 10 Control de Demanda

### Medidores

En esta pantalla se puede visualizar los consumos diarios efectuados por cada una de las viviendas de la comunidad, la población puede interactuar con los botones que se muestran en la figura 11.

- Path Medidores. (Círculo Color Verde). Con este botón se abre un cuadro de diálogo que le permite escoger al usuario el archivo que quiera analizar. Los archivos tienen el nombre de la fecha en la que se generó la información de los consumos de cada casa.
- Intervalo. (Círculo Color Rojo). Con este botón se puede escoger si se quiere ver la energía consumida cada 15 minutos o cada hora del día.
- Medidor. (Círculo Color Azul). Al hacer clic se despliega el listado de los nombres de cada uno de los medidores que se encuentran conectados en la comunidad y de esta forma se escoge que medidor se quiere visualizar. Se pueden ver en total 4 curvas en la misma gráfica. Si se quiere activar los medidores 2, 3 y 4 se debe hacer clic en  y este icono cambia a , así se activan el resto de medidores.
- La Herramienta del cuadro donde se despliegan las graficas se detalla a continuación. (Círculo Color Naranja)



 Esta herramienta se puede utilizar cuando en el gráfico se despliega un cursor y sirve para posicionarse en cualquier parte de la gráfica.



Esta se utiliza para moverse dentro del gráfico.



Esta herramienta es la más usada ya que se puede seleccionar algunas opciones para agrandar secciones específicas del gráfico, o visualizar toda la curva.

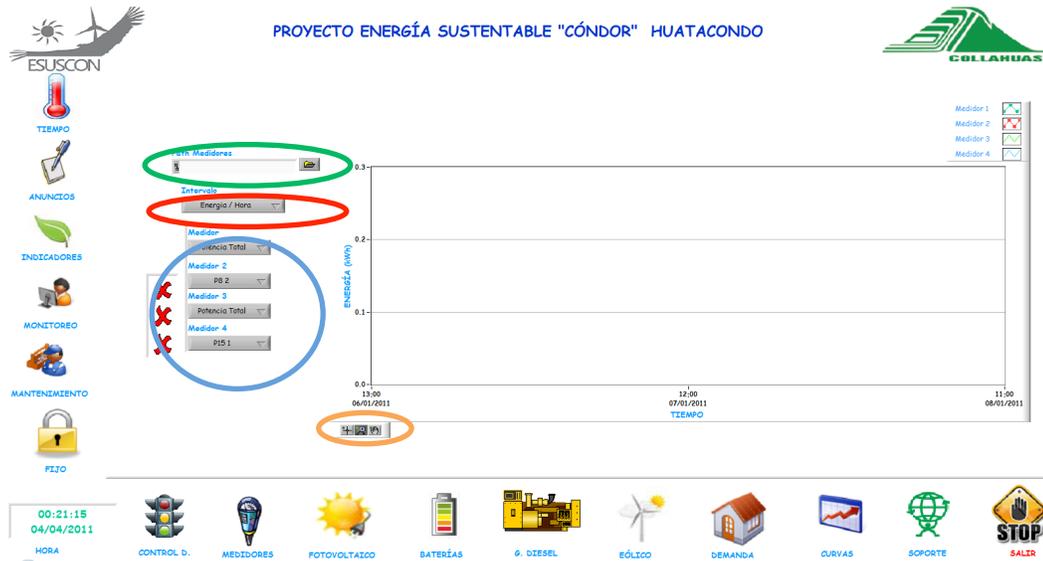


Fig. 11 Medidores

En la figura 12 se muestra la lista de los postes desplegada al hacer clic en el botón Medidor. En el eje de las x de la gráfica se muestra la hora y la fecha del día que se está analizando, mientras en el eje de las y se muestra la energía consumida.

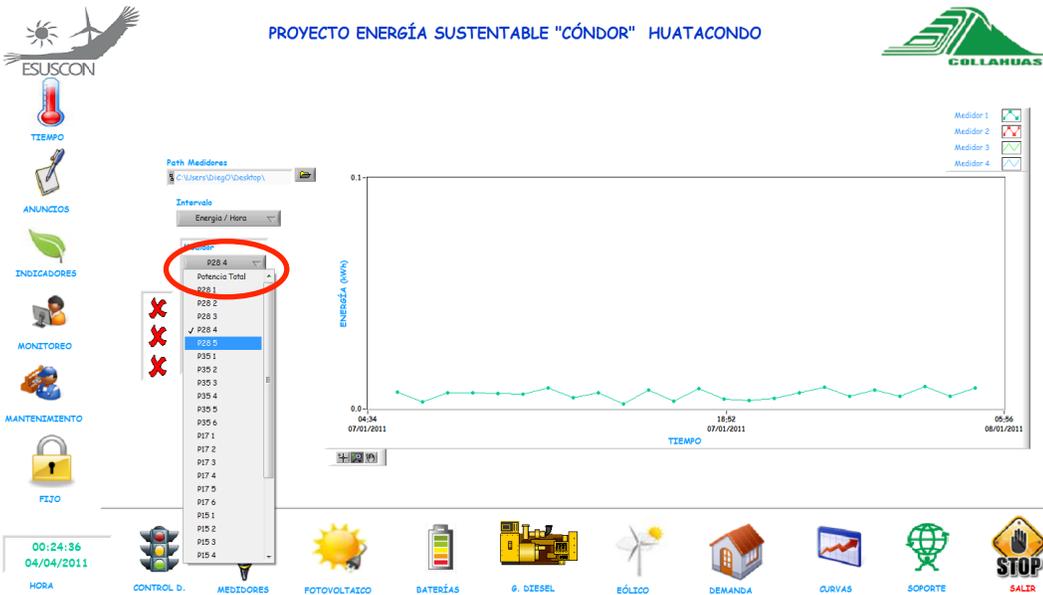


Fig. 12 Medidores (Selección de Viviendas)

En la figura 13 se muestra las herramientas que se despliegan al hacer clic en .

Con estas se pueden ampliar secciones de las gráficas desplegadas, esto se puede aplicar a todas las interfaces donde se visualizan curvas.

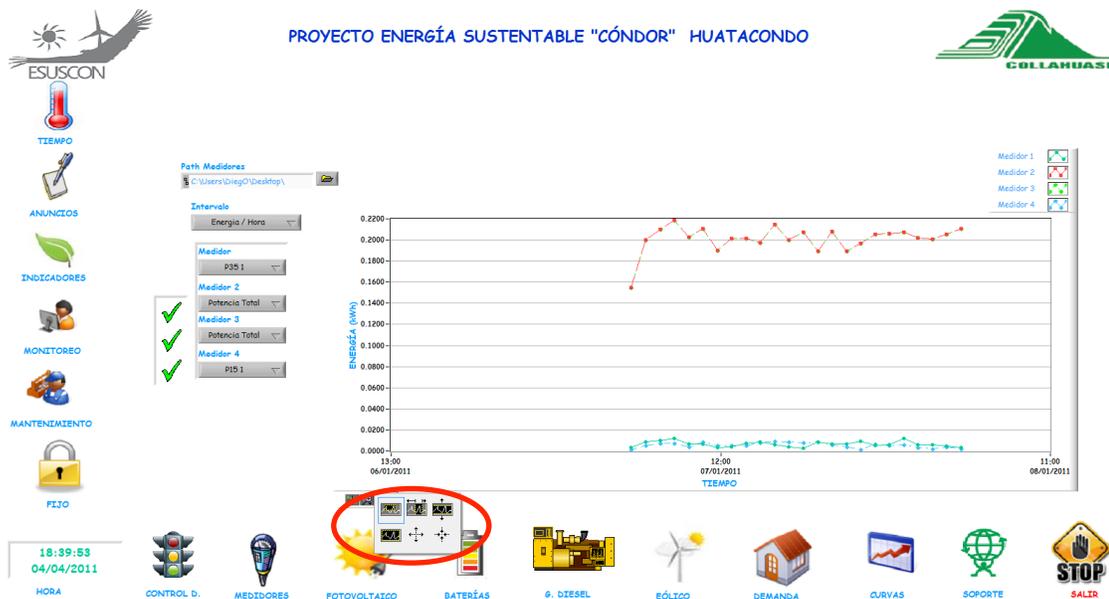


Fig. 13 Opciones para Mostrar Gráficos

## Fotovoltaico

En la figura 14 se muestra la interfaz Fotovoltaico en la que se muestra la potencia inyectada por los Fotovoltaicos.

- La unidad de generación de la que se despliegan los datos de Potencia. (Círculo Color Verde)
- Este botón le permite al usuario seleccionar si la potencia se despliega cada hora o cada minuto. (Círculo Color Rojo).
- El usuario puede seleccionar la forma en la que se quiere que se dibuje la curva de potencia. (Círculo Color Azul)
- Este botón permite refrescar los datos de la curva. (Círculo Color Naranja)

Todas estas opciones son aplicables al resto de unidades de generación.



Fig. 14 Interfaz Fotovoltaico

En la figura 15 se muestran otras opciones y datos para el usuario.

- Se puede seleccionar el intervalo de tiempo en el que se desea que se muestre la curva de generación. (Círculo Color Verde)
- Se muestra la cantidad de energía inyectada por los Fotovoltaicos en el periodo de tiempo seleccionado. (Círculo Color Rojo).
- Muestra al la cantidad de combustible que se hubiera requerido para generar la cantidad de energía que se muestra en el anterior indicador. (Círculo Color Azul)
- Indica la cantidad de Co<sub>2</sub> que se dejó de emitir a la atmósfera por haber usado tecnología renovable de generación en lugar de generadores con combustible. (Círculo Color Naranja)
- Calcula el Factor de Planta de la Unidad de Generación. (Círculo Color Violeta)

Todas estas opciones son aplicables al resto de unidades de generación (G. Diesel, G. Eólico, Baterías), también aplica a la opción Demanda y Curvas.



Fig. 15 Opciones de las Interfaces de las Unidades de Generación



### Baterías

En la figura 16 se indica la interfaz Baterías y en ella se encuentra graficada la curva de carga y descarga del banco.



Fig. 16 Interfaz Baterías



G. Diesel

En la figura 17 se muestra la curva de Generación de la Unidad Diesel.



Fig. 17 Interfaz G. Diesel



Eólico

En la figura 18 se muestra la interfaz de la curva de Generación de la Unidad Eólica.



Fig. 18 Interfaz G. Eólico

En la figura 18 se muestra la curva de Consumo de toda la Comunidad, incluyendo cargas importantes como el alumbrado público. Esta curva es el resultado de sumar todas las curvas de las unidades de generación.



**Fig. 19 Curva de Demanda**

En la figura 19 se muestra la interfaz Curvas, aquí el usuario puede interactuar con la interfaz y seleccionar que curvas quiere observar en la misma grafica de una determinada fecha, por ejemplo en la gráfica de la figura 19 se visualizan la curva de la planta fotovoltaica, la del generador diesel, la curva del banco de baterías y la curva de la demanda.

- El control que debe usar la persona para escoger la curva es el que se indica. (Círculo Color Verde)



Fig. 20 Interfaz Curvas

 **SopORTE**

Se muestra información de los desarrolladores de este software, y también el nombre de las instituciones que sirvieron como referencia para crear esta aplicación. En la figura 14 se muestra la pantalla Soporte.



Fig. 21 Soporte

 **Salir**

El usuario al presionar este icono aparece la pantalla que se muestra en la figura 15, en ella se muestra un cuadro de dialogo donde se pregunta si está seguro que desea salir de la aplicación, si presiona “SI”, el programa se cierra, si presiona “NO”, el programa continua en pantalla.



Fig. 22 Salir de Aplicación

## MANUAL DE ADMINISTRADOR DEL SOFTWARE SOCIAL SCADA

El administrador del Sistema para acceder a las opciones de configuración debe ingresar el password, este es "Esuscon", luego de haber ingresado esta clave se despliega la pantalla que se muestra en la figura 22. En esta pantalla se puede configurar:

- Al hacer clic en el folder del control Path Ind. Se puede escoger la ruta donde se encuentra el archivo de los indicadores sociales que se despliegan en esta interfaz, en caso que se haya cambiado. (Círculo Color Verde)
- El Administrador puede ingresar el valor de los indicadores calculados del mes y presionar el botón "Guardar" de esta manera la aplicación accede al archivo con la ruta que se le indicó en el punto anterior y coloca los valores de los valores de los indicadores del mes que acaba de concluir. Esto permite la gestión de indicadores a través del S. SCADA y evita abrir el archivo Excel que contiene los indicadores. (Círculo Color Rojo).
- usuario al presionar este icono aparece la pantalla que se muestra en la figura 15, en ella se muestra un cuadro de dialogo donde se pregunta si está seguro que desea salir de la aplicación, si presiona "SI", el programa se cierra, si presiona "NO", el programa continua en pantalla.



Fig. 23 Configuración de Indicadores

Una vez que se haya ingresado el Password en la interfaz Indicadores, el administrador puede configurar la página web a la que se quiera acceder en la interfaz Tiempo. En la figura 23 se muestra esta configuración.

- El administrador puede colocar la nueva dirección web en el control "URL". (Círculo Color Verde)



Fig. 24 Configuración Interfaz Tiempo

También el administrador del Software puede configurar la interfaz Mantenimiento, como se muestra en la figura 24.

- Al hacer clic en el folder del control Path Tareas se puede escoger la ruta donde se encuentra el archivo de las tareas de Mantenimiento que se muestran en esta interfaz. (Círculo Color Verde)
- Se puede configurar la dirección de correo de dos destinatarios a los que se desea que le lleguen los mensajes enviados por la comunidad, también se puede configurar la cuenta de usuario desde la que se están enviando los correos con su respectivo Password. (Círculo Color Rojo).



Fig. 25 Configuración Interfaz Mantenimiento

En la interfaz Control de Demanda se pueden realizar las configuraciones que se muestran en la figura 25.

- Al hacer clic en el folder del control Path Reloj, se puede escoger la ruta donde se encuentra el archivo de que arroja el optimizador para enviar las consignas a los controles de Demanda que se encuentran instalados en la comunidad. (Círculo Color Verde)
- Al hacer clic en el folder del control Path Imágen, se puede escoger la ruta donde se encuentra el archivo de la imagen de fondo del reloj del control de demanda. (Círculo Color Rojo).

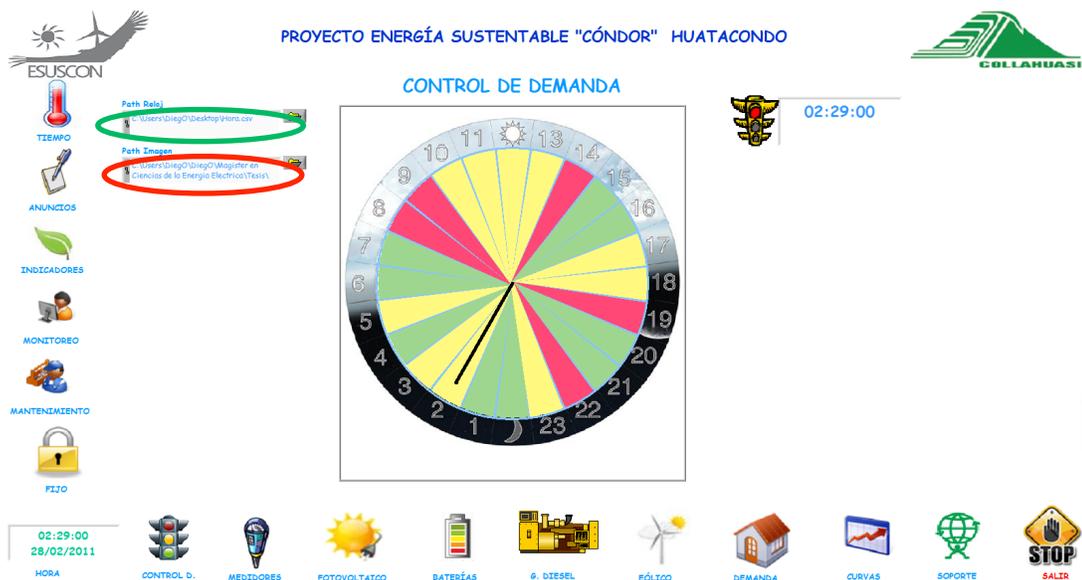


Fig. 26 Configuración Interfaz Control de Demanda

### ANEXO 3

## PROCEDIMIENTO Y REQUISITOS PARA INSTALACION Y FUNCIONAMIENTO DEL SOFTWARE SOCIAL SCADA

Para que se ejecute normalmente la aplicación se debe instalar los siguientes programas y también tener acceso a través de la red o en el computador los archivos que se detallan a continuación:

#### **Hardware:**

- Sistema Operativo: Windows 7/Vista/XP/Windows Server 2003 R2 (32-bit)/Windows Server 2008 R2 (64-bit) Windows 7/Vista/XP/Windows Server 2003 R2 (32-bit)/Windows Server 2008 R2 (64-bit)
- Procesador Mínimo Recomendado: Pentium III/Celeron 866 MHz o equivalente. Pentium 4/M o equivalente.
- Memoria: 512 MB RAM mínimo, 1 GB RAM recomendado
- 800 MB de espacio libre en Disco.
- Resolución de Pantalla: 1024 x 768 pixels 1024 x 768 pixels

#### **Software:**

- Office 2007
- Instalador del Software Social SCADA

#### **Archivos en Formato xls:**

- Archivo de Planificación de Actividades de Mantenimiento
- Archivo de Indicadores Sociales

#### **Archivos Formato csv o xls:**

- Archivo Control de Demanda el que arroja el optimizador y se va actualizando cada 15 minutos.
- Archivos de Mediciones de Energía los que guarda el servidor registrando el consumo domiciliario por día.

**Los archivos deben conservar su formato original, caso contrario pueden crear inconvenientes al Software para que sean leídos.**

**Asegurarse que la configuración de Reloj, Idioma y Región en Windows este de la siguiente manera:**

- 1) **Acceder a través de Panel de Control a: Reloj, Idioma y Región Figura 1.**

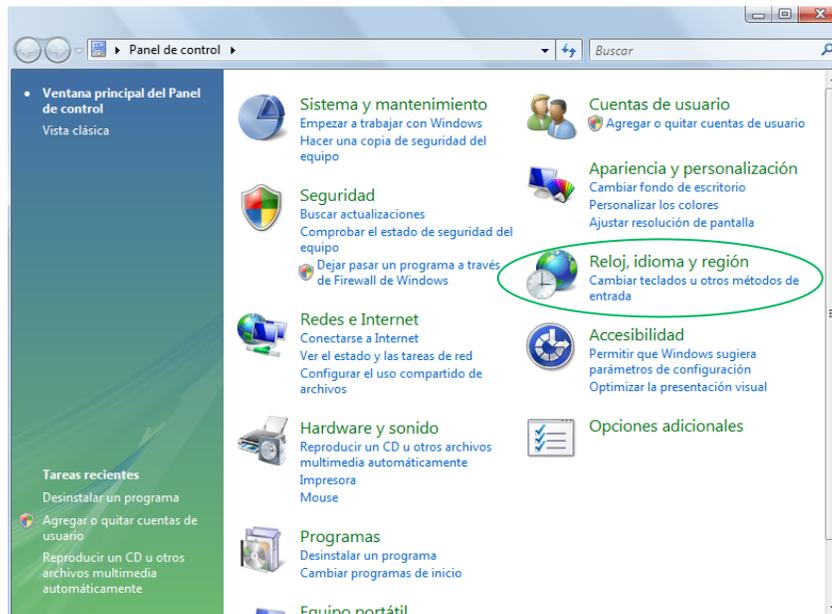


Figura No. 1 Panel de Control

## 2) Seleccione Configuración Regional y de Idioma. Figura 2

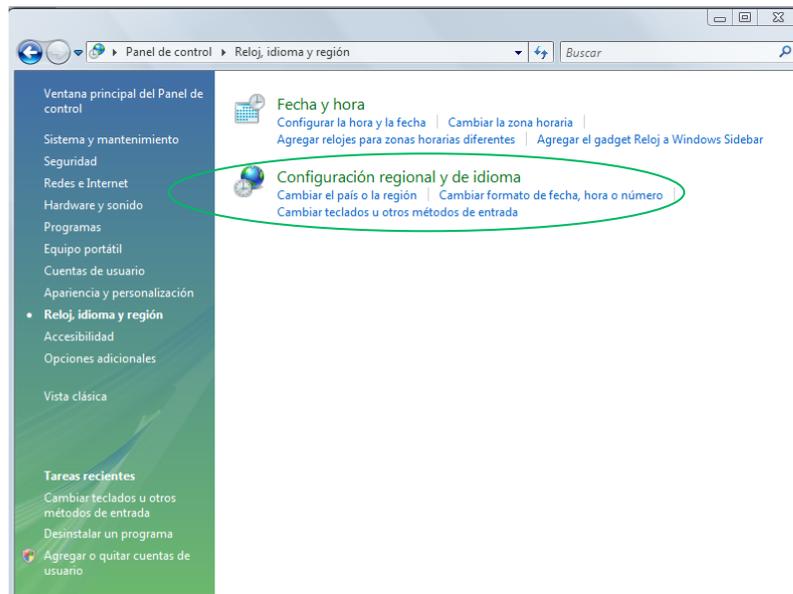


Figura No. 2 Configuración Regional del Idioma

### 3) Asegúrese de las siguientes configuraciones:

- En Formato actual: Español (Chile). figura 1
- Configurar la opción Número como se muestra en la Figura 2.
- Fecha corta: "18-02-2011" (Debe tener este formato, si no es así, configurarla haciendo. Clic en: Personalizar este formato). Figura 3

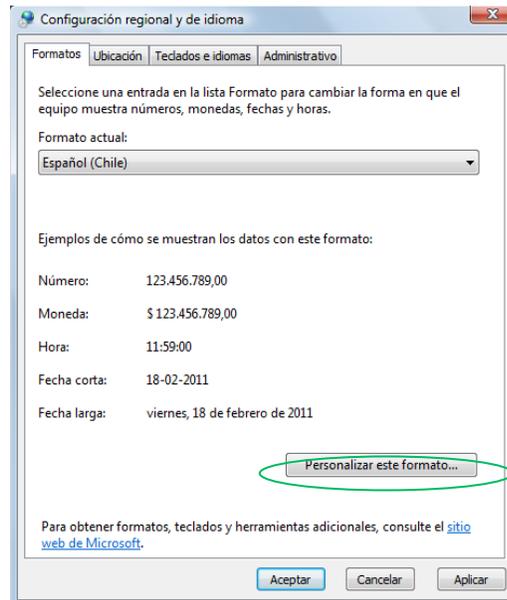


Figura No. 3 Configuración Idioma

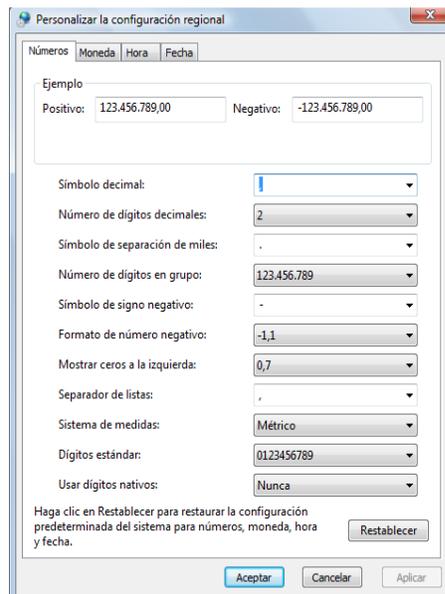


Figura No. 4 Configuración Número

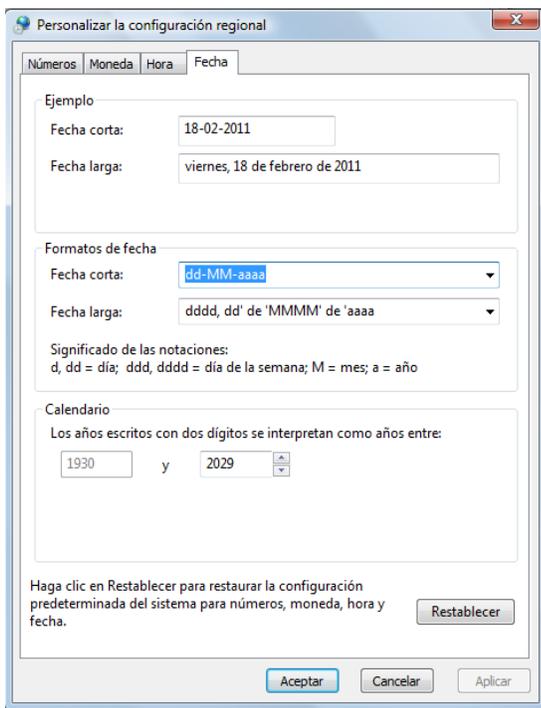


Figura No. 5 Configuración Fecha